



Novembre 2017

Dispositions d'exécution de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Commentaires



Table des matières

1.	Remarques liminaires	1
2.	Grandes lignes du projet.....	1
2.1	Système de rétribution de l'injection	1
2.1.1	Rétribution et durée de rétribution	1
2.1.2	Commercialisation directe.....	2
2.1.3	Rétribution au prix de marché de référence	3
2.1.4	Particularités du photovoltaïque.....	3
2.1.5	Particularités de la géothermie	3
2.2	Contributions d'investissement	4
2.2.1	Rétributions uniques pour les installations photovoltaïques	4
2.2.2	Contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques	4
2.2.3	Contributions d'investissement pour les installations de biomasse.....	5
2.3	Soutien en faveur de la grande hydraulique existante	5
3.	Conséquences financières, sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.....	6
4.	Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société	6
5.	Relation avec le droit européen	7
6.	Commentaires des différentes dispositions	7
7.	Commentaires des annexes	39



1. Remarques liminaires

Le 30 septembre 2016, le Parlement a adopté le projet de révision totale de la loi sur l'énergie (LEne, FF 2016 7469). Cette révision comprend également l'adaptation de onze autres lois fédérales. Le peuple suisse a approuvé le projet de loi le 21 mai 2017. Ces modifications au niveau de la loi ont des effets sur plusieurs ordonnances¹, dont l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEne; RS 730.01). Par souci de clarté, l'occasion est saisie de transférer dans une nouvelle ordonnance les dispositions concernant une partie de l'utilisation du supplément perçu sur le réseau. Cette ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) fait donc partie des modifications rendues nécessaires, à l'échelon de l'ordonnance, par la nouvelle LEne.

2. Grandes lignes du projet

Des dispositions contenues dans l'OEne en vigueur ainsi que de nouvelles dispositions relatives à l'utilisation des moyens issus du supplément visant à promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont regroupées dans une ordonnance distincte. Celle-ci couvre les domaines suivants: le système de rétribution de l'injection, la rétribution unique, les contributions d'investissement et l'encouragement des grandes installations hydroélectriques existantes par la prime de marché.

2.1 Système de rétribution de l'injection

La nouvelle LEne convertit la rétribution à prix coûtant du courant injecté en une rétribution de l'injection alignée sur les coûts avec commercialisation directe. Le système d'encouragement continue d'être désigné par l'abréviation RPC. Des incitations seront créées pour encourager les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables à injecter leur courant dans le réseau au moment opportun et en fonction des besoins. Les dispositions s'appliquent à toutes les «nouvelles installations», soit aux installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2013 (art. 19, al. 3, LEne). Les agrandissements et rénovations notables d'installations ne peuvent plus participer au système de rétribution de l'injection, qui sera par ailleurs de durée déterminée: les installations pourront y participer pendant les cinq années qui suivront l'entrée en vigueur de la LEne (art. 38, al. 1, let. a, LEne). Cependant, les installations déjà au bénéfice de la rétribution de l'injection recevront celle-ci jusqu'au terme de la durée de rétribution prévue.

2.1.1 Rétribution et durée de rétribution

La rétribution est basée sur les coûts de revient (art. 22, al. 1, LEne). Elle correspond à environ 80 à 90% de l'actuelle rétribution à prix coûtant et ne couvre donc dans tous les cas plus les coûts de revient. La rétribution, alignée sur les coûts, découle principalement du raccourcissement de la durée de rétribution de 20 à 15 ans. De ce fait, les moyens à disposition seront moins longtemps immobilisés. Les installations de biomasse ne sont pas concernées par le raccourcissement de la durée de rétribution. Eu égard aux importants coûts d'exploitation courants (coût de la biomasse et de l'épandage du digestat, charges de personnel), les exploitants de ces installations ne sont pas incités à en poursuivre l'exploitation au-delà de la durée de rétribution.

Les taux de rétribution pour les installations photovoltaïques sont réduits de 20%, afin de tenir compte de l'évolution dynamique des coûts de cette technologie tout en intégrant dans le système de rétribution de l'injection un nombre aussi élevé que possible de projets placés sur la liste d'attente. Les taux

¹ Cf. les informations détaillées sur le contexte dans les commentaires de novembre 2017 concernant la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie (OEne).



de rétribution pour les installations éoliennes et hydroélectriques sont légèrement augmentés par rapport au droit actuel, ce qui permet de compenser partiellement le raccourcissement de la durée de rétribution. Sans cette compensation partielle, de nombreux projets ne seraient peut-être plus poursuivis. Les taux de rétribution pour les installations géothermiques restent inchangés.

Pour les petites installations hydroélectriques et les installations de biomasse, le taux de rétribution est désormais réduit en cas d'agrandissement ou de rénovation ultérieurs pour autant qu'il en résulte une augmentation de la puissance. Cette mesure vise à diminuer le risque d'endettement du fonds alimenté par le supplément: en effet, les agrandissements et les rénovations ultérieurs peuvent conduire à une hausse significative et imprévisible des montants à verser par rapport à ce qui est attendu sur la base des déclarations.

2.1.2 Commercialisation directe

Les exploitants d'installations d'une puissance égale ou supérieure à 500 kW qui perçoivent déjà une rétribution de l'injection selon le droit actuel et les exploitants d'installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW qui seront admis dans le système de rétribution de l'injection seront tenus de commercialiser eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent, et cela au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur de la loi. Les installations au bénéfice de la RPC actuelle comme celles nouvellement admises contribueront ainsi à une production adaptée aux besoins.

Le passage volontaire à la commercialisation directe est possible pour la fin d'un trimestre, mais irréversible.

Les producteurs participant à la commercialisation directe sont en principe libres de commercialiser eux-mêmes leur électricité. Toutefois, étant donné que la commercialisation d'électricité nécessite l'annonce de programmes prévisionnels et doit respecter diverses modalités, il est probable que la plupart des producteurs confieront cette tâche à des tiers spécialisés. Au vu du nombre d'installations participant à la commercialisation directe et de la quantité d'électricité qu'elles produisent, un marché correspondant se développera avec diverses offres de prestations.

La rétribution des installations qui participent à la commercialisation directe consistera en deux composantes: les recettes de l'électricité vendue par le producteur lui-même – ou par le fournisseur de prestations spécialisé pour le compte du producteur – et la prime d'injection (taux de rétribution sous déduction du prix de marché de référence), qui sera virée trimestriellement par l'organe d'exécution (art. 21, al. 4, LEnE). Lorsqu'un exploitant d'installation injecte son électricité à un prix supérieur au prix de marché de référence, ses recettes sont supérieures à une rétribution fixe. Une indemnisation spécifique à la technologie concernée permettra désormais d'indemniser directement les producteurs pour les coûts de la commercialisation de l'électricité et ceux de l'établissement du bilan, supportés jusqu'ici par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables est maintenu uniquement pour les installations qui injectent au prix de marché de référence. Pour des raisons liées à la mise en œuvre, il rétribuera désormais l'organe d'exécution au prix de marché de référence pour l'électricité reprise conformément au programme prévisionnel. Il sera en même temps chargé de vendre aux meilleures conditions possibles l'électricité reprise. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables (et dès lors les autres groupes-bilans et les gestionnaires de réseau) poursuivront toutefois leurs activités actuelles en lien avec la reprise d'électricité pendant un an après l'entrée en vigueur de l'OEneR, les nouvelles dispositions dans ce domaine entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2019.



2.1.3 Rétribution au prix de marché de référence

Les exploitants d'installations qui ne participent pas à la commercialisation directe injectent l'électricité au prix dit de marché de référence (art. 21, al. 2 et 3, LEnE). L'organe d'exécution leur verse la totalité du taux de rétribution, répartie en prix de marché de référence et prime d'injection.

Pour les installations qui disposent d'une mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent, le bilan continuera d'être établi au sein du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

L'électricité des installations qui ne disposent ni d'une mesure de la courbe de charge ni d'un système de mesure intelligent sera reprise comme avant par les gestionnaires de réseau. En pareil cas, ces derniers verseront à l'organe d'exécution le prix de marché de référence pour l'électricité produite. Mais aucune indemnité de gestion ne sera versée, puisqu'aucun coût d'établissement de bilan ne surviendra.

2.1.4 Particularités du photovoltaïque

L'entrée en vigueur de la nouvelle LEnE coïncide avec une augmentation des ressources visant à promouvoir la production électrique à partir d'énergies renouvelables. Mais ces ressources ne suffiront pas à intégrer dans le système de rétribution de l'injection tous les projets photovoltaïques en liste d'attente, tant la demande demeure importante.

Dans ce contexte, les petites installations d'une puissance inférieure à 100 kW ne pourront plus que recourir à la rétribution unique (RU) à l'avenir. Le système actuel visant à réduire la liste d'attente est maintenu. La date de dépôt de la demande reste déterminante.

2.1.5 Particularités de la géothermie

Outre les installations hydrothermales déjà prévues, les installations géothermiques comprennent également la catégorie des installations pétrothermales. Celles-ci se distinguent des installations hydrothermales par le fait que le sous-sol est également stimulé hydrauliquement, outre le puits de forage même, pour obtenir de la chaleur et de l'eau chaude. Cette catégorie est désormais intégrée à l'annexe 1.4 pour plusieurs raisons. Le potentiel de la géothermie profonde hydrothermale est probablement limité en Suisse, car cela nécessite non seulement que l'eau existe en quantité suffisante et à une température assez élevée dans le sous-sol, mais encore de la localiser. La découverte d'un réservoir est entravée parce que les connaissances dont on dispose sur d'éventuels gisements d'eau diminuent fortement à mesure que la profondeur augmente. En Suisse, 16 forages fournissent des informations ponctuelles sur le sous-sol en dessous de 3000 mètres de profondeur. Ces informations ne sont en outre souvent pas accessibles au public ou elles sont centrées sur d'autres types d'utilisation. Dans le cas des installations pétrothermales, la stimulation hydraulique du sous-sol permet d'en accroître la perméabilité à l'eau et, de ce fait, d'utiliser la géothermie même si les gisements naturels d'eau sont limités. Créer cette perméabilité du sous-sol par des moyens techniques mobilise toutefois d'importants capitaux. C'est pourquoi une catégorie propre, dotée d'un taux de rétribution supérieur, est désormais créée pour les installations géothermiques pétrothermales. Les taux de rétribution ont été déterminés sur la base d'installations de référence avec lesquelles une série de plusieurs mesures de stimulation ont fait l'objet de calculs économiques: la différence entre le coût de revient technique des installations pétrothermales et celui des installations hydrothermales oscille entre 2,4 et 13,4 ct./kWh autour d'une valeur moyenne de 7,5 ct./kWh.



2.2 Contributions d'investissement

2.2.1 Rétributions uniques pour les installations photovoltaïques

Depuis 2014, une forte augmentation de capacité de production photovoltaïque est constatée. Cette progression s'explique par l'introduction de la rétribution unique, grâce à laquelle, en combinaison avec une consommation propre à la hausse et le recul des prix des installations photovoltaïques, il est aujourd'hui possible d'exploiter de petites installations de manière rentable. Pour soutenir cette tendance, les nouvelles dispositions étendent la rétribution unique aux grandes installations. Cette évolution a également pour conséquence que les moyens d'encouragement sont moins longtemps immobilisés. La rétribution unique est plafonnée pour les installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW, afin de garantir une planification aussi pertinente que possible des liquidités du fonds alimenté par le supplément. Ce plafond est calculé sur la base de la puissance annoncée et ne peut pas être dépassé.

2.2.2 Contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques

Le Parlement a décidé, dans le cadre des débats sur la nouvelle LEnE, que le développement des installations hydroélectriques doit être encouragé par des contributions d'investissement. Grâce à l'encouragement apporté par les contributions d'investissement, une part des investissements nécessaires ne doit plus être supportée par l'investisseur. Il est ainsi possible de réduire les coûts du capital, partant les coûts supplémentaires non amortissables de l'installation pendant toute sa durée de vie, ce qui accroît la disposition à investir des investisseurs potentiels. Les contributions d'investissement améliorent la sécurité des investissements par rapport au statu quo, mais dans une moindre mesure que la RPC, par exemple, car les producteurs restent exposés aux risques du marché et aux fluctuations des prix qui s'y rapportent. En outre, les producteurs sont eux-mêmes responsables de commercialiser leur électricité. Ils sont de ce fait incités à réagir aux signaux de prix et à minimiser les écarts de planning. Cependant, la réduction des coûts de capital peut induire des distorsions macroéconomiques et entraîner des investissements au-delà du seuil d'efficacité: les prix bas et la faible rentabilité qui leur est associée sont généralement un signe de surcapacités. Afin de garantir l'efficacité et de réduire les effets d'aubaine, les contributions d'investissement sont fixées de cas en cas et elles ne couvrent que partiellement les investissements. Pour les grandes installations hydroélectriques (dont la puissance est supérieure à 10 MW), les contributions d'investissement couvrent au maximum 35% des coûts d'investissement imputables et pour les petites installations hydroélectriques (jusqu'à une puissance de 10 MW), au maximum 60% des coûts d'investissement imputables. La différence entre les deux catégories d'installation provient du fait que les grandes installations hydroélectriques tendent à être plus rentables. Les contributions d'investissement ne peuvent pas dépasser les coûts supplémentaires non amortissables. Le droit aux contributions se fonde donc sur la valeur la plus basse entre le taux maximum couvert des coûts d'investissement imputables et les coûts supplémentaires non amortissables.

Les contributions d'investissement se définissent sur la base de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (*discounted cash flow*). Cette méthode permet d'évaluer les investissements à long terme en estimant la valeur actualisée totale, à un moment déterminé, de tous les flux de trésorerie futurs. Si la valeur actualisée nette résultant de ce calcul est négative, autrement dit si des coûts supplémentaires non amortissables apparaissent, l'exploitant peut obtenir une contribution d'investissement.

Pour déterminer la valeur actualisée nette, il faut connaître le montant de l'investissement nécessaire et disposer des données concernant les coûts récurrents à venir et l'évolution future des prix. L'ordonnance prévoit certaines dispositions à cet égard. Les coûts de capital imputables (CMPC ou WACC)



sont calculés de manière analogue à ce que prévoit la réglementation actuelle relative au réseau électrique et sont fixés par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), soit par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). L'évolution future des prix de l'électricité est définie et régulièrement actualisée par l'OFEN à l'aide de modèles usuels dans la branche.

Selon la disposition relative au début des travaux (art. 28 LEne), les installations qui commencent des travaux de construction, d'agrandissement ou de rénovation sans garantie ou sans qu'un début anticipé des travaux ait été autorisé ne reçoivent aucune contribution d'investissement. Cette disposition ne s'applique pas aux installations qui ont reçu un avis de mise en liste d'attente avant le 1^{er} janvier 2018 (art. 73, al. 1, LEne). Etant donné que le droit en vigueur ne permet pas aux grandes installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW de participer à la RPC, ces installations ne peuvent pas disposer d'avis de mise en liste d'attente, raison pour laquelle elles sont exclues des contributions d'investissement si la construction a débuté avant le 1^{er} janvier 2018. En revanche, les petites installations hydroélectriques d'une puissance allant jusqu'à 10 MW ont la possibilité de s'annoncer pour la RPC selon le droit en vigueur et, si elles l'ont fait, elles pouvaient pour ainsi dire compter, avec l'avis de mise en liste d'attente, sur une certaine promesse d'encouragement, ce qui les a peut-être incitées à effectuer de premiers investissements ou même à débiter la construction. C'est pourquoi le législateur a estimé qu'il était justifié de permettre à ces installations de demander des contributions d'investissements même si elles n'ont pas encore reçu de réponse positive concernant la RPC selon le droit en vigueur, en définissant une exception à la disposition relative au début des travaux de l'art. 73, al. 1, LEne. Autrement, ces installations, qui ne pourront plus participer au système de rétribution de l'injection selon le nouveau droit alors qu'elles en ont la possibilité sous le droit en vigueur, n'auraient même plus la possibilité de demander une contribution d'investissement sans la disposition d'exception. Une telle exception ne se justifie pas dans le cas des grandes installations hydroélectriques, qui ne peuvent pas participer à la RPC selon le droit en vigueur et ne disposent par conséquent d'aucune base de confiance, car l'octroi de contributions d'investissement à des installations ayant débuté les travaux sans avoir un encouragement en vue entraînerait un effet d'aubaine. Par conséquent, le législateur n'a pas prévu d'exception à la disposition relative au début des travaux pour les grandes installations hydroélectriques.

2.2.3 Contributions d'investissement pour les installations de biomasse

En lieu et place de la rétribution de l'injection, seules des contributions d'investissement sont encore accordées aux usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et aux stations d'épuration des eaux usées (STEP) ainsi qu'aux agrandissements et rénovations notables de ces installations. Les centrales à bois d'importance régionale peuvent demander une contribution d'investissement aussi bien que la rétribution de l'injection, mais un soutien à double est exclu. La contribution d'investissement couvre au maximum 20% des coûts d'investissement pris en considération. Elle est destinée à des mesures non rentables visant à accroître la production électrique ou à prolonger la durée économiquement supportable d'utilisation.

2.3 Soutien en faveur de la grande hydraulique existante

Eu égard à la situation difficile des installations hydroélectriques suisses, le Parlement a décidé d'incorporer à la LEne un instrument de soutien en faveur des installations existantes que ne contenait pas encore le projet du Conseil fédéral. Grâce au modèle de la prime de marché, les grandes installations hydroélectriques, dont l'électricité doit être vendue sur le marché en dessous du coût de revient, seront soutenues par une prime de marché à concurrence de 1 ct./kWh au maximum. Outre le critère



du découvert, il importe également que cette électricité ne puisse pas être écoulee dans l'approvisionnement de base de l'exploitant concerné, puisqu'il est alors autorisé à facturer ses coûts de revient à son client final, lequel est captif. Le régime, limité à cinq ans, est censé atténuer provisoirement les effets de la situation tendue pour les exploitants exposés au marché. La prime de marché est financée par le supplément perçu sur le réseau.

Dans l'idéal, le montant de la prime de marché serait défini sur la base des recettes du marché et des coûts de revient effectifs par installation. Toutefois, il n'est guère plus possible de procéder aujourd'hui à une estimation des recettes des installations en raison des structures du secteur de l'électricité. D'une part, la production issue de la force hydraulique peut être vendue sur différents marchés et, d'autre part, une optimisation s'effectue à l'intérieur du portefeuille, ce qui ne permet plus de tirer des conclusions pour des installations individuelles. C'est pour ces raisons, ainsi que pour maintenir les charges liées à la mise en œuvre aussi faibles que possible, que le Conseil fédéral a opté pour une approche simplificatrice basée sur une recette de marché de référence et abandonnant complètement plusieurs postes (tant du côté des recettes que des coûts). En règle générale, ces suppressions devraient s'équilibrer.

Outre la prime de marché, la LEne autorise également les ayants droit à vendre l'énergie hydroélectrique au prix de revient dans l'approvisionnement de base, ce qui représente un deuxième soutien. Quant à savoir quelle quantité d'énergie hydroélectrique bénéficiera de la prime de marché compte tenu de ce privilège, le Conseil fédéral émet également des directives en vue d'une solution aussi équilibrée et correcte que possible.

3. Conséquences financières, sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Les modifications à l'échelon de l'ordonnance n'ont aucune conséquence particulière sur les finances et sur le personnel ni aucune autre conséquence pour les cantons et les communes. Au niveau de la Confédération, il faut anticiper des charges financières et en personnel plus élevées pour assurer l'exécution des dispositions prévues. Les charges financières supplémentaires découlent en grande partie des décisions du Parlement concernant les centrales électriques à bois et les grandes installations hydroélectriques. Les travaux de mise en œuvre, de développement et de base devraient coûter 1 million de francs par an au total ces prochaines années. Cette somme peut être financée par le fonds alimenté par le supplément sans incidence sur le budget. Il faut prévoir une hausse des effectifs de onze postes à plein temps pour assurer l'exécution du système d'encouragement (rétribution de l'injection, rétribution unique, contributions d'investissement, prime de marché, dispositions pénales), dont trois peuvent être compensés à l'interne, trois autres ne sont nécessaires que jusqu'en 2022 et un poste au maximum peut être financé de manière neutre en termes de budget.

4. Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société

L'affectation des moyens d'encouragement sera plus efficace grâce à la transformation prévue du système d'encouragement de la RPC en un système de rétribution de l'injection basé sur la commercialisation directe et aligné sur les coûts. De plus, l'introduction de la commercialisation directe assure une meilleure intégration des installations de production d'énergie renouvelable sur le marché. Premièrement, la qualité des prévisions à moyen et long termes de la production s'en trouvera améliorée. Deuxièmement, les installations seront mieux utilisées et de manière plus flexible pour garantir la sécurité



de l'approvisionnement. L'introduction et l'extension des contributions d'investissement et de la rétribution unique auront par ailleurs un impact accru par franc accordé à titre d'encouragement: un financement initial déclenche des investissements importants.

Les moyens d'encouragement étant limités, la liste d'attente RPC déjà constituée ne pourra pas être complètement résorbée à l'avenir également. Cette remarque concerne surtout les projets photovoltaïques. Il est probable que tous les exploitants qui ont construit leurs installations sans décision RPC positive (donc à leurs propres risques) ne pourront pas bénéficier d'un soutien.

Les premiers bénéficiaires de l'accroissement des subventions et des investissements seront les entreprises actives dans les domaines de la planification et de la construction des installations ainsi que les sous-traitants qu'elle draine. Il est probable que la majeure partie de la valeur ajoutée soit générée en Suisse.

5. Relation avec le droit européen

L'ordonnance n'entraîne pas de changement dans la relation actuelle avec le droit européen. Dans la perspective d'un possible accord sur l'électricité avec l'UE, il s'agit d'être attentif en particulier aux règles de l'UE concernant les aides d'Etat (subventions, allègements et avantages de toutes sortes). Toutefois, d'éventuels conflits avec le droit de l'UE ne découleraient pas des dispositions de l'ordonnance en question, mais de la loi qui a déjà été adoptée et qui ne peut pas être modifiée dans le présent contexte. En matière de législation sur les aides d'Etat, la prime de marché destinée à la grande hydraulique pourrait focaliser l'attention, notamment parce qu'elle influence les dépenses d'exploitation courantes et qu'elle est versée à des installations existantes et ne vise donc pas à *augmenter* le nombre d'installations ou le volume de production d'énergie renouvelable, ce qui est le cas par exemple de la rétribution de l'injection et des contributions d'investissement. Si la conclusion d'un accord sur l'électricité devait se réaliser prochainement, la prime de marché serait thématifiée, mais il existe de bons arguments pour la justifier, notamment sa durée limitée à cinq ans.

S'agissant de la relation au droit de l'OMC, qui comprend également des règles sur les subventions et autres aides, et qui lie la Suisse, la remarque concernant les aides d'Etat s'applique: les éventuels conflits découleraient de la loi déjà adoptée et non des dispositions de la présente ordonnance.

6. Commentaires des différentes dispositions

Chapitre 1 Dispositions générales

Ce chapitre contient des dispositions importantes pour plusieurs des chapitres suivants.

Art. 3 Nouvelles installations

L'al. 2 prévoit qu'outre les installations effectivement nouvelles, les installations qui remplacent complètement une installation existante sont aussi considérées comme nouvelles. Le remplacement est réputé complet si l'investissement nécessaire est approximativement aussi important que dans le cas d'une installation comparable effectivement nouvelle. De plus, les parties d'installation qui subsisteraient éventuellement ne peuvent être que d'importance secondaire.

Art. 4 Puissance de l'installation

La puissance d'une installation est déterminée conformément aux dispositions de l'art. 13 OEnet, par conséquent, de la même manière que la puissance des installations qui injectent de l'énergie sur le réseau au sens de l'art. 15 LEnet.



Art. 5 Obligation d'annoncer en cas de changement d'ayant droit

L'obligation d'annoncer une éventuelle modification de l'ayant droit a pour but de garantir que les prestations d'encouragement ne seront pas versées à la mauvaise personne. Si l'annonce d'un changement est omise, le montant est versé à l'ancien ayant droit. Les charges d'exécution seraient disproportionnées, en particulier pour la rétribution de l'injection et la rétribution unique, s'il fallait encore clarifier un éventuel changement d'ayant droit avant le versement de la rétribution ou de la contribution d'investissement.

Art. 6 Catégories d'installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW sont réparties en deux catégories. Les petites installations photovoltaïques intégrées dans le bâtiment impliquent aujourd'hui encore des coûts d'investissement légèrement supérieurs à ceux d'installations simplement ajoutées à un bâtiment ou à ceux d'installations isolées. Les taux de rétribution des installations intégrées resteront donc légèrement plus élevés pour la rétribution unique, afin de tenir compte de cette situation. Une installation n'est réputée intégrée que lorsqu'elle est effectivement incorporée dans un bâtiment et remplit une double fonction. L'assemblage constructif d'installations, comme dans le cas d'abris pour voitures ou de panneaux photovoltaïques servant de toit pour des places de parc, ne répond pas aux exigences posées par l'art. 6, al. 2, faute d'intégration des modules dans le bâtiment. L'absence de coûts plus élevés liés à une intégration explique pourquoi les cas de ce type ne sont pas considérés comme des installations intégrées.

Art. 7 Grandes et petites installations photovoltaïques

La distinction entre «grandes» et «petites» installations photovoltaïques (art. 19, al. 6, LEne) intervient au seuil de puissance de 100 kW. Les installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW exigent des investissements considérables. Leur rentabilité et la sécurité des investissements jouent un rôle beaucoup plus important lors de la décision d'investir que ce n'est le cas avec les petites installations. C'est pourquoi la procédure de demande est conçue un peu différemment pour les grandes installations photovoltaïques que pour les petites (cf. sections 3 et 4 du chapitre 4).

Les installations dont la puissance est inférieure à 100 kW sont considérées comme parties de la technique du bâtiment. Il y a lieu d'admettre que ces installations seront réalisées par les responsables de projet soit dès de la construction même du bâtiment, soit dans le cadre d'autres mesures comme un assainissement du toit. Par conséquent, le moment de la réalisation et la rentabilité dépendent d'une multitude de facteurs différents.

Les installations d'une puissance totale égale ou supérieure à 100 kW doivent elles aussi bénéficier du traitement administrativement moins lourd et éventuellement plus rapide réservé à la rétribution unique pour les petites installations, pour autant que le montant à verser pour ces installations soit limité à une contribution convenant à une puissance inférieure à 100 kW. Il est donc déterminant, pour la définition de la petite installation, que la rétribution unique demandée n'atteigne pas la contribution prévue pour 100 kW. Autrement dit, même si une installation est agrandie ou rénovée pour atteindre une puissance totale de 100 kW ou plus, il est possible de soumettre une demande pour une petite installation dans la mesure où la puissance supplémentaire n'atteint pas 100 kW (al. 2, let. b). Les grandes installations reçoivent également le même traitement que les petites si l'exploitant demande, pour une installation d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW, «seulement» une rétribution unique pour la puissance inférieure à 100 kW (al. 3).



Art. 8 Droit d'option pour les installations photovoltaïques

Tous les exploitants d'installations photovoltaïques dont la puissance est inférieure à 100 kW ne pourront plus revendiquer que la rétribution unique. Un droit d'option entre la rétribution unique et la rétribution de l'injection existe pour les installations dont la puissance est comprise entre 100 kW et 50 MW.

Si la puissance de l'installation est supérieure à 50 MW, seule la rétribution de l'injection peut être demandée. La limite supérieure a été fixée très haut de manière à ce que les installations de toutes les tailles imaginables en Suisse puissent autant que possible bénéficier d'une rétribution unique. Le droit d'option est définitivement exercé au moment où la demande est déposée pour l'une ou l'autre forme d'encouragement. La seule exception au caractère définitif de l'option prise est réservée à l'exploitant qui, après avoir mis son installation en service, dépose une demande de rétribution unique pour petite installation. En pareil cas, il doit être possible de passer du système de rétribution de l'injection ou de la rétribution unique pour grande installation au système administrativement moins lourd de la rétribution unique pour petite installation. Cette possibilité suppose toutefois que l'exploitant renonce à la rétribution de la contribution pour la puissance égale ou supérieure à 100 kW (cf. définition des petites installations photovoltaïques à l'art. 7).

Art. 9 Exceptions à la limite inférieure pour les installations hydroélectriques

Les installations hydroélectriques énumérées à l'art. 9 n'impliquent aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels, au sens de l'art. 19, al. 5, LEn. Elles sont donc exemptées de la limite inférieure de puissance fixée pour obtenir une rétribution de l'injection ou une contribution d'investissement. Ces installations peuvent participer au système de rétribution de l'injection ou faire l'objet d'une demande de contribution d'investissement.

Ces exceptions concernent les centrales de dotation (let. a) et les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, pour autant qu'aucun écosystème présentant de l'intérêt ne s'y soit développé au fil du temps et que l'installation ne cause aucune atteinte à un cours d'eau naturel (let. b). Elles s'appliquent aux installations qui, pour produire de l'électricité, exploitent accessoirement de l'eau déjà utilisée dans le cadre d'une utilisation principale différente. Il découle de la notion d'«exploitation accessoire» que la quantité totale d'eau utilisée ne saurait excéder la quantité d'eau nécessaire, respectivement autorisée ou concédée au titre de l'utilisation principale (p. ex. enneigement; let. c).

Art. 10 Consommation propre

Les dispositions afférentes de l'OEne s'appliquent à une éventuelle consommation propre dans le cadre du système de rétribution de l'injection.

Chapitre 2 Système de rétribution de l'injection

Section 1 Dispositions générales

Art. 11 Exigences générales

Les installations participant au système de rétribution de l'injection sont soumises aux mêmes dispositions que celles qui injectent en vertu de l'art. 15 LEn en ce qui concerne les conditions de raccordement et la disposition relative à la quantité d'électricité à rétribuer.

Art. 12 Garantie d'origine et plus-value écologique

A l'instar de ce qui prévaut dans le droit en vigueur, la plus-value écologique de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est réputée rémunérée par la participation au système de rétribution de l'injection ou le versement de la prime d'injection. Les garanties d'origine correspondantes doivent donc être transmises à l'organe d'exécution et ne peuvent pas être commercialisés.



Art. 13 Participation des installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW ne peuvent plus participer au système de rétribution de l'injection. Il est possible de demander une rétribution unique pour ces installations (cf. art. 19, al. 4 et 6, et art. 24 LEnE).

Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence

Art. 14 Commercialisation directe

L'al. 1 prévoit, en vertu de l'art. 21, al. 2, LEnE, que les exploitants de petites installations d'une puissance inférieure à 100 kW sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe, parce que le coût de commercialisation serait disproportionné par rapport à la quantité d'électricité produite. Les exploitants d'installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW doivent vendre eux-mêmes leur électricité sur le marché au plus tard après un délai transitoire de deux ans (cf. art. 105, al. 1). En raison de la taille des installations d'une puissance de 500 kW ou supérieure qui reçoivent déjà une rétribution sous le régime du droit en vigueur, on peut aussi raisonnablement exiger des exploitants correspondants qu'ils commercialisent directement leur énergie. Ils devront donc vendre eux-mêmes leur électricité, conformément à l'art. 72, al. 5, LEnE, le délai transitoire étant toutefois également de deux ans (cf. art. 105, al. 2).

Cependant, il est loisible à chaque exploitant d'installation, indépendamment de la taille de celle-ci, de passer en tout temps de son propre chef à la commercialisation directe. Un tel passage est définitif.

Art. 15 Prix de marché de référence

Le prix de marché de référence des installations photovoltaïques correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité pour le jour suivant (*day-ahead*) pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge. Comme les installations photovoltaïques ne produisent et n'injectent de l'électricité que de jour, un prix de marché non pondéré, qui tiendrait compte également des bas prix nocturnes, ne reflèterait pas adéquatement les recettes du marché réalisables et conduirait à une prime d'injection trop élevée (al. 1).

Pour les autres technologies, aucun modèle semblable de production ni d'injection spécifique n'est disponible. C'est pourquoi le prix de marché de référence correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité pour le jour suivant (*day-ahead*) pour le marché suisse (al. 2).

Les prix de marché de référence sont calculés et publiés par l'OFEN (al. 3).

Art. 16 Taux de rétribution et adaptation

Les taux de rétribution sont fixés pour chaque technologie dans l'annexe correspondante (1.1 à 1.5) (al. 1).

Le taux de rétribution des installations hybrides (art. 2, let. a) est calculé conformément à l'al. 2, comme dans le droit en vigueur, en fonction des taux de rétribution des agents énergétiques employés, pondérés selon leur teneur énergétique respective. L'ensemble de la production de l'installation hybride est utilisé pour déterminer la puissance équivalente s'il s'agit de technologies pour lesquelles la puissance équivalente est déterminante pour calculer le taux de rétribution.

Art. 17 Durée de rétribution et exigences minimales

La durée de rétribution et les exigences minimales sont également fixées séparément pour chaque technologie dans les annexes (al. 1).



A l'instar de ce qui prévaut dans le droit en vigueur, la durée de rétribution commence à partir de la mise en service de l'installation, que l'exploitant reçoive ou non une rétribution pour cette installation. Il n'est pas possible d'interrompre la durée de rétribution (al. 2).

Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Art. 18 Ordre de prise en compte

La date de dépôt de la demande détermine l'ordre de prise en compte des projets (al. 1). Si plusieurs demandes sont déposées le même jour, les projets présentant la puissance la plus importante sont prioritairement pris en compte (al. 2).

Art. 19 Liste d'attente

Si les moyens issus du fonds alimenté par le supplément (art. 37 LEn) ne suffisent pas pour que toutes les demandes soient prises en compte immédiatement, les projets sont inscrits sur des listes d'attente, comme c'est le cas dans le droit en vigueur: une liste pour le photovoltaïque et une liste pour les autres technologies. L'inscription sur une liste d'attente ne confère aucunement à l'exploitant d'une installation le droit de participer au système de rétribution de l'injection. Si un exploitant réalise son installation alors qu'elle se trouve en liste d'attente, il le fait à ses propres risques.

Il importe par ailleurs que seules soient inscrites sur la liste d'attente les installations qui remplissent vraisemblablement les conditions d'octroi. S'il apparaît manifestement dès le dépôt de la demande que l'installation ne remplit pas les conditions requises, la demande doit être refusée avant même son inscription sur la liste d'attente.

Art. 20 Réduction de la liste d'attente

En vertu de l'al. 1, lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l'OFEN fixe par des contingents combien d'installations peuvent être prises en compte.

Malgré le relèvement du supplément perçu sur le réseau à 2,3 ct./kWh, la liste d'attente actuelle ne pourra pas être complètement résorbée en raison des moyens limités et de l'expiration du système de rétribution de l'injection à la fin de 2022.

Conformément à l'al. 2, les installations photovoltaïques sur liste d'attente seront prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande, qu'elles aient ou non déjà été mises en exploitation. Les exploitants d'installation qui, s'étant annoncés tôt, se trouvent depuis longtemps déjà sur la liste d'attente, pourront ainsi participer au système de rétribution de l'injection. Simultanément, il faut supposer que nombre d'exploitants qui ont mis leur installation en service sans décision positive sous le régime du droit en vigueur ne pourront plus participer au système de rétribution de l'injection. Ces exploitants ont toutefois droit à une rétribution unique (art. 25 LEn). La liste d'attente des installations photovoltaïques pourra être résorbée à peu près jusqu'aux installations annoncées au cours de l'été 2012. La date exacte est difficile à estimer, car elle dépend de la puissance effectivement réalisée par les installations, qui peut différer de la puissance déclarée, comme l'expérience le montre.

Quant aux autres technologies, l'al. 3 prévoit de traiter prioritairement les installations pour lesquelles un avis de mise en service ou un avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, le second avis complet d'avancement du projet a été transmis à l'organe d'exécution. Parmi ces installations au bénéfice d'un traitement prioritaire, les installations seront traitées dans l'ordre des avis de mise en service ou des communications d'avancement des projets (let. a). Une fois prises en compte toutes les installations au bénéfice d'un traitement prioritaire, les projets restants pourront être traités dans l'ordre de dépôt des demandes (let. b).



Section 4 Procédure de demande

Art. 21 Demande

L'organe d'exécution est compétent pour traiter les demandes de participation au système de rétribution de l'injection (al. 1). Les annexes précisent, pour chaque technologie, quelles données et quels documents la demande doit comprendre (al. 2).

Art. 22 Garantie de principe

La garantie de principe correspond à l'ancienne décision positive visée à l'art. 3g, al. 3, aOEne. Cette garantie offre une sécurité d'investissement à l'exploitant de l'installation, puisqu'elle l'assure de participer au système de rétribution de l'injection si, lors de la mise en service ultérieure, toutes les exigences sont remplies (al. 1).

Tout comme la décision positive selon le droit en vigueur, cette décision n'a aucun effet préjudiciel sur les éventuelles procédures d'autorisation et d'octroi de concession (al. 2).

Art. 23 Avancement du projet, mise en service et obligation d'annoncer

Les projets au bénéfice d'une garantie de principe doivent être réalisés rapidement et ne pas bloquer sans nécessité les moyens réservés pour eux (art. 22). C'est pourquoi l'art. 23 prévoit, à l'instar du droit en vigueur, que le requérant doit progresser dans l'avancement de son projet et mettre l'installation en service dans les délais fixés aux annexes tout en communiquant l'état d'avancement à l'organe d'exécution (al. 1, 2 et 4).

Si un requérant ne peut pas respecter les délais d'avancement de projet ou de mise en service en cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut les prolonger sur demande. La demande doit être déposée avant l'expiration du délai concerné (al. 3).

Si un exploitant d'installation annonce la mise en service trop tard et ne reçoit pas de rétribution pour cette raison, il ne reçoit rétroactivement que le prix de marché de référence, mais pas la prime d'injection (al. 5).

Art. 24 Décision

Si l'installation remplit toutes les conditions également après sa mise en service, elle participe définitivement au système de rétribution de l'injection (al. 1). La garantie de principe n'est pas une condition pour la participation à ce système (al. 2).

Conformément à l'al. 3, à l'instar du droit en vigueur, la demande de participation au système de rétribution de l'injection est rejetée si les conditions d'octroi ne sont pas remplies, si les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés ou si l'emplacement de l'installation ne correspond plus à celui indiqué dans la demande. Il s'agit de définir en fonction de la technologie et d'évaluer au cas par cas si l'emplacement effectif diffère de celui annoncé.

- Pour les installations photovoltaïques par exemple, l'emplacement est en règle générale réputé différent lorsque l'installation est implantée sur un autre terrain que celui qui avait été annoncé. C'est seulement dans le cas de bâtiments construits sur des terrains différents, mais étroitement liés d'un point de vue économique (p. ex. exploitation agricole sur plusieurs terrains, différentes parties réservées à l'exploitation, immeuble d'habitation, «Stöckli»), qu'on peut parler d'un même emplacement malgré un changement de terrain au sein de la «surface de l'exploitation».
- Dans le cas des installations hydroélectriques, l'emplacement peut faire l'objet de modifications importantes lors de la phase d'étude, et ce en raison de la nature de ces installations. On peut généralement parler d'un même emplacement lorsque celles-ci sont construites sur le même tronçon de cours d'eau.
- La situation est similaire dans le cas des installations éoliennes: on peut considérer que l'emplacement est identique lorsque celles-ci sont érigées sur le même périmètre de planification.



- Les installations de biomasse sont souvent construites à proximité et dans le cadre d'une exploitation agricole ou industrielle. Dans leurs cas, on devrait pouvoir parler d'un même emplacement lorsqu'elles se trouvent sur la «surface de l'exploitation».
- Dans le cas des installations géothermiques, l'emplacement annoncé peut être modifié dans une large mesure en raison de la nature de ces installations. En l'absence de valeurs fondées sur l'expérience, la pratique de l'exécution indiquera quand un emplacement doit être considéré comme nouveau.

Section 5 Exploitation courante, exclusion et sortie

Art. 25 Versement de la rétribution

Selon l'art. 21, al. 3, LEne, la rétribution se compose désormais de deux éléments: le prix de marché, à savoir le prix de marché de référence, et la prime d'injection. L'organe d'exécution verse la prime d'injection chaque trimestre aux exploitants participant à la commercialisation directe. Ces exploitants doivent veiller eux-mêmes à obtenir le prix de marché dans le cadre de la commercialisation directe. L'organe d'exécution verse la prime d'injection et le prix de marché de référence aux exploitants qui injectent l'électricité au prix de marché de référence (al. 1).

Comme dans le droit en vigueur, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata si les moyens disponibles ne suffisent pas. Il verse le solde aux exploitants l'année suivante (al. 2).

Le taux de rétribution d'une année déterminée pour les installations hydroélectriques et de biomasse est fixé provisoirement sur la base de la production de l'année précédente. Il ne sera adapté rétroactivement que l'année suivante sur la base de la production effective (cf. p. ex. annexe 1.1, ch. 2.6).

L'exploitant doit rembourser les montants éventuellement versés en trop (al. 3).

Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution (art. 21, al. 5, LEne), les exploitants doivent verser la différence chaque trimestre à l'organe d'exécution (al. 4).

En vertu de l'al. 5, la durée de la rétribution s'achève désormais à la fin du mois où la durée expire (et non plus seulement au mois de décembre suivant). Pour les exploitants d'installation auxquels a été garanti, par décision soumise au droit en vigueur, une durée de rétribution se terminant au mois de décembre suivant son expiration (et non pas pour la fin du mois où la durée de rétribution expire), l'art. 106 s'applique.

Un exploitant qui ne fournit pas les renseignements et les preuves nécessaires pour les versements visés à l'al. 1 (notamment les coordonnées de paiement, etc.) perd le droit à la rétribution tant qu'il n'a pas transmis les informations requises (al. 6).

Art. 26 Indemnité de gestion

Les producteurs participant à la commercialisation directe obtiennent une indemnité de gestion par kWh pour les coûts liés à cette commercialisation, tels que les coûts de l'établissement du programme prévisionnel et ceux de l'énergie d'ajustement. Etant donné que les différentes technologies impliquent des coûts différents et permettent plus ou moins bien d'établir des prévisions dans le cadre de la commercialisation, le montant de l'indemnité de gestion diffère également. Les installations selon le droit actuel (art. 72, al. 1 et 5, LEne, en relation avec l'art. 14, al. 2, et l'art. 105, al. 2, OEn) sont également concernées, d'où la mention des UIOM à l'art. 26. Les UIOM bénéficient d'une indemnité spécifique, car contrairement aux autres installations de biomasse, elles génèrent beaucoup moins de coûts liés à l'énergie d'ajustement, en particulier parce qu'elles sont hautement automatisées, qu'elles bénéficient d'une exploitation professionnelle et qu'elles peuvent fonctionner avec de l'énergie en ru-

ban.



Le montant de l'indemnité de gestion sera adapté en fonction de l'évolution des coûts de commercialisation et du marché pour les distributeurs directs. Cela constituera une incitation à améliorer les prévisions d'injection et contribuera à moyen terme à baisser les coûts de l'énergie d'ajustement.

L'indemnité de gestion est destinée uniquement aux installations qui participent au système de rétribution de l'injection et qui vendent elles-mêmes leur électricité sur le marché. Les coûts de commercialisation des installations participant à ce même système et qui injectent au prix de marché de référence sont pris en charge directement par le fonds alimenté par le supplément (art. 24, OApEI). Les contrats portant sur le financement des frais supplémentaires reposent sur une législation antérieure; dans ce contexte, la nouvelle LEnE se réfère aux anciennes dispositions (art. 73, al. 4 et 5 LEnE). C'est pourquoi aucune nouvelle réglementation ne peut être définie dans l'ordonnance concernant le financement des frais supplémentaires et en particulier en lien avec l'indemnité de gestion.

Art. 27 Obligations du groupe-bilan pour les énergies renouvelables et des gestionnaires de réseau

Pour les installations dont la production est injectée au prix de marché de référence et qui sont équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent, le groupe-bilan pour les énergies renouvelables est chargé de la reprise et de la vente de l'électricité. Le mandat de prestations afférent prévoit que la vente de l'électricité reprise doit se faire aux meilleures conditions possibles (marché spot suisse day-ahead, intraday, services-système, etc.). Le groupe-bilan rétribue l'organe d'exécution au prix de marché de référence pour l'électricité reprise conformément au programme prévisionnel (al. 1).

Pour les installations dont la production est injectée au prix de marché de référence et qui ne sont équipées ni de dispositif de mesure de la courbe de charge ni de système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau est responsable de la reprise de l'électricité au prix de marché de référence. Comme c'est déjà le cas aujourd'hui, il verse le prix de marché de référence correspondant au fonds alimenté par le supplément en passant par l'organe d'exécution (al. 2). Etant donné que ces installations n'assument aucun coût d'établissement de bilan, les gestionnaires n'ont pas droit à une indemnisation.

Art. 28 Agrandissements ou rénovations ultérieurs

Selon l'al. 1, les exploitants d'installations participant au système de rétribution de l'injection doivent annoncer à l'organe d'exécution les éventuels agrandissements ou rénovations au moins un mois avant leur mise en service. La durée de rétribution demeure inchangée en cas d'agrandissement ou de rénovation (al. 2).

Afin d'équiper autant de nouveaux sites que possible en installations photovoltaïques, la production supplémentaire liée aux agrandissements ou rénovations d'installations existantes déjà au bénéfice d'une rétribution n'est pas soutenue ni rétribuée. C'est pourquoi le taux de rétribution des installations photovoltaïques agrandies ou rénovées est réduit proportionnellement en fonction de la puissance installée supplémentaire (al. 3). Par exemple, pour une installation dont la puissance est accrue de 15%, il résulte une réduction du taux de rétribution de 15% sur la production de l'ensemble de l'installation. L'exception énoncée à l'al. 4 vise à garantir que quelqu'un qui exploite une installation dans le système de rétribution de l'injection puisse ajouter une partie supplémentaire à l'installation et l'utiliser par exemple pour sa consommation propre. Un tel agrandissement ne donne certes pas droit à une rétribution, mais il n'entraîne pas non plus une réduction du taux de rétribution applicable à la partie bénéficiant de la rétribution de l'injection.

Pour les petites installations hydroélectriques et les installations de biomasse, la production supplémentaire résultant d'un agrandissement ou d'une rénovation est rétribuée à un taux réduit. Plus la production supplémentaire résultant de l'augmentation de la puissance est élevée, plus la réduction du taux est importante. Dans le cas des petites installations hydroélectriques, la puissance correspond à la puissance mécanique théorique moyenne selon l'art. 4, OEnER en relation avec l'art. 13 OEnE. Les



agrandissements et les rénovations seront également possibles sans restriction à l'avenir, mais entraînent une légère baisse du taux de rétribution afin que la liquidité du fonds alimenté par le supplément reste garantie en tout temps.

Art. 29 Conséquences en cas de non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales

Les dispositions de l'al. 1 relatives au non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales correspondent au droit en vigueur. L'installation qui ne satisfait pas ou plus aux conditions d'octroi ou aux exigences minimales ne reçoit que le prix de marché de référence. Le cas échéant, l'exploitant d'installation qui a reçu une rétribution trop importante doit restituer le montant perçu en trop. Font par exemple partie des conditions d'octroi les conditions applicables aux agrandissements ou aux rénovations notables, ou encore l'atteinte des limites inférieures (art. 19, al. 4, LEne); le cas échéant, les exigences minimales sont réglementées pour chaque technologie dans les annexes. Si les conditions d'octroi ou les exigences minimales sont à nouveau respectées, le droit existe à nouveau (al. 2). Le moment à partir duquel les conditions ou les exigences ne sont plus ou sont à nouveau remplies est déterminant pour l'extinction ou la renaissance du droit. Si une période d'évaluation est prévue pour le calcul de la rétribution, les al. 1 et 2 s'appliquent à chaque fois pour toute la période d'évaluation.

L'art. 29 ne s'applique pas lorsqu'un délai transitoire spécifique est prévu pour une technologie afin de lui permettre d'atteindre une exigence minimale, comme décrit à l'annexe 1.4, ch. 3.1. Cette disposition prévoit que les installations géothermiques doivent atteindre le taux d'utilisation global minimal seulement au plus tard à compter du début de la troisième année civile. Dans ce cas, le non-respect des exigences minimales pendant les deux premières années n'entre pas dans le champ d'application de l'art. 29.

Si les raisons pour lesquelles l'installation ne respecte pas les conditions d'octroi ou les exigences minimales ne sont pas imputables à l'exploitant de l'installation, celui-ci peut présenter à l'organe d'exécution les mesures qu'il entend prendre pour que celles-ci soient à nouveau respectées. L'organe d'exécution peut lui imposer un délai de mise en œuvre de ces mesures et édicter d'autres charges. Si l'exploitant de l'installation satisfait à ces obligations, il continue de recevoir la prime d'injection pendant la période de délai (al. 3).

Après l'expiration du délai, l'al. 1 s'applique à nouveau si les conditions et les exigences ne sont toujours pas respectées (al. 4).

Art. 30 Exclusion et sortie du système de rétribution de l'injection

Toute installation dont la production a été rétribuée au prix de marché de référence en raison du non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales au moins une fois par année pendant trois années ou toute installation qui ne respecte pas les conditions d'octroi ou les exigences minimales pendant une année entière après l'expiration du délai visé à l'art. 29, al. 3, est exclue du système de rétribution de l'injection (al. 1). Un exploitant est bien entendu également libre de sortir du système (al. 2). Après une exclusion ou une sortie, une nouvelle participation est exclue (al. 3).

Chapitre 3 Dispositions générales relatives à la rétribution unique et aux contributions d'investissement

Le présent chapitre contient des dispositions importantes pour plusieurs des chapitres suivants.

Art. 31 Exclusion de la contribution d'investissement

Si une installation participe à un système de rétribution comme le financement des coûts supplémentaires, la rétribution à prix coûtant du courant injecté conformément au droit en vigueur ou la rétribution de l'injection dans le cadre du système de rétribution de l'injection selon le nouveau droit, elle ne peut



pas simultanément bénéficier d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement. L'exploitant d'installation qui sort définitivement de l'un de ces systèmes avant l'expiration de la durée de rétribution reste libre de demander une rétribution unique ou une contribution d'investissement pour un agrandissement ou une rénovation ultérieurs notables.

Art. 32 Autorisation d'un début anticipé des travaux

Pour les installations hydroélectriques et de biomasse, les travaux de construction, d'agrandissement ou de rénovation ne peuvent en principe commencer, en vertu de l'art. 28 LENE, qu'une fois reçue de l'OFEN la garantie de principe pour une contribution d'investissement. L'OFEN peut toutefois autoriser un début anticipé des travaux. Tel est le cas lorsque l'attente de la garantie de principe impliquerait de sérieux préjudices. Cette disposition s'inspire fortement de l'art. 26 de la loi fédérale du 5 octobre 1990 sur les aides financières et les indemnités (loi sur les subventions, LSu; RS 616.1).

Art. 33 Exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement de l'installation

Cette disposition vise à garantir qu'une rétribution unique ou une contribution d'investissement ne soit versée que pour des installations produisant effectivement la quantité d'électricité attendue pendant la durée minimale prévue. Pour les installations hydroélectriques, justement, la valeur ajoutée obtenue grâce aux investissements consentis peut aussi être générée autrement que par un supplément de production, par exemple par le déplacement temporel de la production des centrales à accumulation. Dans de tels cas, la quantité d'électricité produite n'est pas (seule) déterminante pour évaluer l'exploitation régulière. Il est toutefois important que ne soient pas encouragées des installations qui sont mises hors service après peu de temps déjà ou qui sont mal entretenues.

Art. 34 Restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement

La possibilité d'exiger la restitution de la rétribution unique ou des contributions d'investissement doit garantir que les moyens disponibles soient correctement affectés et qu'ils ne soient utilisés que pour des projets qui respectent les exigences et nécessitent effectivement un encouragement. Si les conditions visées à l'art. 33 ne sont pas respectées, en particulier si l'installation n'atteint pas la production (supplémentaire) attendue, la restitution des contributions d'encouragement peut être exigée. L'al. 3 prévoit en outre que la restitution des contributions d'investissement peut être exigée en cas d'importants écarts entre la rentabilité prévue et l'évolution effective.

Art. 35 Délai de carence

Cette disposition sert surtout à garantir que les bénéficiaires de la rétribution unique ou d'une contribution d'investissement ne soient pas toujours les mêmes. En outre, elle doit inciter les exploitants d'installations photovoltaïques, en particulier, à réfléchir dès le début au potentiel effectif que recèle leur bien-fonds et à investir ensuite en une fois plutôt que d'agrandir leur installation par étapes. S'agissant des installations hydroélectriques, il a été renoncé à introduire une durée minimale, car les projets hydroélectriques consistent souvent en mesures de rénovation et d'agrandissement qui requièrent, l'expérience l'indique, des procédures d'autorisation de durées diverses. En renonçant à une durée minimale, on veut s'assurer que certaines parties de projet ne soient pas bloquées. De surcroît, les durées d'utilisation des parties d'installation sont très disparates et, de ce fait, les besoins d'investissement sont échelonnés dans le temps. Introduire une durée minimale impliquerait le risque de voir des parties d'installation remplacées avant l'échéance de leur durée d'utilisation.

En ce qui concerne les installations photovoltaïques, pour lesquelles une rétribution unique a déjà été versée sous le régime du droit en vigueur, il n'est pas exclu de déposer une demande de rétribution unique régie par les nouvelles dispositions pour autant que l'agrandissement ou la rénovation ne soit pas intervenu avant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.



Chapitre 4 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Section 1 Dispositions générales

Art. 36 Taille minimale et limite supérieure de puissance pour le versement d'une rétribution unique

La charge administrative liée à l'octroi d'une rétribution unique serait disproportionnée pour les très petites installations. C'est pourquoi, sans changement, la taille minimale fixée pour obtenir une rétribution unique correspond à une puissance de 2 kW. La limite supérieure élevée de 50 MW doit garantir que toutes les grandes installations photovoltaïques actuellement imaginables en Suisse aient un droit d'option entre le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique. Les grandes installations sont le principal pilier du développement de la technologie photovoltaïque en Suisse. Mais la liste d'attente ne fera guère bénéficier les nouvelles grandes installations du système de rétribution de l'injection. Pour garantir la rentabilité de ces installations et, partant, l'accroissement de la production photovoltaïque, une contribution sous forme de rétribution unique est indispensable. Il faut en outre noter que, comparativement à la rétribution de l'injection pendant toute la durée de laquelle des décomptes périodiques de l'électricité produite sont établis, la rétribution unique est bien moins lourde puisqu'elle consiste en une contribution d'investissement à verser une seule fois. Par ailleurs, le montant à payer, de 30% au plus des coûts d'investissement d'une installation de référence et financé en totalité par le fonds alimenté par le supplément, est sensiblement inférieur au coût d'une installation qui participe au système de rétribution de l'injection. Par ailleurs, dans le cas de la rétribution unique, les moyens ne sont pas aussi longtemps immobilisés que pour la rétribution de l'injection. Enfin, la rétribution unique produit l'effet escompté: les producteurs consomment davantage eux-mêmes l'électricité sur le lieu de la production.

Art. 37 Agrandissement ou rénovation notable d'une installation

La définition de l'agrandissement ou de la rénovation notable concorde avec la taille minimale permettant d'obtenir une rétribution unique: la puissance doit être augmentée au minimum de 2 kW.

Art. 38 Calcul de la rétribution unique et adaptation des taux

Le montant de la rétribution unique correspond au plus à 30% des coûts d'investissement des installations de référence au moment de la mise en service. Comme les coûts de référence spécifiques par kW sont généralement en baisse pour les installations de taille assez importante, des classes de puissance ont été introduites pour attribuer la rétribution unique. Il s'agit par-là de s'assurer que le montant maximum de 30% fixé dans la loi ne sera dépassé à aucun moment.

S'agissant de grandes installations, les installations intégrées ne sont pas distinguées des autres. Les installations intégrées reçoivent, comme dans le système de rétribution de l'injection, les mêmes taux de rétribution que les autres installations (al. 3).

L'al. 4 garantit d'une part que la rétribution unique soutient uniquement l'augmentation de la production électrique. D'autre part, il tient compte du fait que les coûts de base initiaux, liés à la construction à neuf d'une installation, ne surviennent plus lors d'un agrandissement ou d'une rénovation. C'est pourquoi aucune contribution de base n'est allouée dans les cas d'agrandissement et de rénovation.

Section 2 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Art. 39 Ordre de prise en compte

En principe, les demandes sont prises en compte par ordre de réception. Les installations dont l'augmentation de puissance est la plus importante ne sont traitées prioritairement que si les demandes transmises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte.



Art. 40 Liste d'attente

Il importe que seules soient inscrites sur la liste d'attente les installations qui remplissent vraisemblablement les conditions d'octroi. S'il apparaît manifestement dès le dépôt de la demande que l'installation ne remplit pas les conditions requises, la demande doit être refusée avant même son inscription sur la liste d'attente.

Considérant que nombre d'installations sont déjà construites aujourd'hui, il faut clarifier la question de savoir comment réduire la future liste d'attente pour la rétribution unique. S'agissant des grandes installations (≥ 100 kW), la réduction de la liste après la mise en service aurait pour conséquence que seules des installations déjà construites recevraient la rétribution unique pendant probablement deux ans. De ce fait, ce marché stagnerait quasiment pendant deux ans et l'on ne construirait plus guère de nouvelles installations.

C'est pourquoi deux listes d'attente pour la rétribution unique seront tenues à l'avenir, l'une pour les petites et l'autre pour les grandes installations photovoltaïques. La date de dépôt de la demande est déterminante pour l'ordre de prise en compte dans les deux listes d'attente, la demande pour les petites installations photovoltaïques ne pouvant être déposée qu'après la mise en service (cf. art. 44). Afin de garantir que tant les installations de petite taille que celles de grande taille puissent bénéficier de la rétribution unique lorsque les moyens seront de nouveau à disposition, l'OFEN fixe un contingent pour chacune des deux listes, les projets figurant sur les deux listes d'attente pouvant être pris en compte dans ce cadre. Cependant, ni les petites ni les grandes installations photovoltaïques ne peuvent revendiquer un droit absolu à la rétribution unique. L'art. 24 LEné prévoit déjà qu'une rétribution unique ne peut être revendiquée que si les moyens sont suffisants.

Section 3 Procédure de demande pour les petites installations photovoltaïques

La rétribution unique doit soutenir les petites installations à un coût administratif aussi faible que possible. C'est pourquoi la demande concernant ces installations doit survenir seulement après leur mise en service (art. 41). En conséquence, la rétribution unique peut être définitivement fixée d'emblée, dès lors que les moyens à disposition suffisent.

Section 4 Procédure de demande pour les grandes installations photovoltaïques

Contrairement à ce qui prévaut pour les petites installations, il est possible de déposer la demande pour les grandes installations avant même qu'elles ne soient construites. La demande est tout d'abord déposée auprès de l'organe d'exécution, qui en contrôle la complétude (art. 43). Si les moyens à disposition ne suffisent pas à prendre en compte le projet, la demande est placée sur une liste d'attente conformément à l'art. 40. Si les moyens sont disponibles pour la prise en compte du projet et que les conditions requises sont vraisemblablement remplies compte tenu des indications communiquées, la rétribution unique pour grande installation est octroyée selon une procédure en deux étapes. Pour commencer, la rétribution unique est garantie en principe au requérant (art. 44). En donnant sa garantie de principe, l'organe d'exécution fixe également le montant maximal qui sera versé après la mise en service de l'installation. Si la puissance après la mise en service est supérieure à celle annoncée dans la demande, on versera pourtant tout au plus, eu égard à la planification et à la sécurité des liquidités du fonds alimenté par le supplément, le montant maximal fixé dans la garantie de principe. La garantie de principe offre une sécurité d'investissement au requérant, pour qui le montant maximal fixé est réservé jusqu'à la mise en service de l'installation. Si le requérant respecte les délais de mise en service et de son annonce (art. 45), l'organe d'exécution fixe le montant définitif de la rétribution unique sur la base des données certifiées relatives à l'installation (art. 46). La puissance effective de l'installation après sa mise en service est déterminante pour fixer le montant de la rétribution unique. Comme une demande peut avoir été déposée des années avant sa prise en compte, en raison de la longueur de la liste d'attente, il doit être possible de corriger la puissance annoncée avant l'octroi de la



garantie de principe. L'art. 43, al. 3, prévoit une obligation de communiquer correspondante. Quant aux projets qui se trouvent déjà sur la liste d'attente lors de l'entrée en vigueur de ces nouvelles dispositions, l'organe d'exécution devrait s'enquérir de la puissance de toutes les installations concernées avant de donner sa garantie de principe pour le versement de la rétribution unique. Si un requérant construit son installation avant que la garantie de principe pour une rétribution unique ne lui ait été donnée, il ne saurait s'en prévaloir pour obtenir la rétribution unique. Toutefois, si les moyens sont disponibles et que sa demande peut être prise en compte eu égard à la date de son dépôt, la rétribution unique est directement fixée de manière définitive pour autant que le requérant ait transmis l'avis complet de mise en service à l'organe d'exécution. L'art. 46, al. 3, précise les raisons d'un refus de la rétribution unique. Il est évident qu'un tel refus est prononcé en cas de non-respect des conditions d'octroi. Ces dernières comprennent à proprement parler également la mise en service dans les délais et le maintien de l'emplacement initial; en effet, si l'emplacement change, il ne s'agit plus de l'installation présentée dans la demande. Les let. b et c ont néanmoins été inscrites explicitement dans l'ordonnance en raison des expériences faites dans le cadre de l'exécution de la législation en vigueur et du fait que celle-ci autorise, dans une mesure limitée et à certaines conditions, les changements d'emplacement.

Chapitre 5 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

Section 1 Dispositions générales

Art. 47 Agrandissement ou rénovation notable

La définition du caractère notable des agrandissements se réfère avant tout aux critères techniques en raison des meilleures possibilités de contrôle. Quant aux critères qui induisent directement une production supplémentaire (l'objectif premier des contributions d'investissement), on tend à en fixer les seuils plus bas. En outre, la possibilité de mieux contrôler la production revêt également de la valeur, même si les seuils sont en l'occurrence fixés un peu plus haut. Les projets dont les mesures de construction génèrent une amélioration de divers critères sans toutefois atteindre le seuil établissant leur caractère notable pour aucun des critères visés aux let. a à d, atteignent toutefois dans la plupart des cas le degré d'importance nécessaire par le critère de l'augmentation de la moyenne annuelle de la production nette (al. 1, let. e), ce qui leur ouvre la voie des contributions d'investissement. Le calcul de la production supplémentaire tient compte, en les déduisant, des pertes de production liées aux charges imposées par les autorités (p. ex. débit des eaux résiduelles ou assainissement de la force hydraulique). Ces pertes de production ne doivent donc pas être compensées par une augmentation supplémentaire de la production.

La rénovation est réputée notable lorsqu'au moins une composante principale de l'installation est remplacée par des composantes comparables répondant à l'état actuel de la technique (al. 2, let. a). Pour éviter les projets d'importance négligeable, la let. b définit en plus le caractère notable d'un projet en fonction d'un investissement minimal par kWh de production nette actuelle. Si un des critères de l'al. 1 est rempli, l'agrandissement est automatiquement réputé notable, qu'il s'agisse de la construction d'éléments supplémentaires ou uniquement du remplacement d'éléments existants.

Art. 48 Taux

Les contributions maximales légales s'élèvent à 60% des coûts d'investissement imputables pour les installations hydroélectriques d'une puissance égale ou inférieure à 10 MW et à 40% des coûts d'investissement imputables pour les installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 26 LEné). Ce montant maximal est repris à l'échelon de l'ordonnance pour les agrandissements notables concernant des installations d'une puissance maximale de 10 MW. Quant aux agrandissements notables et aux nouvelles installations d'une puissance supérieure à 10 MW, la contribution



d'investissement s'élève au maximum à 35% des coûts d'investissement imputables. Cela permettra d'encourager le plus grand nombre possible de projets.

Comme la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer autant que possible la production hydroélectrique grâce à l'instrument des contributions d'investissement et que la part des rénovations à ce développement est généralement limitée, les contributions maximales aux rénovations notables sont fixées à 20% pour les grandes installations hydroélectriques et à 40% pour les petites installations hydroélectriques.

Les contributions d'investissement représentent un instrument suisse d'encouragement, financé par le supplément perçu sur le réseau, que les gestionnaires de réseau peuvent répercuter sur les consommateurs finaux en Suisse. De ce fait, les contributions d'investissement ne peuvent être versées que pour des installations sur le territoire suisse. Pour les installations hydroélectriques frontalières, le calcul de la contribution d'investissement déduit la part correspondant au territoire souverain étranger.

Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW et liste d'attente

La prise en compte des projets d'agrandissement ou de rénovation notable de petites installations hydroélectriques suit l'ordre chronologique des dépôts de demande. Si les demandes soumises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets présentant la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens à verser sous forme de contribution d'investissement sont choisis prioritairement (art. 49). Si les moyens ne suffisent pas à une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente (art. 50). Comme pour les installations photovoltaïques, seuls sont inscrits sur la liste d'attente les projets de petite installation hydroélectrique qui sont susceptibles de remplir les conditions requises. S'il est manifeste, dès l'évaluation sommaire de la demande, que les conditions requises ne seront pas remplies, le projet est rejeté avant même d'être inscrit sur la liste d'attente.

Section 3 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW

L'affectation groupée des moyens (art. 51, al. 1), l'introduction de jours de référence tous les deux ans (art. 51, al. 2) et l'ordre de prise en compte (art. 52) permettent de fixer l'ordre de priorité des projets en fonction de la production supplémentaire (les nouvelles installations et les agrandissements ont la priorité sur les rénovations) et de l'efficacité des mesures d'encouragement. Après chaque date de référence, toutes les demandes déposées sont évaluées sommairement et réparties en deux catégories: les nouvelles installations et les agrandissements d'une part et les rénovations d'autre part. Les demandes de la première catégorie sont ensuite classées en fonction de l'efficacité des mesures d'encouragement. Les projets qui peuvent être financés entièrement avec les moyens disponibles pour la période de deux ans sont pris en compte, ainsi que le projet qui suit dans l'ordre de prise en compte des projets de nouvelles installations ou d'agrandissements à condition qu'au moins 50% de la contribution d'investissement nécessaire pour ce projet puissent être couverts par les moyens disponibles pour la période de deux ans en cours. En ce qui concerne la dernière période, seules les demandes pouvant être financées entièrement avec les moyens disponibles pour cette période sont prises en compte.

Si toutes les demandes de contributions d'investissement destinées à de nouvelles installations et à des agrandissements peuvent être prises en compte et que des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont également pris en compte en fonction de l'efficacité des mesures d'encouragement.



Section 4 Procédure de demande

Art. 53 Demande

Une demande ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet avérée. On veut ainsi s'assurer que seuls seront soutenus des projets qui seront réalisés rapidement avec une haute probabilité. Simultanément, on veut empêcher que des fonds ne restent bloqués pour des projets non réalisables. En outre, seuls les projets constructibles permettent d'estimer les coûts avec une précision suffisante pour fixer la contribution d'investissement.

Art. 54 Garantie de principe

Si un projet pour lequel les moyens sont disponibles remplit les conditions requises, la garantie de principe d'une contribution d'investissement est fournie sur la base du dossier de demande. Le montant de la contribution d'investissement est fixé en pourcentage des coûts d'investissement imputables et en francs comme montant maximal absolu. Les taux maximaux visés à l'art. 48, d'une part, et les coûts supplémentaires non amortissables à calculer pour chaque projet dans le cas d'espèce, d'autre part, servent de limite supérieure. Le plus faible de ces deux taux s'applique comme limite supérieure pour déterminer la contribution d'investissement. Les changements intervenus dans les coûts d'investissement et les revenus attendus sont pris en compte au moment de fixer définitivement le montant de la contribution d'investissement, après que l'installation a été réalisée, le montant maximal arrêté dans la décision de principe (let. b) ne pouvant toutefois pas être dépassé. Il est nécessaire de fixer un tel montant maximal pour la planification des liquidités du fonds alimenté par le supplément.

Art. 55 à 58

Ces quatre dispositions règlent les obligations d'annoncer des requérants (y compris les délais et les conditions de prolongation de délai) à partir de l'octroi d'une garantie de principe.

Art. 59 Fixation définitive de la contribution d'investissement

L'al. 2 de cette disposition prévoit que les coûts supplémentaires non amortissables soient recalculés au moment de la fixation définitive de la contribution d'investissement sur la base des coûts d'investissement imputables définitifs, des coûts actuels des redevances hydrauliques et de la moyenne annuelle de la production nette déclarée. Le scénario de prix et le taux d'intérêt calculé au moment de la fixation de la contribution dans son principe sont déterminants lors de la fixation définitive.

Art. 60 Versement échelonné de la contribution d'investissement

L'échelonnement du versement de la contribution d'investissement tient compte du fait que la mise en œuvre des projets de construction, d'agrandissement ou de rénovation d'installations hydroélectriques s'étend sur plusieurs années et que la production nette moyenne de ces installations doit être fixée pour une durée de cinq ans en raison des ressources en eau disponibles fortement variables selon les circonstances. Le versement échelonné permet de tenir compte du cas d'espèce. Le plan de paiement est établi pour chaque projet dans la garantie de principe. Il se peut que le versement s'effectue en moins de tranches pour les projets de moindre taille que pour les projets majeurs. Il importe que la première tranche soit versée au plus tôt au début des travaux et que la dernière le soit au plus tôt après la fixation définitive de la contribution d'investissement, 80% au maximum du montant maximal fixé dans la garantie de principe pouvant être versés jusqu'à ce moment-là. Cette «retenue» vise à minimiser le nombre de cas où des montants déjà versés devraient être réclamés parce que les coûts d'investissement ou les coûts supplémentaires non amortissables se seraient avérés inférieurs à ceux indiqués dans la demande.



Section 5 Critères de mesure

Art. 61 Coûts d'investissement imputables

En principe, les coûts d'investissement imputables comprennent toutes les mesures nécessaires à l'exploitation qui sont exécutées efficacement. Les investissements présentant une utilité supplémentaire (p. ex. utilité touristique d'un funiculaire) ne sont imputables qu'au prorata. Les indemnités de renonciation au droit de retour ne sont en particulier pas imputables.

Seuls sont imputables des coûts d'investissement uniques (pas de réinvestissements) causés, preuve à l'appui, par la réalisation d'une installation hydroélectrique ou par l'agrandissement ou la rénovation notable d'une installation existante.

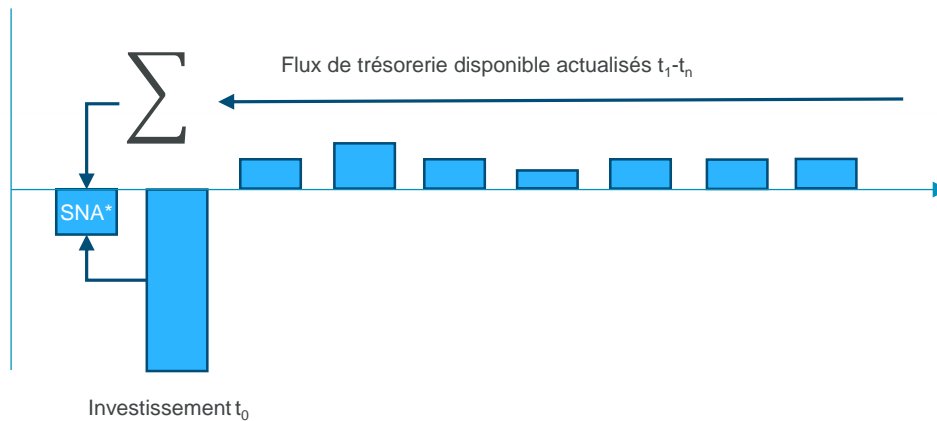
Art. 62 Coûts non imputables

Les coûts de réalisation de parties d'installation survenant avant que la contribution à l'investissement soit garantie dans son principe ou que le début anticipé des travaux n'ait été autorisé sont intégralement supportés par le requérant. Ils ne sont pas imputables pour calculer la contribution d'investissement (let. a). Cette réglementation est nettement plus douce que celle de l'art. 26, al. 3, LSu, qui prévoit qu'aucune prestation ne serait accordée en pareil cas. Cette disposition ne concerne pas les coûts de planification, qui surviennent, de par leur nature, avant qu'une installation ne soit réputée constructible et, par conséquent, avant même que la demande de contribution d'investissement ne puisse être déposée.

Les coûts que le requérant ne doit pas assumer lui-même ne sont également pas imputables (let. b). Les installations hydroélectriques pour lesquelles des mesures d'assainissement doivent être prises au sens de l'art. 83a de la loi fédérale du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux (LEaux; RS 814.20) ou de l'art. 10 de la loi fédérale du 21 juin 1991 sur la pêche (LFSP; RS 923.0) doivent d'abord faire l'objet d'une demande d'indemnité au sens des législations sur la protection des eaux et sur la pêche, conformément à l'art. 34 LEn. Les coûts liés à de telles mesures ne sont pas imputables à titre de coûts d'investissement pour le calcul de la contribution d'investissement.

Art. 63 Coûts supplémentaires non amortissables

Les coûts supplémentaires non amortissables découlent, conformément à l'art. 29, al. 2, LEn, de la différence entre les coûts de revient capitalisés de la production électrique et le prix de marché capitalisé réalisable. Le texte de la loi n'est pas précis, car pour déterminer les contributions d'investissement il faut par définition effectuer un calcul des investissements et non un calcul des coûts. C'est pourquoi l'ordonnance indique que les coûts supplémentaires non amortissables correspondent à la valeur actualisée nette de l'ensemble des sorties de liquidités imputables et de l'ensemble des entrées de liquidités à imputer. Il est donc clairement établi que dans le cadre de l'exécution, l'évaluation des projets se fera à l'aide de la méthode du discounted cash flow (méthode de la valeur actualisée). La facturation des entrées et des sorties annuelles de liquidités génère des flux annuels de trésorerie disponible avant intérêts et après impôt (marge nette d'autofinancement). Ces flux de trésorerie sont actualisés selon la méthode du CMPC après impôt, à définir chaque année, pour être cumulés et aboutir à la valeur actualisée nette (cf. graphique).



* SNA = Coûts supplémentaires non amortissables

L'emploi de la méthode de la valeur actualisée constitue la norme dans la pratique. En conséquence, le texte de cet article précise la mise en œuvre envisagée par le législateur.

Pour les nouvelles installations, le calcul suit le schéma ci-dessus. En cas d'agrandissement, les entrées et les sorties de liquidités des installations existantes ne sont pas prises en compte. Seules les entrées et les sorties de liquidités résultant du projet d'agrandissement. Quant aux mesures de rénovation, on part du principe que la poursuite de l'exploitation de l'installation ne serait pas possible sans elles. C'est pourquoi le calcul des coûts supplémentaires non amortissables met en regard l'investissement requis par la rénovation et les entrées de liquidités réalisables issues de la production nette totale de l'installation pendant la durée d'utilisation restante atteinte en raison des mesures de rénovation. Avec cette réglementation, les projets de rénovation ne devraient pas afficher de coûts supplémentaires non amortissables dans la pratique et ne devraient pas non plus obtenir de contributions d'investissement. Ce choix est volontaire. D'une part les contributions d'investissement permettront de développer la force hydraulique (davantage de GWh; nouvelles possibilités de stockage et donc davantage de GWh pendant les heures d'hiver à plus forte valeur ajoutée) et, d'autre part, la force hydraulique existante profitera pendant cinq ans de la prime de marché et pourra ainsi couvrir dans une large mesure son besoin de réinvestissement.

Art. 64 Sorties de liquidités imputables

Sont en principe imputables tous les coûts escomptés en lien avec la construction et l'exploitation d'une installation hydroélectrique pendant la durée de concession. Des dispositions spéciales ont été élaborées pour certains types de coûts, afin de garantir une exécution rationnelle.

Les coûts récurrents ne sont pas imputables pour déterminer le montant de l'investissement, mais ils sont comptabilisés pour calculer les sorties de liquidités imputables, lesquelles interviennent dans le calcul des coûts supplémentaires non amortissables. Un forfait de 2% des coûts d'investissement imputables peut être imputé à titre de coûts d'exploitation.

Les investissements de remplacement comprennent des parties d'installation dont la durée d'utilisation est plus brève que la durée de concession restante de l'installation dans son ensemble, raison pour laquelle elles doivent être remplacées avant la fin de vie de celle-ci. Les coûts de tels investissements de remplacement peuvent être pris en compte en tant que sorties de liquidités, mais pas en tant que coûts d'investissement imputables.

Les autres sorties de liquidités imputables comprennent notamment des redevances effectivement dues (comme les redevances de concession ou l'énergie gratuite ou l'énergie à tarif préférentiel), ainsi que les redevances hydrauliques effectivement dues selon le droit cantonal.

Des coûts de commercialisation et de gestion surviennent lorsque l'énergie est régulée, par exemple aux heures de pointe des prix ou en raison de la participation au marché des services-système. En



contrepartie, l'énergie peut alors se vendre à meilleur prix et les services-système génèrent des recettes plus élevées. Un calcul cohérent implique de comptabiliser ou d'exclure tant les coûts que les recettes. Le versement d'une contribution d'investissement doit contribuer à rendre l'exploitation des centrales électriques rentable. Avec des charges en hausse, les installations doivent réaliser des recettes supplémentaires. En outre, les recettes des services-système sont particulièrement difficiles à prévoir. C'est pourquoi ni les coûts de commercialisation, ni les coûts de gestion, ni d'éventuelles recettes générées par les services-système ne peuvent être comptabilisés. Les impôts directs sont calculés par la méthode des coûts standards. Le calcul des impôts théoriques consiste dans le produit du bénéfice attendu multiplié par un taux d'impôt théorique uniforme, représentatif pour la Suisse entière et fixé par l'OFEN.

Art. 65 Entrées de liquidités à imputer

Un scénario de prix élaboré et mis à jour chaque année par l'OFEN, avec une résolution horaire, est mis à la disposition des exploitants d'installation comme base de calcul des entrées de liquidités à imputer. Ce scénario de prix doit être utilisé pour déterminer les recettes. On garantit ainsi que les différents projets d'installation sont comparables lors de l'évaluation. Ce scénario de prix, qui repose sur un modèle fondamental usuel dans la branche, prend en compte les prix actuels à court terme. S'il le souhaite, le requérant peut utiliser ses propres modèles d'optimisation des installations pour déterminer les recettes du marché.

Les recettes de la vente aux clients captifs (approvisionnement de base) ne sont pas prises en compte, car on ne saurait dire aujourd'hui jusqu'à quand sera maintenu l'approvisionnement de base (en sa forme actuelle, avec les «coûts de revient»). Toutefois, il est également clair qu'un exploitant qui obtient des contributions d'investissement doit appliquer des coûts de revient réduits de manière à répercuter cet avantage sur les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, si de l'énergie leur est vendue.

Pour déterminer les flux effectifs de trésorerie, il faut calculer les entrées de liquidités à imputer pour chaque année de la durée de concession restante. En ce qui concerne les valeurs résiduelles au terme de la concession, l'OFEN part du principe que celles-ci doivent être considérées comme des entrées de liquidités étant donné que des conventions ont été conclues avec des communes et des cantons sur leur indemnisation. Comme la production des grandes installations hydroélectriques est généralement contrôlable, les entrées de liquidités à imputer pour ces installations doivent être déterminées en se fondant sur un profil de production économiquement optimisé.

Art. 66 Taux d'intérêt calculé

Le calcul et la communication annuels du taux d'intérêt calculé est en principe soumis aux mêmes règles que le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 13 en relation avec l'annexe 1 de l'OApEI. Comme les risques liés aux investissements dans les réseaux électriques se distinguent de ceux inhérents aux investissements dans les installations de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (force hydraulique, biomasse), des dérogations sont nécessaires sur certains points; ces dérogations sont réglées à l'annexe 3.

Chapitre 6 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

Section 1 Conditions d'octroi

Art. 67 Définitions

Les centrales électriques à bois d'importance régionale sont des centrales dont la production ne dépasse pas le besoin régional en électricité et en chaleur.



Art. 68 Agrandissement ou rénovation notable

Comme les rénovations n'entraînent pas d'accroissement de la production, ou dans une faible mesure seulement, le caractère notable d'une rénovation d'installation de biomasse ne doit pas être défini, contrairement à celui d'un agrandissement, par l'accroissement de la production électrique. Une rénovation est plutôt notable si les coûts d'investissement imputables atteignent les montants fixés à l'al. 2. Pour les stations d'épuration (STEP), deux montants différents sont définis en fonction de la taille de l'installation (équivalent-habitant inférieur ou supérieur à 50 000).

Art. 69 Exigences énergétiques minimales

Comme le caractère notable d'une rénovation se définit par les montants minimaux que doivent atteindre les coûts d'investissement imputables et non pas par un accroissement de la production, l'al. 2 précise qu'une installation ne peut pas produire moins d'électricité après qu'avant ladite rénovation.

Section 2 Taux

Art. 70 Taux des contributions d'investissement

Le taux de contribution maximal de 20% des coûts d'investissement imputables, prévu à l'art. 27 LEne, est repris à l'échelon de l'ordonnance. Contrairement à ce qui prévaut pour les installations hydroélectriques, le taux de contribution maximal pour les rénovations d'installations de biomasse n'est pas abaissé, parce qu'il est déjà fixé par la loi à un bas niveau et qu'une réduction supplémentaire ne se justifierait pas.

Art. 71 Contribution maximale

S'agissant des UIOM et des STEP, les coûts d'investissement imputables ont été assez étroitement restreints aux parties productrices d'électricité. Pour les centrales à bois d'importance régionale, ils ont été fixés assez étroitement par rapport à l'ensemble de l'installation. Ce cadre strict coïncide avec les tableaux des durées d'utilisation. Selon les études et données obtenues dans le cadre de la RPC, les investissements maximaux peuvent être assez bien estimés. Les coûts d'investissement imputables maximaux ont été fixés avec les taux de contribution maximaux. Les montants maximaux figurant dans cet article permettent d'établir un budget assez précis.

Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande. Si les demandes soumises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets présentant la production d'électricité supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens à verser sous forme de contribution d'investissement sont choisis prioritairement (art. 72). Si les moyens ne suffisent pas à une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente (art. 73). Pour les installations de biomasse comme pour les installations photovoltaïques, seuls les projets qui rempliront vraisemblablement les conditions requises seront inscrits sur la liste d'attente. S'il est manifeste, dès l'évaluation sommaire de la demande, que les conditions requises ne seront pas remplies, le projet est rejeté avant même d'être inscrit sur la liste d'attente.

Section 4 Procédure de demande

La procédure de demande, dans son ensemble, est conçue comme celle prévue pour l'octroi de contributions d'investissement aux installations hydroélectriques. C'est pourquoi nous renvoyons fondamentalement aux commentaires de ces dispositions et n'examinons en l'occurrence que les éventuelles différences.

Les UIOM, les STEP et les centrales à bois d'importance régionale dépendent moins des conditions météorologiques que les installations hydroélectriques. Il est aussi moins aisé de les régler que les



grandes installations hydroélectriques. C'est pourquoi l'on se réfère, pour les installations de biomasse, à la production nette de la première année complète d'exploitation uniquement, et non à celle des cinq premières années.

Section 5 Critères de mesure

Les critères de mesure, eux aussi, sont réglementés largement comme ceux des contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques. Nous renvoyons de ce fait aux explications correspondantes.

L'art. 81 prévoit que seuls sont imputables les coûts directement liés aux parties de l'installation nécessaires à la production électrique. Les tableaux des durées d'utilisation à l'annexe 2.3 fournissent les références pour identifier les parties concernées. Comme la production d'électricité n'est pas le seul but des centrales à bois, des UIOM et des STEP, et qu'elle n'est pas même le but premier de ces deux dernières, l'art. 82 mentionne explicitement, pour mettre en évidence la délimitation des autres buts de ces installations, que les coûts des parties d'installation servant au traitement thermique des déchets, au traitement des eaux usées, à la préparation de combustibles ou à l'exploitation d'un réseau de chaleur à distance ne sont pas imputables. Les impôts directs ne sont pas pris en compte dans le calcul des sorties de liquidités imputables des UIOM et des STEP, d'autant qu'une délimitation des parties d'installation nécessaires à la production électrique et des impôts y afférents en proportion de la facture totale de l'entreprise ne serait pas réalisable à un coût raisonnable. D'autres coûts, prévus à l'art. 64, al. 1, let. d et e, pour les installations hydroélectriques, ne sont également pas pris en compte pour les UIOM et les STEP. S'agissant des centrales à bois d'importance régionale, par contre, tant les impôts directs (sur la base de standards) que les coûts de l'énergie, récurrents, sont pris en compte, sous déduction toutefois du produit de la vente de chaleur (art. 84). Etant donné que pour les installations de biomasse, contrairement aux installations hydroélectriques, la durée de concession ne peut pas être prise en compte dans la définition de la durée de calcul, l'art. 87 vise à fixer clairement et simplement la durée d'utilisation restante.

Chapitre 7 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques

Section 1 Dispositions générales

Art. 88 Précisions concernant le droit à la prime de marché

Les al. 1 et 2 précisent ce qu'il faut comprendre par la notion inscrite dans la loi d'installation à 10 MW. Outre les installations individuelles sont aussi compris les groupes d'installations qui atteignent ensemble la puissance minimale (puissance brute). Il est nécessaire de clarifier ce point dans l'OEnER, car la loi ne le fait pas. Mais pour qu'un tel groupe soit constitué, certains critères doivent être remplis. Quatre installations électriques d'une puissance individuelle de 3 MW ne forment pas en soi un tel groupe. En effet, si l'une des installations n'est pas reliée aux autres sur le plan hydraulique, le groupe des trois autres, reliées à l'interne, ne totalise que 9 MW, de sorte que l'on retiendra deux installations: d'une part le groupe de trois et d'autre part l'installation individuelle. En revanche, le fait que l'une des installations du groupe participe au système de rétribution de l'injection n'est en soi pas préjudiciable (al. 2). Si un groupe atteint le seuil des 10 MW uniquement grâce à une telle installation, il n'obtient pas le droit à la prime (pas d'encouragement à double). Le terme d'«installation individuelle participant au système de rétribution de l'injection» peut naturellement aussi désigner plusieurs installations se trouvant dans une situation similaire ainsi que des installations participant à la RPC selon l'ancien droit. Si le seuil des 10 MW est dépassé de toute façon, c'est-à-dire sans l'installation individuelle participant au système de rétribution de l'injection, il ne serait pas correct d'écarter le groupe entier de la prime. Les rendements relativement élevés ou garantis d'une installation participant à la rétribution de



l'injection doivent évidemment être pris en compte dans les recettes (art. 89, al. 5). En raison de cette prise en compte, le droit à la prime de marché peut atterrir au critère des coûts de revient globalement non couverts.

Il va de soi que la prime de marché n'entre en question que pour des installations sises sur le territoire suisse et donc pour du courant produit par la grande hydraulique suisse, raison pour laquelle ce point n'est mentionné ni dans la loi ni dans l'ordonnance. De ce fait, pour les aménagements hydroélectriques internationaux, seule la part de production qui revient à la Suisse peut bénéficier de la prime de marché.

Remarques préliminaires relatives aux al. 3 et 4: la loi échelonne le droit à la prime de marché sur trois niveaux (art. 30, al. 2, LEnE). Le principe constant est que la prime de marché revient à l'acteur qui porte le risque des coûts de revient non couverts. C'est toujours l'un des acteurs, et non pas plusieurs acteurs en parallèle, qui est l'ayant droit (pour une quantité définie d'électricité). Selon l'ordre défini par la loi, les premiers ayants droit sont les exploitants eux-mêmes, viennent ensuite en deuxième ligne les propriétaires ou les actionnaires, notamment pour les centrales partenaires, et en troisième ligne, les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE), qui doivent porter le risque mentionné en raison de contrats d'achat d'électricité (évidemment, une EAE peut également être propriétaire). Pour le propriétaire (deuxième niveau) et les EAE (troisième niveau), le droit va donc de pair avec un transfert du risque selon l'ordre défini (art. 30, al. 2, LEnE: «Lorsque les exploitants ne sont pas tenus d'assumer eux-mêmes le risque [...] mais que ce risque incombe à leurs propriétaires»). Ce transfert du risque n'est pas quelque chose d'automatique qui rend chaque élément d'appréciation superflu. Il existe un certain flou, raison pour laquelle le Conseil fédéral peut mettre en place des garde-fous conformément à la volonté du législateur (aider là où le besoin existe; lutter contre les abus), afin que les requérants ne puissent pas définir eux-mêmes de manière totalement autonome et étendue ce transfert du risque et qu'ils ne «produisent» pas de telles situations (parce que l'électricité hydraulique en question génère davantage de prime de marché si elle est dans le portefeuille de A au lieu de celui de B). Le fait que l'acteur suivant dans l'ordre doit confirmer le transfert du risque (cf. art. 30, al. 2, LEnE) ne signifie pas qu'il définit lui-même ce transfert. La confirmation sert uniquement à clarifier qui a droit à la prime et à éviter que les acteurs se disputent ce droit devant l'OFEN (cf. proposition et commentaires de l'administration du 5 avril 2016 en annexe). Les dispositions de la LEnE et de l'OEneR fixent le cadre définissant le transfert du risque. Dans le sens de la prime de marché, seuls les transferts de risque *donnés, qui n'ont pas eu lieu nouvellement et uniquement dans la perspective de la prime de marché*, peuvent être pris en compte. Les acteurs ne doivent pas modifier les conditions à court terme par de nouveaux contrats afin d'obtenir une prime de marché. De telles constructions ne correspondent pas à l'esprit ni au but de la prime de marché (BO 2016 N 1248, Müller-Altmett). Le Conseil fédéral déclare donc certaines constructions de contrats non pertinentes, sachant que le terme «contrat» ne doit pas être pris dans une acception étroite: il peut s'agir par exemple d'arrangements découlant de l'organisation d'un groupe ou d'un lien de participation. Le Conseil fédéral règle en premier lieu (al. 2) le passage du deuxième au troisième niveau (propriétaire/EAE) – procédant dans un ordre différent que la LEnE – puis ensuite seulement le passage du premier au deuxième niveau (exploitant/propriétaire). L'al. 3 stipule qu'aucun transfert ou prise en charge du risque tel que l'exige la LEnE ne survient dans le cadre des contrats conclus à court et moyen terme ou récemment («le risque [...] n'incombe pas à l'entreprise d'approvisionnement en électricité au lieu du propriétaire»). On ne peut pas parler de risque dans le cas de constructions de durée si courte. La date de référence est le 1^{er} janvier 2016, car à partir de novembre 2015, l'avènement du modèle de prime de marché était prévisible au Parlement et au sein de la CEATE. L'expression «court et moyen terme» ne désigne pas une durée fixe: en règle générale, une durée inférieure à trois ans devrait être considérée comme du court terme et une durée s'étendant jusqu'à cinq ans comme du moyen terme (= durée de la prime de marché). De ce fait, dans de tels cas, l'EAE n'a pas droit à la prime de marché. Elle reste un niveau plus haut dans l'ordre défini, autrement dit au même niveau que le propriétaire. Celui-ci n'a



toutefois pas automatiquement droit à la prime, à moins qu'il ne remplisse les conditions d'octroi. Les contrats conclus après le 1^{er} janvier 2016 uniquement dans la perspective de la prime de marché peuvent être résiliés (car inutiles selon la réglementation de l'art. 88 OEnER). Si l'obligation du *propriétaire* (2^e niveau) de supporter les coûts de revient non couverts repose sur de tels contrats (contrat propriétaire/exploitant), ce qui est également possible, l'al. 3 s'applique par analogie (cf. al. 4). La prime de marché est supprimée pour ce propriétaire et l'exploitant conserve en principe le droit.

L'al. 3 vise des contrats d'achat d'électricité et non de quelconques autres contrats liés aux grandes installations hydroélectriques. Par exemple, si les installations hydroélectriques elles-mêmes sont vendues après le 1^{er} janvier 2016, cette opération n'est pas visée par l'al. 3. La prime de marché peut très bien être demandée pour de telles installations, pour autant que toutes les exigences légales soient remplies. Il est aussi possible qu'une installation ou une participation à celle-ci soit vendue à l'étranger de sorte que la prime de marché doive être versée à des ayants droit à l'étranger.

Art. 89 Recettes du marché

En ce qui concerne la détermination des recettes et des coûts imputables, le Conseil fédéral dispose d'une grande marge de manœuvre, qu'il utilise dans l'esprit d'une solution largement simplificatrice tant du côté des recettes (art. 89) que de celui des coûts (art. 90). L'idéal serait certes d'utiliser des valeurs effectives, mais cela n'est pratiquement pas réalisable. En effet, il n'est entre autres guère possible d'établir les recettes de chaque installation en raison, d'une part, de la diversité des marchés entrant en ligne de compte (consommateur final sur le marché libre, marché spot suisse [day-ahead/intraday], marché à terme suisse, marchés européens, énergie de réglage) et, d'autre part, du fait que les acteurs procèdent à des optimisations à l'intérieur du portefeuille global.

Concrètement, du côté des recettes, seules sont prises en compte les livraisons d'électricité proprement dites («sur le marché»), les recettes internes envers une unité d'exploitation commerciale n'en faisant évidemment pas partie. Par contre, les recettes provenant des services-système ou des garanties d'origine, par exemple, ne sont pas prises en compte. Pour tous les ayants droit à la prime de marché, les recettes du marché sont calculées sur la base du prix de marché (al. 3) indépendamment du lieu où l'électricité a été concrètement négociée ou vendue. Une valeur fixe est nécessaire également pour l'électricité négociée hors bourse. Ce point était important pour le législateur (art. 30, al. 4, let. a, LEnE), car sans cela, les acteurs impliqués pourraient trouver des astuces pour obtenir des primes de marché plus élevées avec des prix artificiellement bas. Pour simplifier, le Conseil fédéral retient pour ces transactions OTC le même prix de marché que celui de l'électricité négociée en bourse. Sont utilisés comme «prix de marché» les prix horaires du marché spot pour le marché suisse (Swissix) libellés en euro. La conversion en francs suisses s'effectue à un taux de change EUR/CHF mensuel, l'OFEN appliquant à cette fin le cours correspondant calculé par la Banque nationale. L'al. 2 définit en premier lieu la règle de base qui est toujours applicable, à savoir que le profil horaire effectif d'une installation est déterminant. Il est ensuite clarifié pour les installations partenaires que le profil déterminé (soit pour une installation individuelle, soit pour un groupe d'installations) est réparti entre les partenaires en fonction de leur taux de participation à l'installation («proportionnellement»).

Les al. 4 et 5 visent à empêcher les encouragements à double. Si une installation pour laquelle une prime de marché est demandée bénéficie également d'une contribution d'investissement (art. 24, al. 1, let. b, LEnE), celle-ci doit être prise en compte proportionnellement. Dans le calcul, la contribution, qui est versée en trois tranches, doit être répartie (de façon linéaire) sur toute la durée d'utilisation et une tranche correspondant à une année doit être prise en compte comme recette pour la prime de marché (qui est toujours définie pour une année). En ce qui concerne les installations participant au système de rétribution de l'injection comme parties d'un groupe (art. 93, al. 2 a contrario), le calcul n'est pas fait sur la base du prix du marché boursier (pour la RPC non plus), mais de manière proportionnelle, sur la



base de la rétribution de l'injection correspondante, autrement dit en fonction de la part de l'installation dans le groupe (art. 21, al. 3, LEne); pour la RPC, on se base sur le taux de rétribution en question.

Art. 90 Coûts de revient et autres coûts

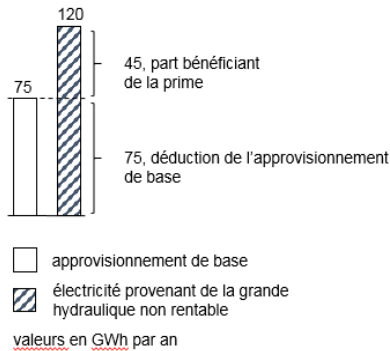
La simplification concernant les recettes trouve son pendant du côté des coûts, où des postes de coûts effectifs disparaissent (p. ex. les coûts *overhead*, qui correspondent à des prestations de services globales, frais administratifs et frais généraux de distribution). Les suppressions effectuées des deux côtés s'équilibrent à peu près. Le critère principal de la prise en compte est que les coûts soient «indispensables pour une production efficace», mais l'OEnER ne donne aucun exemple; une directive définira les détails (al. 3). S'agissant des coûts de revient, il convient de se baser sur la pratique de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), dans le cadre de la LApEl. Pour la prime de marché, la production d'électricité réelle ou les coûts salariaux afférents sont par exemple pertinents. Toutefois, des différences existent également par rapport au terme de *coûts de revient* tel qu'il est défini dans la LApEl. Elles figurent directement dans l'OEnER, par exemple en lien avec les coûts «overhead» ou les coûts de capital (cf. ci-après). Ce terme de coûts de revient spécifique à la prime de marché n'influencera pas celui figurant dans la LApEl et n'aura pas de répercussion sur lui. Des cas particuliers dont la prise en compte dans les coûts de revient ne va pas de soi sont spécifiquement mentionnés à l'art. 90 (al. 1, let. a à c). Outre la redevance hydraulique, il s'agit par exemple de l'énergie gratuite (let. b), c'est-à-dire de l'obligation d'un concessionnaire de céder à la collectivité publique concernée de l'électricité gratuite ou à prix avantageux (p. ex. pour l'éclairage public). Les impôts sur le bénéfice ne seront imputables que s'ils correspondent à un bénéfice effectif. Les impôts ne sont pas imputables dans le cas fréquent que voici: en vertu d'un accord correspondant, une installation hydroélectrique dont les propriétaires se trouvent en plaine doit aussi payer un impôt sur le bénéfice fixe au lieu de son implantation quand bien même aucun bénéfice n'en résulte en cet endroit. De cette manière, on veut notamment s'assurer que la collectivité publique locale tire toujours un avantage de l'installation par le biais de la fiscalité.

Al. 2: les coûts de capital font également partie des coûts de revient. Ils sont établis conformément à un taux d'intérêt calculé, en recourant au CMPC (art. 66 et annexe 3). Les dividendes sont couverts par le CMPC en tant que rémunération des fonds propres et ne doivent donc pas être pris en compte séparément. Ils ne sont donc naturellement pas imputables (en plus) en tant que coûts d'exploitation (al. 1). Dans le cadre du CMPC selon l'OEnER, certains paramètres sont définis en dérogation des dispositions de l'OApEl. En ce qui concerne les amortissements, la pratique doit rester la même pour les installations (l'amortissement ne doit donc par exemple pas forcément être linéaire), d'où la nécessité de fournir des informations à ce sujet dans la demande (art. 94, al. 2, let. e). Il s'agit des amortissements réguliers et de la pratique des acteurs concernés (dans les livres des comptes desquels figure l'installation), qui sont en premier lieu les exploitants. Les effets et les amortissements exceptionnels doivent être ignorés pour la prime de marché. Les changements de la pratique d'amortissement (et leur prise en compte) ne sont bien sûr pas exclus (d'où la relativisation par l'expression «en principe»). Pour pouvoir être pris en compte, ces changements ne doivent toutefois pas être motivés par la prime de marché, mais par d'autres raisons supérieures. L'uniformité de la pratique au sein de chaque installation est également une exigence que l'OFEN peut poser. Le texte de l'OEnER parle en effet de «l'ancienne pratique pour l'installation concernée». Si, par exemple, plusieurs requérants demandent la prime de marché pour l'électricité provenant de la même installation, la méthode d'amortissement uniforme de la société qui exploite l'installation partenaire et qui tient la comptabilité est déterminante.



Section 2 Prime de marché et approvisionnement de base

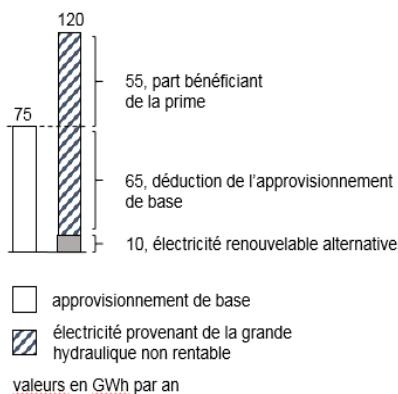
Art. 91 Déduction de l'approvisionnement de base



Le modèle de la prime de marché contient deux éléments de soutien: la prime de marché et le droit d'écouler la production dans l'approvisionnement de base conformément au principe que l'électricité d'origine hydraulique est vendue en priorité dans l'approvisionnement de base au prix total du coût de revient (art. 31, al. 3, LENE). La grande hydraulique non rentable se retrouvant ainsi en priorité dans l'approvisionnement de base, le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau, à disposition pour financer la prime de marché, est délesté des charges correspondantes. La déduction est seulement hypothétique, ou théorique, ce qui laisse aux EAE une grande flexibilité dans la conception de leur gamme de prestations.

Le droit de vendre du courant au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base représente (comme composante du modèle de la prime de marché) une *lex specialis* de durée limitée relative à la méthode basée sur le prix moyen (« Durchschnittspreismethode ») qui prévaut selon un arrêt du Tribunal fédéral d'été 2016 concernant les dispositions de la LApEI (BO 2016 N 1248, Müller-Altarmatt; cf. toutefois également les discussions parlementaires récentes sur les dispositions de la LApEI). Ce droit d'opérer dans le cadre de l'approvisionnement de base découle accessoirement de la prime de marché, il ne constitue pas un droit autonome. Même l'art. 31, al. 3 in fine, LENE, selon lequel quiconque ne reçoit pas de prime de marché peut injecter du courant provenant de la grande hydraulique dans l'approvisionnement de base, ne change rien à ce caractère accessoire. Le droit visé en l'occurrence ne s'applique justement que si l'absence de prime de marché découle de la déduction de l'approvisionnement de base. Ce passage vise donc des cas où se concrétise le principe donnant la priorité à l'électricité d'origine hydraulique dans l'approvisionnement de base, de sorte qu'il ne reste pas d'électricité issue de la grande hydraulique susceptible d'être couverte par la prime de marché.

Al. 1: la déduction de l'approvisionnement de base dépend du *potentiel* d'approvisionnement de base, c'est-à-dire du volume total d'électricité vendue dans l'approvisionnement de base, quelle que soit son origine. L'art. 94 précise de quel potentiel il s'agit eu égard à la diversité des formes organisationnelles.



L'al. 2 met en œuvre ce que la loi prévoit à titre de correctif en faveur de l'« autre électricité » de l'approvisionnement de base provenant d'énergies renouvelables (art. 31, al. 2, LENE; autres installations hydroélectriques ou biomasse par exemple). On peut désigner (de façon abrégée) la quantité d'électricité renouvelable liée à cette correction par le terme « quantité renouvelable ».

Le calcul se fait comme suit: il faut déduire de la quantité d'électricité issue de la grande hydraulique donnant en soi droit à la prime de marché (120 GWh) la « déduction de l'approvisionnement de base », c'est-à-dire le volume d'électricité total que l'ayant droit pourrait vendre dans l'approvisionnement de base

(75 GWh). Mais comme l'électricité vendue par l'ayant droit dans l'approvisionnement de base contient encore du courant issu d'autres sources renouvelables (quantité renouvelable = 10 GWh), une



déduction ajustée est appliquée ($75-10=65$ GWh). On obtient ainsi un droit à une prime de marché de 55 GWh ($120-65$ GWh). En l'absence du correctif, la prime de marché serait seulement de 45 GWh ($120-75$ GWh).

Sans ce correctif, quiconque propose ce type d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base serait forcé de fait à renoncer (au moins partiellement) à la prime de marché. Le correctif («quantité renouvelable») accroît la part susceptible d'être couverte par la prime de marché. Des limites sont toutefois nécessaires, afin qu'il n'en résulte pas un accroissement discrétionnaire ou arbitraire, ce qui irait à fin contraire du but recherché. Premièrement, les encouragements à double sont proscrits, autrement dit: quiconque a par exemple de l'électricité provenant d'une installation participant au système de rétribution de l'injection dans l'approvisionnement de base ne peut pas le comptabiliser dans le cadre du correctif. Cela s'applique aussi à la RPC selon l'ancien droit et aux autres formes d'encouragement, par exemple aux RPC cantonales, ainsi que pour l'électricité provenant d'installations bénéficiant d'une contribution d'investissement ou d'une rétribution unique pour le photovoltaïque et pour l'électricité d'origine renouvelable subventionnée venant de l'étranger (p. ex. pour l'électricité éolienne allemande bénéficiant de l'encouragement EEG). L'électricité renouvelable étrangère n'est toutefois pas exclue automatiquement de la prise en compte. Elle est admise si elle ne fait pas l'objet d'un soutien. D'autre part, il existe un certain potentiel d'abus dans le cas de l'électricité issue d'installations appartenant à des tiers, abus qu'il s'agit d'empêcher, afin d'éviter l'accroissement de la quantité renouvelable – ce qui serait contraire à l'objectif de la prime de marché – et la hausse (considérable) des primes à verser qui en résulterait. La quantité renouvelable doit par conséquent être composée uniquement d'électricité que le contrat de vente décrit également comme renouvelable (let. a). Ce qui importe, c'est l'association de la garantie d'origine, d'une part, et de l'électricité en question provenant d'une installation précise, par exemple du sud de l'Italie, d'autre part (texte: «garantie d'origine relative à cet achat»). Seule cet ensemble composé de la garantie d'origine et de l'électricité renouvelable permet en fin de compte d'attester que la quantité renouvelable n'englobe que ce que la LENE autorise, à savoir l'électricité issue d'énergies renouvelables. En d'autres termes, la restriction inscrite à la let. a permet d'éviter que la quantité renouvelable contienne de l'électricité grise simplement assortie d'une quelconque garantie d'origine, comme celle accompagnant l'électricité renouvelable norvégienne, où l'ayant droit à la prime de marché n'a aucun droit à l'électricité attestée par la garantie d'origine norvégienne. L'autre critère (let. a) est que le contrat de vente doit être conclu à moyen ou à long terme. Ce critère n'est pas entièrement comparable à celui de l'art. 88, al. 3, selon lequel une durée inférieure à trois ans est en règle générale considérée comme courte (cf. ci-dessus), car le cas de la quantité renouvelable est différent et le potentiel d'abus est moins élevé. Toutefois, les contrats relatifs à la quantité renouvelable dont la durée dépasse trois ans devraient également être considérés comme s'étendant sur le moyen terme et être par conséquent admissibles. Enfin, la quantité déduite ou la quantité renouvelable peut également englober l'électricité qui a été reprise conformément à l'obligation correspondante de l'art. 15 LENE.

Art. 92 Répartition du portefeuille entre prime de marché et approvisionnement de base
L'art. 92 règle la manière dont il convient de répartir l'électricité provenant de la grande hydraulique déficitaire dans un portefeuille entre les deux terrains d'encouragement que sont le marché et la prime de marché d'une part, et l'approvisionnement de base d'autre part. Au lieu de fixer les parts effectivement destinées à la prime de marché et celles destinées à l'approvisionnement de base, le texte n'émet qu'une directive (sous la forme d'une possibilité) relative à la part destinée à la vente sur le marché (prime de marché). Cette possibilité est évidemment susceptible d'influencer les actions concrètes des acteurs concernés. Dans ce contexte, la directive consiste en un modèle de quotient, selon lequel la même clé de répartition vaut pour chaque installation du portefeuille. Comme le montre l'exemple du tableau ci-après, combiné avec celui du graphique ci-avant, les parts destinées au marché s'élèvent à 46% et celles destinées à l'approvisionnement de base à 54% (part marché = $120-65$



GWh [cf. graphique ci-dessus]/120 GWh = 46%). Cette directive relative au quotient exclut indirectement d'autres manières de répartir le portefeuille, par exemple celle qui consiste à procéder selon le merit order (vente de la production la moins rentable dans l'approvisionnement de base) ou à effectuer un calcul de la moyenne pondérée par les volumes. La figure suivante présente les différents modèles possibles.

Installation	MWh/a	Coûts de revient (CR)		Recettes du marché (RM)		RM-CR		Prime de marché de max. 10 fr./MWh par in			
		Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Taux	MWh	Fr/MWh	Fr
1	40'000	36.95	1'477'980	33.68	1'347'071	-3.27	-130'909	45.83%	18'333	3.27	60'000
2	15'000	43.51	652'695	37.69	565'422	-5.82	-87'273	45.83%	6'875	5.82	40'000
3	30'000	46.32	1'389'455	39.80	1'194'000	6.52	-195'455	45.83%	13'750	6.52	89'583
4	35'000	62.50	2'187'500	36.80	1'288'000	-25.70	-899'500	45.83%	16'042	10.00	160'417
	120'000								55'000		350'000
Moyenne pondérée par les volumes	120'000	47.56	5'707'629	36.62	4'394'493	-10.94	-1'313'136	45.83%	55'000	10.00	550'000

Il y a lieu de penser que les ayants droit pour plusieurs installations utiliseront leur marge de manœuvre pour optimiser leurs revenus. Ils devraient probablement attribuer le courant des installations les plus coûteuses à l'approvisionnement de base pour éviter les réductions. Dans ce contexte, il s'agit donc d'établir une règle globale aussi équitable et objective que possible.

Sans directive, les ayants droit placeraient, dans un esprit d'optimisation, l'électricité produite par les deux installations hydroélectriques les plus chères (3 et 4) dans l'approvisionnement de base, de manière à ce que leurs coûts de revient soient couverts (absence de réduction). Les clients captifs de l'approvisionnement de base devraient alors supporter une part importante de la charge. Souvent, l'ayant droit à la prime pourrait aussi recourir au calcul de la moyenne (pondération des déficits des différentes installations en fonction de leur part dans le portefeuille). Dans l'exemple ci-dessus, il obtiendrait donc une prime de marché de 550 000 francs, bien que la couverture des coûts de revient (seuls ceux des installations 1 et 2 ne sont pas encore couverts) ne nécessiterait que 218 182 francs. La méthode de la moyenne induirait régulièrement une prime de marché exagérément élevée. Le taux susmentionné se rapproche souvent de la démarche que choisiraient probablement les ayants droit et débouche normalement – et c'est un élément important – sur des résultats beaucoup plus objectifs, sans indemnisation excessive ni transfert trop unilatéral des coûts vers l'approvisionnement de base (avec des conséquences pour les clients captifs de celui-ci). Cependant, ce taux ou cette méthode du quotient peut également déboucher sur une prime de marché trop élevée. L'al. 3 intervient dans un tel cas, puisqu'il vise à empêcher que l'ayant droit n'obtienne globalement davantage, par la vente dans l'approvisionnement de base (au prix de revient) et la prime de marché, que ce qui serait nécessaire à la couverture du total des coûts de revient de toutes les installations, autrement dit à l'ensemble du portefeuille et non aux installations considérées individuellement. Dans ce cas, le droit à la prime de marché se réduit pour correspondre exactement au montant de la couverture. Normalement donc, la méthode du taux doit s'appliquer et, exceptionnellement, l'al. 3 y supplée au sens d'une soupape de correction.

Art. 93 Prise en compte globale des entreprises d'approvisionnement en électricité
 Quelques précisions sont nécessaires, en lien avec l'approvisionnement de base, en raison de la disparité des formes organisationnelles des entreprises impliquées et de leur subdivision en plusieurs secteurs. L'al. 1 concerne le potentiel d'approvisionnement de base visé à l'art. 91 et la question de savoir quel potentiel est pertinent. Selon la LENE, il s'agit de l'approvisionnement de base des ayants droit eux-mêmes («...qu'ils pourraient vendre au titre de l'approvisionnement de base»). Sur cette base, l'ordonnance arrête qu'il est sans importance pour la prime de marché que des unités juridiques



autonomes internes à l'entreprise ou au groupe aient ou non été constituées pour les différents secteurs d'une EAE traditionnelle. Prenons par exemple un groupe comptant plusieurs filiales, dont la filiale A qui, portant le risque des coûts de revient non couverts, a droit à la prime de marché et la filiale B qui, gestionnaire de réseau au sens de l'art. 6 LApEI, assure l'approvisionnement de base. La filiale A doit alors se faire attribuer le potentiel d'approvisionnement de base de la filiale B. Il découle aussi a contrario de l'al. 1 qu'une telle attribution ne s'applique pas dans les autres cas: une holding qui a droit à la prime de marché en qualité de productrice ou de propriétaire n'est pas tenue de se faire attribuer l'approvisionnement de base d'une filiale qui ne se trouve pas dans une relation opérationnelle avec elle fondée sur les secteurs traditionnels des EAE, mais qui s'inscrit par exemple uniquement dans un rapport de participation.

L'al. 2 continue dans ce sens en se prononçant sur le droit légal de vendre l'électricité non rentable des grandes installations hydroélectriques au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base et précise qui est habilité à le faire ou non pour les différentes entités de l'entreprise. En considérant de nouveau les exemples précédents, on voit que si la filiale A peut prétendre à la prime de marché, une autre unité ou personne morale, à savoir la filiale B qui assure l'approvisionnement de base, peut bénéficier du droit d'écouler dans l'approvisionnement de base. Une telle attribution n'est pas seulement justifiée, elle va même de soi et s'inscrit dans la suite logique de l'al. 1 en raison des liens opérationnels étroits qui correspondent aux secteurs d'une EAE traditionnelle. Quiconque n'est pas lié de cette manière sur le plan de l'exploitation ne doit pas détenir ce droit, qui entraînerait une extension, injustifiée et non voulue par le législateur, du privilège décrit. L'exclusion qu'implique l'expression «seulement par une participation» ne concerne pas la constellation d'entreprises partenaires. Si les partenaires (qui supportent le risque lié aux coûts de revient non couverts) ont droit à la prime de marché en tant que propriétaires, ils ont également le droit de vendre du courant dans le cadre de l'approvisionnement de base (et ce au prix de revient). La disposition de l'OEneR (art. 93, al. 2, deuxième phrase) ne peut et n'entend rien changer à cette règle de la LEne (art. 31, al. 3).

Section 3 Procédure de demande et restitution

Art. 94 Demande

Al. 1: la procédure auprès de l'OFEN est conçue comme une procédure ex post. La prime de marché doit se concrétiser dès 2018 sur la base des chiffres de 2017 (art. 108). Les ayants droit doivent observer la date de référence du 31 mai, indépendamment du fait qu'ils procèdent au décompte d'une installation par année civile ou par année hydrologique (octobre à septembre). Le jour de référence (31 mai) revêt le caractère d'une date de péremption avec le même effet qu'un délai de péremption. De ce fait, les demandes tardives ne seront pas prises en compte par l'OFEN, qui les déclarera irrecevables. Les cas de restitution (art. 24 de la loi du 20 décembre 1968 sur la procédure administrative, PA; RS 172.021) restent bien entendu réservés.

L'al. 2 énumère les divers éléments nécessaires pour pouvoir déterminer si un acteur a droit à la prime de marché et quel doit en être le montant. Compte tenu de l'approche ex post, les «comptes annuels» représentent les comptes de l'année précédente, plus précisément les comptes certifiés de l'année précédente. Le texte de l'ordonnance (let. c) indique également que l'OFEN exige les comptes par installation. En outre, la demande doit se référer à l'année civile ou à l'année hydrologique, sachant que si plusieurs requérants s'adressent à l'OFEN, chaque installation doit présenter une approche uniforme. L'OFEN ne doit pas donner suite aux demandes qui prennent en compte une autre période, par exemple d'avril à mars (la let. c autorise uniquement les deux «types d'années» mentionnés), et ce non seulement pour ne pas compliquer l'exécution (réductions, retenues [art. 95]), mais aussi et surtout parce que la prime de marché relative à ces demandes remonterait trop loin dans le passé, ce qui ne serait pas compatible avec l'échéance visée à l'art. 108. Outre les éléments cités (let.



a à f), il faut encore remettre la confirmation exigée par la LENE concernant le transfert du risque. L'OFEN établira un formulaire indiquant tous les documents et toutes les preuves à transmettre dans la demande. Ce document sera une aide pour le requérant tout en contribuant à une standardisation. Ledit formulaire pourra aussi constituer diverses catégories et ne demander certaines informations que pour une ou certaines catégories déterminées. Les requérants doivent naturellement toujours attester que les critères d'admissibilité sont remplis (art. 101, ainsi qu'art. 8 du code civil suisse et art. 12 ss. PA). L'OFEN peut donc également exiger des éléments qui ne figurent pas à l'art. 95, soit dans une rubrique du formulaire, soit par une demande de renseignement individuelle/au cas par cas (p. ex. des éléments spéciaux concernant les ayants droit comme l'absence d'un contrat à court ou moyen terme depuis le 1^{er} janvier 2016 [art. 89, al. 3 et 4]). Les informations demandées en vue d'améliorer la situation des coûts (let. f) concernent des mesures déjà décidées, qui sont prévues pour un avenir proche. Le terme «situation des coûts» est large et n'englobe pas uniquement les coûts de revient tels qu'ils sont définis de manière assez stricte à l'art. 91 en rapport avec la prime de marché.

Al. 3: des indications spéciales sont nécessaires si l'élément de l'approvisionnement de base intervient. Les ayants droit à la prime de marché qui assurent un approvisionnement de base doivent fournir des informations supplémentaires. Outre les ayants droit à la prime de marché eux-mêmes, d'autres acteurs sont également tenus de coopérer (surtout les autres unités de l'EAE visées à l'art. 93 et les acteurs visés à l'art. 94, al. 4). Ainsi, la coopération du responsable de l'exploitation est exigée. Celui-ci doit indiquer la répartition de la production électrique des installations entre les acquéreurs (quantité, part de la production), ce qui est nécessaire pour tracer la provenance et pour déterminer la quantité d'électricité au bénéfice de la prime de marché. La vente effective dans l'approvisionnement de base (let. d) renvoie à la vente de la production d'installations susceptibles d'obtenir la prime de marché (installations individuelles ou groupes d'installations) et non pas à la production de toutes les installations (p. ex. d'autres installations hydroélectriques ou de biomasse qui ne sont aucunement concernées par la prime de marché). L'art. 92 établit des restrictions concernant la quantité renouvelable (pas d'électricité issue d'installations déjà soutenues par un autre biais; garantie d'origine pour l'électricité provenant d'installations étrangères). Dans ce contexte, l'OFEN peut également exiger des preuves (p. ex. dans le formulaire), d'autant plus que la demande sert à prouver que le droit à la prime est bien fondé. Selon l'art. 92, al. 3, un ayant droit à la prime de marché ne doit pas obtenir davantage avec les ventes dans l'approvisionnement de base et la prime de marché que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient. Là aussi, les requérants doivent fournir des renseignements sous forme de déclaration spontanée (let. e), afin que l'OFEN puisse procéder aux vérifications nécessaires.

L'al. 4 est le fondement de l'obligation de coopérer à l'établissement des faits. Il concerne les acteurs qui ne sont pas des ayants droit à la prime de marché, mais qui sont associés avec les ayants droit, et ce du fait de l'ordre défini à l'art. 30, al. 2, LENE ou de l'appartenance à l'EAE (art. 93). Ces acteurs doivent soutenir les ayants droit qui déposent (ou souhaitent déposer) une demande (base légale: art. 30, al. 4, let. g, LENE). Ainsi, les exploitants d'installations qui ne sont pas des ayants droit à la prime doivent par exemple fournir au requérant la clé de répartition de l'électricité produite par l'installation entre les acquéreurs (al. 2, let. a). Les ayants droit, eux, sont en principe tenus de fournir les informations à l'OFEN (à titre de simplification, ils doivent réunir quasiment tous les éléments et les envoyer à l'OFEN), sachant que les autres acteurs impliqués les soutiennent. Si la remise des documents réunis échoue ou ne se déroule pas sans accroc, par exemple parce que les autres acteurs impliqués ne coopèrent pas, l'OFEN peut, à titre subsidiaire, aller rechercher directement les informations nécessaires auprès de ces derniers (cette formulation potestative à l'al. 4 indique bien une possibilité et non pas une obligation de l'OFEN). Le droit de l'OFEN d'exiger (directement) les documents



repose en outre également sur la disposition générale de l'art. 101 et sur le droit de procédure général (art. 12 ss. PA).

Art. 95 Procédure auprès de l'OFEN et recours à la Commission de l'électricité

La procédure auprès de l'OFEN doit être aussi simple que possible et reposer de toute manière sur des données et des documents disponibles. L'OFEN peut faire appel à des tiers pour procéder à l'exécution (art. 67, al. 1, let. a, LENE), tout en restant lui-même responsable de chacune des étapes de la procédure et, surtout, des décisions prises. Il devra conjuguer deux objectifs durant l'exécution: premièrement, il devra prendre ses décisions promptement pour que les ayants droit reçoivent rapidement la prime de marché (autant que possible l'année même du dépôt de la demande); deuxièmement, il devra épuiser les ressources, pour autant que les demandes soient justifiées. L'OFEN réglera très rapidement les demandes infondées par une décision négative, qui signifie normalement le rejet de la demande. Idéalement, l'OFEN statuera simultanément sur toutes les demandes encore pendantes, car le montant de la prime de marché pour l'ayant droit A dépend du montant alloué dans les autres cas, en raison des ressources limitées, ce qui peut imposer des réductions (al. 2). Or, prendre de telles décisions en même temps ne devrait guère s'avérer réaliste, puisque certains cas ne se prêteront pas aussi rapidement que d'autres à une décision et qu'il n'est pas indiqué d'attendre (jusqu'à ce que tous les autres cas soient prêts pour une décision). La procédure se compliquera et deviendra plus fastidieuse encore en cas de recours en justice. Cependant, même si une décision simultanée de l'OFEN pour l'ensemble des demandes n'apparaît guère possible, son objectif devrait être, dans sa décision, d'indiquer aux ayants droit à la prime de marché de manière aussi fiable que possible, c'est-à-dire en tenant aussi bien compte que possible des autres cas, quel sera le montant de leur prime de marché. Toutefois, comme ce montant ne peut pas être définitif, il sera communiqué sous réserve de manière à ce qu'une correction ultérieure soit possible, conformément à la base que fournit l'al. 1. Il est aussi possible de procéder rapidement au versement d'une ou de plusieurs tranches (cf. al. 3 ci-après).

Al. 2: un montant de 0,2 ct./kWh provenant du supplément perçu sur le réseau est alloué chaque année à la prime de marché (cf. art. 36, al. 2, OENE), ce qui correspond à un total d'environ 100 à 120 millions de francs par an. Les reports sur les années suivantes sont possibles. En d'autres termes, par exemple, les fonds à disposition de la prime de marché en 2018 et qui ne seraient pas épuisés peuvent être employés pour la prime de marché en 2019 en sus des actifs ordinaires déjà prévus pour cette affectation cette année-là. Si la prime doit être réduite, la procédure est la suivante. Admettons par exemple que le total des primes dues soit de 220 millions de francs, mais que seulement 110 millions de francs soient à disposition. L'ayant droit à la prime de marché A aurait en soi droit à une prime de 20 millions de francs et l'ayant droit B, à une prime de 8 millions de francs. La réduction aboutit à une prime de 10 millions chez l'ayant droit A et à une prime de 4 millions chez l'ayant droit B (les autres ayants droit ne sont pas mentionnés ici). La correction ultérieure de la prime de marché – généralement une réduction – doit être également effectuée par voie de décision. Il ne devrait pas y avoir davantage de décisions (par cas/an) en règle générale.

Al. 3: comme le montant de la prime n'est pas encore fixé définitivement au début, mais qu'un versement devrait déjà survenir, l'OFEN doit procéder avec des retenues de fonds. En d'autres termes, la prime de marché n'est pas versée complètement, mais par tranches. Un décompte définitif et le versement complet ne sont possibles qu'à partir du moment où la facture totale, respectivement la vision d'ensemble de toutes les primes de marché sont disponibles pour l'année visée. La possibilité de procéder à une retenue constitue donc un instrument de couverture. Le montant définitif de la prime peut être dû au plus tôt quand la prime est décidée pour le cas concret (et que les réserves initiales sont également levées); par conséquent, les fonds retenus ne sont pas porteurs d'intérêts.

Al. 4: l'OFEN doit également pouvoir faire appel au soutien de l'EICOM, compétente dans le domaine de l'approvisionnement de base (conformément à la LAPeI), lorsqu'il s'agit d'intégrer de l'électricité



d'origine hydraulique dans l'approvisionnement de base, respectivement de contrôler si tout fonctionne régulièrement à l'interface prime de marché/approvisionnement de base. La charge incombant à l'EiCom doit toutefois rester aussi faible que possible. L'EiCom est chargée de procéder à une comparaison (entre les données fournies par l'OFEN et celles dont elle dispose en raison de ses tâches) lorsque l'OFEN le juge nécessaire. Dans ce contexte, l'objectif principal consiste à garantir que personne ne vende également dans l'approvisionnement de base (au prix de revient) l'électricité pour laquelle une prime de marché est perçue. L'al. 4 confie à l'EiCom une nouvelle tâche en vertu d'une base légale.

Art. 96 Restitution

S'agissant de cas déjà liquidés, où la décision est entrée en force et où les versements ont été effectués, des vérifications doivent avoir lieu également a posteriori. L'art. 101 («contrôle») constitue une des bases légales dans ce contexte. Ces vérifications peuvent conduire à des demandes de restitution. Si le bénéficiaire s'est rendu coupable d'un comportement fautif, non seulement la prime versée en trop lui sera réclamée, il devra aussi s'acquitter d'un intérêt de 5% en vertu de l'art. 30, al. 3, de la loi sur les subventions qui s'applique en l'occurrence.

Chapitre 8 Evaluation, publication, renseignements, communication de données à l'Administration fédérale des douanes, contrôle et mesures

Art. 97 Evaluation

Comme par le passé, l'OFEN évaluera l'ensemble des projets et des installations qui ont fait l'objet d'une demande d'encouragement.

S'agissant de la grande hydraulique, l'OFEN peut en outre utiliser les données obtenues pour assurer le développement de la mesure ou la réglementation du marché (art. 30, al. 5, LENE).

Art. 98 Publication

Comme par le passé, l'OFEN publiera, pour des raisons de transparence, diverses informations concernant les installations participant au système de rétribution de l'injection. En ce qui concerne les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, la publication reste anonyme (al. 1 et 2). En outre, un nouveau catalogue d'éléments à publier est créé pour les nouveaux instruments d'encouragement (al. 3 et 4).

Art. 99 Renseignements

La communication de renseignements correspond elle aussi au droit en vigueur. Les requérants, les cantons et les communes ont droit à être renseignés, chacun en fonction de ses intérêts propres, sur les projets ou installations les concernant.

Art. 100 Communication de données à l'Administration fédérale des douanes

L'art. 100 correspond, sans changement matériel, aux dispositions du droit en vigueur. Il assure les flux d'information de l'OFEN à l'Administration fédérale des douanes, afin que celle-ci dispose des données relatives aux installations qui produisent de l'électricité à partir de biomasse et à leurs exploitants, données qui sont nécessaires à l'exécution de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (RS 641.611).

Art. 101 Contrôle et mesures

Selon l'al. 1, l'OFEN peut organiser ou effectuer des contrôles, également après la clôture d'une procédure, en lien avec l'exécution de l'ordonnance et pour vérifier si les exigences légales ont été respectées ou si elles le sont (encore). Pour que cette tâche puisse être accomplie, les exploitants doivent donner la possibilité à l'OFEN et à l'organe d'exécution, pour autant que celui-ci soit compétent,



de consulter les données d'exploitation (al. 2). Si les exigences légales ne sont pas ou plus remplies, l'OFEN ou l'organe d'exécution décident des mesures appropriées (al. 3). L'OFEN peut également exiger des documents et des informations et organiser des contrôles en vue d'établir une rentabilité excessive (cf. art. 34, al. 3, OEnER).

Chapitre 9 Dispositions finales

Art. 102 Disposition transitoire relative à la fin de la durée de rétribution selon l'ancien droit
Le droit en vigueur prévoit, contrairement au nouvel art. 27, al. 5, que la rétribution est versée jusqu'à la fin du mois de décembre de l'année où elle prend fin. Les exploitants d'installation qui sont entrés dans le système de rétribution de l'injection sous le régime de l'ancien droit conservent ce droit.

Art. 103 Disposition transitoire relative à la réduction de la liste d'attente pour les autres techniques de production

Cette disposition transitoire est reprise du droit en vigueur.

Art. 104 Dispositions transitoires relatives aux installations photovoltaïques

Jusqu'à présent, la rétribution unique ne pouvait être demandée que pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW. Quiconque a déjà demandé ou reçu une rétribution unique et a agrandi l'installation au-delà de 30 kW avant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance ne recevra pas de rétribution unique pour cette puissance supplémentaire à l'avenir également. Cette disposition transitoire vise à empêcher des effets d'aubaine (al. 1).

En vertu de l'al. 2, l'ordre de prise en compte du nouveau droit est également appliqué aux petites installations photovoltaïques annoncées pour la RPC sous le régime du droit en vigueur (qui n'auront plus droit qu'à la rétribution unique). Ces installations, elles aussi, ne seront plus prises en compte selon leur date d'annonce, mais selon la date de transmission de l'avis de mise en service. Cette disposition correspond à l'art. 72, al. 3, LEnE, selon lequel le nouveau droit s'applique aux installations inscrites sur la liste d'attente.

Quant aux grandes installations photovoltaïques pour lesquelles la rétribution de l'injection ou la rétribution unique n'est demandée qu'à partir de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance, il faut exercer, dès le dépôt de la demande, le droit d'option en faveur de l'une ou de l'autre forme de rétribution. Les exploitants de grandes installations qui se trouvent déjà sur la liste d'attente lors de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance ne disposaient pas encore de ce droit d'option lorsqu'ils ont annoncé leurs installations, raison pour laquelle ils n'ont pas pu l'exercer à ce jour. C'est pourquoi un délai est accordé à ces exploitants, jusqu'au 30 juin 2018, pour exercer leur droit d'option. S'ils n'exercent pas ce droit ou que le délai échoit sans qu'ils l'aient exercé, leur annonce sera assimilée à une demande de rétribution unique. S'ils optent en faveur de la rétribution de l'injection, ils peuvent encore changer d'avis ultérieurement et passer à la rétribution unique. Cette souplesse résulte du fait qu'aucun changement n'intervient par rapport au droit actuel (réduction selon la date de dépôt de la demande) concernant la réduction de la liste d'attente des installations photovoltaïques et qu'on ne saura donc que plus tard combien d'installations pourront effectivement encore participer au système de rétribution de l'injection (al. 3).

Les installations visées à l'al. 4 sont réputées petites installations photovoltaïques au sens de la présente ordonnance: elles ne reçoivent qu'une rétribution unique jusqu'à 99,9 kW de puissance. En lieu et place d'une assimilation automatique de toutes ces installations à de petites installations selon le nouveau droit, les responsables de projet reçoivent, par cette disposition transitoire, la possibilité de corriger les données relatives à la puissance de leur installation, qu'ils ont transmises parfois plusieurs années plus tôt lors de l'annonce de leur installation. Ils peuvent ainsi, d'une part, garantir leur droit d'option entre le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique. D'autre part, ils peuvent



éviter de ne recevoir qu'une contribution liée à la puissance pour un maximum de 99,9 kW de puissance. S'ils ne font pas usage de cette possibilité, leur installation sera traitée comme une petite installation, conformément à leur annonce, de sorte qu'ils recevront une contribution liée à la puissance pour 99,9 kW au maximum une fois transmis leur avis de mise en service. La seule possibilité permettant ultérieurement de participer encore au système de rétribution de l'injection ou de recevoir la contribution couvrant l'ensemble de la puissance consiste à déposer une nouvelle demande en vue d'obtenir l'un ou l'autre instrument d'encouragement (étant entendu qu'une telle demande ne bénéficierait d'aucune priorité).

L'al. 5 vise à éviter que les installations d'une puissance inférieure à 2 kW qui ont été construites avant l'entrée en vigueur de l'OEnER et déclarées pour la RPC jusqu'au 31 décembre 2012 perdent tout droit à une rétribution en vertu de l'art. 36.

Art. 105 Dispositions transitoires relatives à la commercialisation directe et à l'injection au prix de marché de référence

Un délai transitoire de deux ans pour passer à la commercialisation directe donne suffisamment de temps aux fournisseurs de services énergétiques pour s'adapter à la nouvelle situation et pour développer des produits et des offres répondant au marché.

Chaque gestionnaire d'installation, indépendamment de la taille de celle-ci, peut toutefois demander en tout temps, pour la fin d'un trimestre, à passer à la commercialisation directe. Un tel passage est définitif (art. 14, al. 3).

Selon l'al. 2, les dispositions du droit en vigueur relatives aux modalités de reprise et de rétribution de l'électricité du système de rétribution de l'injection (installations qui injectent au prix de marché de référence et ne participent pas à la commercialisation directe) s'appliquent jusqu'à fin 2018, afin que les adaptations nécessaires puissent être effectuées.

Art. 106 Disposition transitoire relative à l'agrandissement ou à la rénovation ultérieurs de petites installations hydroélectriques et d'installations de biomasse

La réduction du taux de rétribution visée à l'art. 28, al. 5, ne s'applique pas aux exploitants d'installations qui ont déjà pris la décision d'agrandir ou de rénover leur installation avant l'entrée en vigueur de l'OEnER et qui ont déjà donné le feu vert aux investissements, par exemple en commandant des composantes ou en entamant la construction. Étant donné que les agrandissements et les rénovations peuvent en règle générale être réalisés en l'espace de six mois, leur mise en service doit avoir lieu au plus tard le 30 juin 2018 si les exploitants veulent profiter de la protection offerte par cette disposition.

Art. 107 Disposition transitoire relative à l'ordre de prise en compte et à la liste d'attente pour les contributions d'investissement

Les projets et les installations qui, selon le droit en vigueur, ont progressé dans l'actuelle liste d'attente relative à la RPC en raison de leurs avancements, mais qui ne peuvent désormais plus prétendre qu'à une contribution d'investissement, sont traités prioritairement dans l'ordre de prise en compte pour les contributions d'investissement, pour autant qu'ils fassent l'objet d'une demande de contribution d'investissement auprès de l'OFEN au plus tard le 31 mars 2018.

Art. 108 Disposition transitoire relative à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques

L'introduction du modèle de la prime de marché est échelonnée, pour ses deux composantes (prime de marché et intégration dans l'approvisionnement de base), dans la mesure où la prime de marché sera déjà versée pour l'année 2017 (al. 1). S'agissant des installations dont le décompte est établi par année hydraulique, les chiffres de la période octobre 2016 à septembre 2017 seront déterminants pour une demande déposée en 2018.



Al. 2: la prime de marché est limitée à cinq ans par la loi (art. 38, al. 2, LEne). Cependant, le délai conçu par le législateur s'applique à l'ensemble du modèle de soutien par la prime de marché, c'est-à-dire à la prime de marché et au droit d'opérer dans le cadre de l'approvisionnement de base. Selon l'art. 31, al. 3, LEne, seuls les ayants droit à la prime de marché ont le droit de vendre leur électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base. Lorsque la prime de marché arrivera à échéance (après cinq ans), les ayants droit à la prime de marché disparaîtront également, emportant avec eux le droit d'opérer dans le cadre de l'approvisionnement de base. L'ordonnance clarifie ce point (al. 2) en réglant précisément la période d'application, c'est-à-dire l'échelonnement prévu en fonction de la prime de marché.

7. Commentaires des annexes

Annexes 1.1 à 1.5 Généralités

Toutes les annexes correspondent largement aux dispositions matérielles du droit en vigueur. Les différences par rapport au droit en vigueur concernent en particulier, pour toutes les technologies, le montant de la rétribution, respectivement la réduction de la durée de rétribution (à l'exception de la biomasse). Outre des adaptations rédactionnelles et structurelles de moindre importance, la procédure de demande est présentée plus clairement que par le passé sur la base des dispositions correspondantes de l'ordonnance (art. 21 ss).

La révision de l'actuelle ordonnance sur l'énergie, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, introduit la possibilité, pour toutes les technologies à l'exception du photovoltaïque, de placer une installation en position prioritaire sur la liste d'attente si elle fait l'objet d'un avis d'avancement du projet. Une disposition transitoire était aussi nécessaire à cet effet. Cette disposition transitoire reste d'actualité en l'occurrence, compte tenu des longues périodes qui séparent l'annonce, l'avis d'avancement du projet et la mise en service de l'installation (cf. p. ex. appendice 1.3, ch. 8, de l'ordonnance en vigueur et ch. 6.2 du présent projet).

Seules seront traitées ci-après les différences par rapport au droit en vigueur qui sont spécifiques aux différentes technologies.

Annexe 1.1 Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection

Les classes de puissance du ch. 2.2 sont révisées en raison de la nouvelle limite inférieure assignée aux petites installations hydroélectriques et de la dérogation prévue (art. 19, al. 4, let. a, LEne). Il n'y a plus de catégories d'installations distinctes avec des taux de rétribution séparés en dessous de 300 kW, car les installations sur des cours d'eau naturels sont en principe complètement exclues. Les taux de rétribution ont été ajustés légèrement à la hausse par rapport au droit actuel; on tient ainsi partiellement en compte du raccourcissement de la durée de rétribution de 20 à 15 ans (cf. également les explications relatives aux grands lignes du projet au ch. 2.1.1 portant sur la rétribution et sa durée). Le ch. 3 règle les modalités de la baisse du taux de rétribution fixée à l'art. 28 pour le cas où une installation fait l'objet d'agrandissements ou de rénovations ultérieurs.

La disposition transitoire du ch. 6.1 prévoit que le droit en vigueur au moment de l'avancement du projet s'applique à la durée de la rétribution et au taux de rétribution s'agissant des installations qui reçoivent une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018 sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmis. Cela protège l'investissement des exploitants qui ont eu confiance en une décision positive et qui, sur cette base, ont déjà procédé à des investissements considérables. La même protection s'applique aux installations (ch. 6.2) qui ont reçu une décision positive jusqu'au 31 décembre 2013 et qui n'ont certes pas transmis l'avis d'avancement du projet selon le droit en vigueur, mais qui ont dans les faits réalisé les étapes nécessaires correspondantes. Elle s'explique par le fait que la remise d'un avis d'avancement



du projet n'était formellement pas prévue avant le 31 décembre 2013 et que ces installations n'étaient pas soumises aux conditions du ch. 6.1, même si les investissements consentis étaient identiques. Si un changement d'emplacement a été effectué et autorisé pour une installation (avant le 1^{er} janvier 2018, cf. art. 20, al. 3, OEnER), la protection vaut pour la période où l'avancement du projet ou les étapes nécessaires à cet avancement ont eu lieu sur l'emplacement initial.

Annexe 1.2 Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection

Dans la définition de l'installation, le terme «point d'injection», parfois flou dans la pratique, a été remplacé par «point de raccordement». Ce dernier correspond à la nomenclature de l'AES et désigne en général le point de passage dans le réseau public. En outre, le texte précise désormais qu'avant un point de raccordement, on ne peut exceptionnellement parler de deux installations que si l'électricité qu'elles produisent est mesurée séparément.

S'agissant des installations photovoltaïques qui participent au système de rétribution de l'injection, la distinction en trois catégories (isolée, ajoutée, intégrée), présente dans le droit en vigueur, est supprimée. Il ne reste désormais que trois classes de puissance (ch. 2.2). Cette modification découle des nouvelles limites fixées à l'entrée dans le système de rétribution de l'injection et de la nécessité de simplifier le système d'encouragement.

Pour les «anciennes» installations photovoltaïques, c'est-à-dire celles dont la mise en service est survenue avant le 1^{er} janvier 2013 et qui ont été mises en liste d'attente jusqu'au 31 juillet 2013, l'application des modalités de rétribution de l'époque est justifiée (ch. 5).

Les taux de rétribution indiqués aux ch. 2.2 et 5 s'appliquent uniquement aux installations qui ont été admises dans le système de rétribution de l'injection après l'entrée en vigueur de l'OEnER. Les installations qui reçoivent déjà une rétribution de l'injection continuent d'en bénéficier et le montant reste identique (art. 72, al. 1, LEnE).

Annexe 1.3 Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection

A certaines conditions, une garantie de principe ou une décision RPC positive peut être transférée d'un emplacement à un autre pour les installations éoliennes. Cette disposition vise à résoudre la problématique suivante: si des plans directeurs cantonaux approuvés sont adaptés en raison, par exemple, d'un intérêt fédéral annoncé tardivement, et qu'ainsi des installations éoliennes au bénéfice d'une décision RPC positive ou d'une garantie de principe ne sont plus prévues dans la planification cantonale, ces installations ne pourront pratiquement jamais être construites. Quant aux installations qui se retrouvent dans de nouvelles zones à potentiel éolien, elles n'ont, dans la perspective actuelle (liste d'attente), raisonnablement aucune chance de participer au système de rétribution de l'injection. Dans ces cas, il doit être possible de transférer, au sein d'un canton, une garantie de principe ou une décision positive d'un emplacement à un autre ou d'une installation à une autre sur la liste d'attente qui remplit probablement les conditions d'octroi pour l'admission dans le système de rétribution de l'injection (ch. 5.2). L'acteur, pour qui la décision est devenue sans valeur, ne peut pas facturer plus que la moitié des coûts qu'il a effectivement assumés jusqu'au moment du transfert.

Pour les mêmes raisons qu'à l'annexe 1.1, les installations visées à l'annexe 1.3 mises en service après le 1^{er} janvier 2018, mais qui ont reçu une décision positive antérieure à cette date sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmise, sont protégées contre l'abaissement de la durée de rétribution (ch. 6).

Annexe 1.4 Installations géothermiques dans le système de rétribution de l'injection

Outre les installations hydrothermales déjà prévues, les installations géothermiques comprennent également la catégorie des installations pétrothermales. Cette catégorie se distingue par le fait que, dans le cas des installations pétrothermales, le sous-sol doit être stimulé hydrauliquement, outre le puits de forage même, pour obtenir de la chaleur et de l'eau chaude (cf. également les explications relatives aux grandes lignes du projet au ch. 2.1.5 concernant les particularités de la géothermie). Les taux de



rétribution ont été déterminés à l'aide d'installations de référence avec lesquelles une série de mesures de stimulation diverses ont fait l'objet de calculs économiques: la différence entre le coût de revient technique des installations pétrothermales et celui des installations hydrothermales oscille entre 2,4 ct./kWh et 13,4 ct./kWh autour d'une valeur moyenne de 7,5 ct./kWh

Par ailleurs, les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2018, mais qui ont reçu une décision positive antérieure à cette date sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmise, sont protégées contre l'abaissement de la durée de rétribution (ch. 7.1, cf. explications concernant l'annexe 1.1).

Annexe 1.5 Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection

En vertu de l'art. 19, al. 4, let. c à e, LEne, seules les installations de biomasse visées sous «Autres installations de biomasse» de l'ancienne annexe 1.5 peuvent participer au système de rétribution de l'injection (cf. également les explications relatives aux grandes lignes du projet au ch. 2.2.3 concernant les contributions d'investissement pour les installations de biomasse).

Le ch. 2.3 reprend des exigences minimales contenues à ce jour dans une directive de l'OFEN et qui correspondent aux exigences concernant le développement durable visées à l'art. 12b de la loi du 21 juin 1996 sur l'imposition des huiles minérales (RS 641.61).

Le ch. 3.1.4 définit le calcul du taux de rétribution si une centrale électrique à bois utilise également des déchets de bois problématiques désignés comme déchets spéciaux au sens de l'art. 2, al. 2, let. a, de l'ordonnance sur les mouvements de déchets (OMoD; RS 814.610) en lien avec l'ordonnance du DETEC concernant les listes pour les mouvements de déchets (RS 814.610.1). Font par exemple partie de ces déchets de bois problématiques le bois traité avec des produits de protection (p. ex. bois imprégné sous pression ou traité au pentachlorophénol ou autres produits semblables, comme les traverses de chemin de fer ou les poteaux téléphoniques) et les déchets de bois stratifié avec des substances organiques halogénées. Ce n'est pas la législation sur l'énergie qui définit les conditions d'utilisation de ce type de déchets de bois dans une centrale électrique à bois. Si l'utilisation de ce type de biomasse est en principe admissible, le taux de rétribution applicable à la production d'électricité résultant de la teneur énergétique des déchets problématiques est divisé par deux. Cette disposition vise à garantir que l'électricité produite à partir de cette teneur énergétique n'est pas rétribuée au même taux que l'électricité provenant d'autres sources. En effet, l'art. 32, al. 1, de la loi sur la protection de l'environnement (LPE; RS 814.01) dispose que le détenteur des déchets assume le coût de leur élimination. Les coûts d'utilisation des déchets de bois problématiques sont donc couverts, du moins en partie, par des «taxes» d'élimination des déchets, raison pour laquelle l'électricité qui en est produite ne doit être rétribuée qu'à hauteur de la moitié du taux.

Le ch. 5 règle les modalités de la réduction du taux de rétribution définie à l'art. 28 pour le cas où une installation fait l'objet d'un agrandissement ou d'une rénovation ultérieurs.

La durée de rétribution (ch. 6) n'est pas abrégée pour les installations de biomasse, contrairement à ce qui est prévu pour les autres technologies.

Désormais, le bonus prévu à l'ancienne annexe 1.5 pour l'utilisation externe de la chaleur (bonus CCF) disparaît, car les nouvelles bases légales se focalisent encore davantage sur la production d'électricité. Sont exemptées de cette suppression les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2018, qui ont cependant déjà obtenu une décision positive et transmis un avis d'avancement du projet avant cette date, sous le droit en vigueur (ch. 8).

Annexe 2.1 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Les tableaux de taux sont en principe repris de l'ordonnance en vigueur. Mais comme la rétribution unique ne pouvait jusqu'à présent être demandée que pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, les tableaux sont complétés par les taux prévus pour les classes de puissance égales ou supérieures à 30 kW. Le rapport des coûts d'investissement à la puissance installée est d'autant plus



bas que l'installation à construire est grande. C'est pourquoi les taux de la contribution liée à la puissance sont fixés à un niveau plus bas à partir de 30 kW.

La contribution liée à la puissance est calculée selon une pondération établie sur la base des classes de puissance (ch. 2.5): l'exploitant de l'installation reçoit la contribution supérieure pour les premiers 29,9 kW et la contribution inférieure au-delà. Si son installation dépasse même une puissance de 100 kW, il reçoit la contribution prévue pour les installations d'une puissance inférieure à 100 kW (puissance comprise entre 30 kW et 99,9 kW) et la contribution de la classe de puissance égale ou supérieure à 100 kW au-delà.

Les nouvelles installations (celles qui ont été mises en service après le 1^{er} janvier 2013) dont la puissance est égale ou supérieure à 100 kW reçoivent toujours seulement le taux prévu pour les installations ajoutées et isolées, même si elles appartiennent à la catégorie des installations intégrées. Cette disposition concorde avec la réglementation des installations photovoltaïques dans le cadre du système de rétribution de l'injection.

L'indication de la catégorie de producteur (personne physique, personne morale, pouvoirs publics) sert à évaluer le type d'investisseur ainsi que les effets des mesures et des ressources engagées dans les diverses catégories de producteur.

Annexe 2.2 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

La définition des installations hydroélectriques qui participent au système de rétribution de l'injection (ch. 1) est identique à celle des installations hydroélectriques pouvant faire l'objet d'une demande de contribution d'investissement. Pour les contributions d'investissement, la délimitation des installations dans des systèmes hydroélectriques en cascade est particulièrement importante. Elle permet de distinguer s'il s'agit d'une installation hydroélectrique de petite ou de grande taille, elle contribue à évaluer si un agrandissement est ou non notable, elle est déterminante pour quantifier la production nette et elle sert à calculer les coûts supplémentaires non amortissables.

La demande doit notamment inclure une liste de tous les coûts d'investissement, que le requérant veillera à répartir en coûts imputables et non imputables. De plus, le requérant fournira un calcul des coûts supplémentaires non amortissables (ch. 2).

Le tableau des durées d'utilisation (ch. 3) sert à déterminer la durée d'utilisation restante et les réinvestissements nécessaires durant cette période aux fins de calculer les coûts supplémentaires non amortissables. Il constitue en outre une référence pour identifier quels investissements dans quels composants d'installation peuvent être généralement considérés comme des coûts de production imputables.

Annexe 2.3 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

L'efficacité énergétique nette (EEN) désigne le taux d'efficacité global d'une UIOM (ch. 1.1). Cette valeur, qui s'inspire de la directive-cadre européenne concernant les déchets (Directive 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 relative aux déchets), est relevée chaque année auprès de toutes les UIOM de Suisse par la Confédération (OFEN et OFEV) et par l'Association suisse des exploitants d'installations de traitement des déchets (ASED). Exprimée en chiffres nets, l'efficacité de l'installation se réfère à l'électricité et la chaleur fournies à l'extérieur, sans prise en compte des besoins énergétiques propres techniquement nécessaires à la valorisation des déchets. A ce sujet, on pourra se référer au rapport «Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren» (disponible en allemand uniquement)². Les exigences énergétiques minimales applicables aux installations au gaz d'épuration et aux centrales à bois d'importance régionale (ch. 2.1 et 3.1) correspondent aux exigences prévues pour les modules CCF et les processus vapeur des installations qui participent au système de rétribution de

² http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726.



l'injection. En ce qui concerne les installations au gaz d'épuration, il est en outre prescrit que le bassin de fermentation doit être chauffé avec les rejets de chaleur.

Le dossier de demande doit comprendre une liste de tous les coûts d'investissement, répartis par le requérant en coûts imputables et non imputables. Le requérant doit en outre fournir un calcul des coûts supplémentaires non amortissables (ch. 1.2, 2.2 et 3.2).

Les tableaux des durées d'utilisation (ch. 1.3, 2.3 et 3.3) servent à déterminer la durée d'utilisation restante et les réinvestissements nécessaires durant ces périodes aux fins de calculer les coûts supplémentaires non amortissables. Ils constituent en outre une référence pour identifier quels investissements dans quels composants d'installation peuvent être généralement considérés comme des coûts de construction imputables. Ils contribuent donc à une meilleure compréhension et à une meilleure délimitation du système.

Annexe 3 Détermination du coût moyen pondéré du capital

L'annexe 3 présente les dérogations nécessaires, du point de vue méthodologique, par rapport aux dispositions de l'annexe 1 de l'OApEI sur la détermination du CMPC (*WACC*) relatif au réseau. Ce sont notamment:

1. Structure du capital: comme les investissements dans les installations de production sont plus risqués que les investissements dans le domaine du réseau réglementé, il y a lieu d'admettre qu'ils doivent être cautionnés par une part de fonds propres plus importante. On observe ce phénomène s'agissant des exploitants d'installations hydroélectriques suisses. La structure du capital est par conséquent fixée à 50% de fonds propres et 50% de fonds étrangers.
2. Moment de détermination du CMPC: la réglementation régissant la détermination du CMPC du réseau reflète les dispositions de la LApEI sur la régulation des coûts de réseau. Le CMPC appliqué aux investissements dans les installations de production doit être aussi actuel que possible. C'est pourquoi le CMPC valable une certaine année est fixé jusqu'à fin mars de la même année sur la base des données du marché des capitaux de l'année précédente.
3. Calcul du bêta: ce calcul doit être en principe exécuté selon la même méthode que pour le CMPC du réseau. S'ils se basaient, comme pour le CMPC du réseau, sur une moyenne mensuelle, les résultats ne seraient cependant pas significatifs statistiquement en raison de la taille assez restreinte du groupe d'entreprises. C'est pourquoi le calcul du bêta repose sur des moyennes hebdomadaires, ce qui permet en revanche de réduire la période d'observation à deux ans. A l'heure actuelle, il convient de partir du principe que les données du marché financier disponibles ne permettent pas de former un groupe d'entreprises, en particulier pour la biomasse et la géothermie. Si tel est le cas, le bêta est déterminé sur la base d'une enquête menée auprès de plusieurs spécialistes, issus par exemple du secteur de l'électricité, de la recherche énergétique et de l'administration fédérale, afin d'évaluer les risques relatifs liés aux investissements dans la technologie concernée.
4. Valeurs limites du bêta et de la prime de risque d'insolvabilité, frais d'émission et d'acquisition compris: en raison des différences de risque, il faut s'attendre à ce que les valeurs du bêta *unlevered* et de la prime de risque d'insolvabilité soient supérieures à celles du CMPC du réseau. C'est pourquoi il faut prévoir une extension vers le haut des valeurs forfaitaires et de l'énumération des valeurs limites à prendre en compte. La méthodologie reste inchangée.

Annexe:

Prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes: proposition et commentaires de l'administration du 5 avril 2015



13.074 n Stratégie énergétique 2050, premier volet de mesures

Prime de marché pour les grandes installations hydro- électriques existantes: proposition et commentaires de l'administration du 5 avril 2016

Remarque: Le libellé et la numérotation des dispositions citées ci-après correspondent à ceux du document en discussion en avril 2016. Le texte adopté par le Parlement le 30 septembre 2016 (FF 2016 7469) présente des différences d'ordre rédactionnel par rapport au document d'avril.

Chapitre 5a

Biffer

Chapitre 6 Mesures de soutien particulières

Art. 33a Prime de marché pour l'électricité des grandes installations hydroélectriques

¹ Les exploitants de grandes installations hydroélectriques dont la puissance est supérieure à 10 MW et dont l'électricité produite a dû être vendue sur le marché en dessous du prix de revient, peuvent bénéficier d'une prime de marché pour cette électricité pour autant que les moyens financiers suffisent (art. 37 et 38). La prime de marché doit compenser les coûts de revient non couverts, mais ne doit pas excéder 1,0 ct./kWh.

² Lorsque les exploitants ne sont pas tenus d'assumer eux-mêmes le risque de coûts de revient non-couverts, mais que ce risque incombe aux propriétaires, la prime de marché revient à ces derniers et non aux exploitants, pour autant que ceux-ci confirment cette prise en charge du risque. Lorsque le risque de coûts de revient non-couverts n'incombe pas aux propriétaires, mais aux entreprises d'approvisionnement en électricité, parce qu'elles sont tenues par contrat d'acquiescer l'électricité au prix de revient ou à des conditions semblables, la prime de marché revient à ces entreprises et non aux propriétaires, pour autant que ceux-ci confirment cette prise en charge du risque.

³ Les ayants droit soumettent une seule demande englobant toute l'électricité de leur portefeuille donnant droit à une prime de marché, même si cette électricité provient d'installations ou d'exploitants différents.

⁴ Si les ayants droit sont chargés de l'approvisionnement de base au sens de l'art. 6 de la loi sur l'approvisionnement en électricité, ils doivent, pour déterminer la quantité d'électricité donnant droit à la prime de marché, déduire arithmétiquement la quantité maximale d'électricité qu'ils pourraient vendre au titre de l'approvisionnement de base; la quantité à déduire se réduit du volume d'électricité de l'approvisionnement de base provenant d'autres énergies renouvelables. Les ayants droit peuvent tenir compte des coûts de revient de la quantité déduite dans les tarifs appliqués à leurs ventes dans le cadre de l'approvisionnement de base. Quiconque ne reçoit pas de prime de marché en raison de la déduction peut également procéder ainsi.



⁵ Le Conseil fédéral règle les modalités, en particulier:

- a. la détermination des prix de référence à prendre en compte en tant que prix de marché et qui s'appliquent aussi au négoce hors bourse;
- b. une éventuelle prise en compte d'autres recettes pertinentes;
- c. les coûts imputables et leur calcul;
- d. une éventuelle délégation à l'OFEN visant à préciser l'ensemble des recettes et des coûts, y compris la rémunération des coûts du capital;
- e. d'éventuelles exigences pour les tarifs de l'approvisionnement de base dans le cas décrit à l'al. 4;
- f. la délimitation par rapport à la contribution d'investissement pour les agrandissements ou les rénovations (art. 28, al. 1, let. b, ch. 2);
- g. la procédure y compris les documents à produire, les modalités de paiement et la coopération entre l'OFEN et la Commission fédérale de l'électricité (EiCom);
- h. l'obligation de renseigner incombant aux exploitants et aux propriétaires s'ils ne sont pas des ayants droit;
- i. la restitution ultérieure, partielle ou totale, de la prime de marché, notamment en raison de renseignements erronés ou incomplets.

Art. 37, al. 2, let. c^{bis}

² Le supplément permet de financer:

- c^{bis}. les primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques au sens de l'art. 33a;

Art. 38, al. 1, let. c

¹ L'allocation des ressources pour les diverses affectations est soumise à:

- c. un maximum de 0,2 ct./kWh pour les primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques.

Art. 39a, al. 3

¹ Les mesures de soutien expirent comme suit: ...

² ...

³ A partir du 1^{er} janvier de la sixième année suivant l'entrée en vigueur de la loi, aucune prime de marché au sens de l'art. 33a ne peut plus être allouée aux grandes installations hydroélectriques.

Art. 70a, al. 1, let. a⁰

¹ Les services fédéraux peuvent faire appel à des tiers pour assurer l'exécution des tâches qui leur ont été confiées, en particulier si celles-ci concernent:

- a⁰. la prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques au sens de l'art. 33a;

Art. 72, al. 1, let. b^{bis}

¹ Sera puni d'une amende de 100 000 francs au plus quiconque aura intentionnellement:

- b^{bis}. fourni des renseignements erronés ou incomplets en lien avec les primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques (art. 33a);



Explications relatives au modèle «Prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques existantes»

Remarques introductives

En raison de la situation difficile où se trouve la force hydraulique suisse, le Conseil des Etats a adopté en septembre 2015, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un modèle d'aide d'urgence. Depuis lors, en mars 2016, après que la situation du marché de l'électricité se fut encore assombrie, le Conseil national a opté pour un autre modèle, dit «modèle de la prime de marché». Selon ce modèle, une prime de marché peut être sollicitée pour l'électricité produite par les grandes centrales hydroélectriques suisses qui doit être vendue sur le marché en dessous du prix de revient. Cette prime est plafonnée (1,0 ct./kWh) et les ressources globalement disponibles sont limitées (max. 0,2 ct./kWh du supplément perçu sur le réseau). La mesure est limitée à cinq ans. Le modèle doit être simple, notamment dans son exécution (pour les entreprises et les autorités).

Le libellé de la LEné voté par le Conseil national comporte plusieurs imprécisions législatives. Par exemple, on y cherche en vain les «coûts de revient», qui constituent pourtant un élément essentiel du modèle.

Commentaires

Systématique/titre Chapitre 6 Mesures de soutien particulières

En présence d'un seul article, il n'est pas nécessaire de former un chapitre séparé (cf. chap. 5a préexistant). Le titre du chapitre 6 peut donc être libellé de manière plus générale.

Art. 33a Prime de marché pour l'électricité des grandes installations hydroélectriques

Al. 1: La prime de marché n'existe que pour les grandes centrales hydroélectriques (puissance supérieure à 10 MW) sises en Suisse et – contrairement à la RPC ou à la prime d'injection, qui sont destinées surtout à de nouvelles installations – que pour les installations *existantes*. Pour les centrales frontalières, il n'est pas possible de solliciter une prime de marché pour l'intégralité de la production, mais seulement pour la partie qui correspond au quota suisse. La prime de marché, qui a pour fonction de compenser les coûts de revient non couverts par le marché, est plafonnée à 1,0 ct./kWh (TVA comprise). Par exemple, pour de l'électricité qui doit être vendue 0,5 ct./kWh au-dessous du prix de revient, seule une prime de marché de 0,5 ct./kWh est envisageable. Le montant maximum de 0,2 ct./kWh visé à l'art. 38, al. 1, let. c, constitue une limitation supplémentaire qui aurait pour conséquence, dans le cas d'un grand nombre de demandes, que les primes de marché ne pourraient pas être entièrement versées comme elles devraient l'être. Il incombe au Conseil fédéral de régler la répartition des ressources pour de tels cas (art. 38, al. 5). Une réduction proportionnelle apparaît comme la solution la plus naturelle.

L'al. 2 énumère les différents ayants droit à une prime de marché et rend compte de la structure complexe de la branche, qui s'est formée au fil du temps. Le principe de ce droit est que la prime de marché revient à l'acteur qui assume la charge, respectivement le risque de non-couverture des coûts de revient. L'exploitant, c'est-à-dire le concessionnaire, est l'ayant droit en première ligne. Si l'exploitant fait partie d'une entreprise d'approvisionnement en énergie ou en électricité (EAE) intégrée, cette entreprise est directement en droit d'obtenir la prime. Le droit à la prime revient en deuxième lieu aux propriétaires: en pareil cas, le droit de l'exploitant s'éteint. Les propriétaires sont en majorité des actionnaires, qui sont souvent actifs en tant qu'EAE. Il est fréquent que les EAE détiennent, dans le cadre d'un partenariat, un ouvrage en commun («Partnerwerk») qui, organisé comme une société



électrique, exploite la centrale hydroélectrique. S'agissant des propriétaires, ou des actionnaires, il arrive souvent que le risque de non-couverture des coûts de revient décrit ne se présente pas, lorsque l'actionnaire est un canton ou une commune. Généralement, les cantons et les communes cèdent leurs droits de prélèvement d'énergie à des tiers, le plus souvent à des EAE. Le droit d'acquisition entraîne des obligations de paiement à hauteur des coûts de revient ou de coûts assimilables aux coûts de revient. En cas de vente sur le marché, ce tout dernier cas de figure débouche également sur une non-couverture. Les EAE concernées assument donc elles aussi le risque inhérent aux coûts, tel que décrit, et elles ont le droit, en troisième ligne, de solliciter une prime de marché.

Pour bénéficier du droit à une prime de marché, il ne suffit pas de supporter le risque lié aux coûts, il faut aussi que l'ayant droit en amont atteste le transfert correspondant du risque (condition formelle). Cette deuxième exigence vise à éviter des litiges quant à savoir qui est en droit d'obtenir la prime de marché au moment de l'exécution. Quiconque vient après dans l'ordre des ayants droit à une prime de marché dépend donc de l'accord de celui qui le précède. Certes, les acteurs en présence peuvent être en désaccord, mais leur différend ne concerne alors pas l'OFEN dans l'exécution du modèle de prime de marché. De tels litiges doivent être réglés entre les partenaires; s'il subsiste des conflits, ceux-ci doivent être clarifiés, en fonction des rapports prévalant entre les acteurs concernés, par les organes compétents qui sont souvent les tribunaux civils.

L'al. 3 prévoit que l'ayant droit doit solliciter la prime de marché par une seule et unique demande pour l'ensemble de son portefeuille de grandes centrales hydroélectriques. Le nombre de requêtes sera ainsi globalement bien inférieur que si une demande devait être adressée par centrale. Evidemment, malgré cette approche par portefeuille, les données et les chiffres doivent être préparés par centrale. Le requérant doit présenter les données et les chiffres de chaque centrale prise individuellement. A cet effet, même s'ils n'ont pas eux-mêmes droit à la prime de marché, les exploitants devront soutenir les propriétaires ou actionnaires de leurs centrales. Dans ce contexte, le Conseil fédéral peut leur imposer des obligations (art. 33a, al. 5, let. h). Lors de l'exécution, il faudra garantir en tout cas le respect d'un principe essentiel du modèle de prime de marché: pour les 100% d'électricité produite par une centrale, la prime de marché sollicitée par les divers ayants droit éventuels ne saurait excéder 100% du montant correspondant.

Al. 4: Dans l'approvisionnement de base selon la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'électricité peut actuellement être vendue au prix de revient (cf. art. 4 de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité [OApEI]). Le Conseil national a ancré le principe suivant dans son modèle de prime de marché: «L'électricité de la grande hydraulique doit aller en priorité à l'approvisionnement de base». Cette vente prioritaire dans l'approvisionnement de base est suivie de deux effets: premièrement, la grande hydraulique est assurée de vendre son électricité au prix de revient, ce qui est actuellement très attractif (il s'agit là d'un facteur de soutien essentiel du modèle de prime de marché); deuxièmement, la quantité d'électricité couverte par le modèle de prime de marché est plus faible qu'en l'absence d'une telle priorité des ventes dans l'approvisionnement de base.

Le présent libellé de la LENE modifie légèrement le principe décrit, puisqu'il passe à une formule hypothétique: les ayants droit doivent simplement, pour autant qu'ils contribuent à l'approvisionnement de base, procéder à une déduction arithmétique induisant aussi une diminution de la quantité d'électricité donnant droit à la prime de marché. Les ayants droit ne sont toutefois pas tenus de vendre effectivement leur électricité dans l'approvisionnement de base. Ils conservent ainsi la flexibilité nécessaire et la liberté entrepreneuriale dans la conception de leurs offres. Reste que si dans l'approvisionnement de base, les fournisseurs ne sont pas tenus de vendre de l'électricité provenant de la grande hydraulique, ils ont explicitement le droit de le faire et même de manière prioritaire. Ce droit tend à induire des tarifs plus élevés dans l'approvisionnement de base pour les consommateurs finaux, dans la mesure où les EAE n'écoulent pas aujourd'hui déjà leur électricité hydraulique, plus chère, dans l'approvisionnement de base. Le droit de vendre dans le cadre de l'approvisionnement de base, c'est-à-dire de tarifier aux conditions correspondantes, est expressément fixé, car la LApEI et l'OApEI ne précisent pas ce point sans réserve (justement en ce qui concerne la vente prioritaire intégrale, respectivement la tarification du courant issu de la grande hydraulique). Concernant ce dernier aspect, notons une restriction d'importance: l'électricité provenant des autres



énergies renouvelables ne doit pas être désavantagée dans l'approvisionnement de base en raison du modèle de prime de marché. Cette électricité doit pouvoir rester également dans l'offre de base sans que les EAE concernées ne soient forcées de ce fait de renoncer à la prime de marché. Cette condition est remplie, puisque la quantité de cette électricité renouvelable est soustraite de la déduction arithmétique prévue dans l'approvisionnement de base; cette exception ne s'applique toutefois que pour l'électricité qui ne bénéficie pas de la RPC.

L'al. 5 contient des délégations au Conseil fédéral. Celui-ci doit, de manière tout à fait générale, disposer d'une grande marge de manœuvre pour assurer la réglementation adéquate au niveau de l'ordonnance. La mise en œuvre doit être simple et légère. En la réglementant, le Conseil fédéral devra donc en particulier veiller à ce que l'on table sur les obligations déjà existantes (p. ex. les obligations de renseigner et de rendre compte envers la Commission fédérale de l'électricité, ElCom), respectivement à ce que l'on puisse recourir aux instruments existants et disponibles (p. ex. les documents et les calculs) de manière à éviter de nouveaux doublons.

S'agissant du prix de marché (let. a), on n'adoptera pas une optique mensuelle (comme l'avait voulu le Conseil national) et plusieurs valeurs seront possibles. Comme ces valeurs ou prix s'appliqueront aussi au négoce extra-boursier, des manipulations dans ce domaine sont exclues.

Let. b-c: s'agissant des recettes, les prix obtenus sur le marché pour l'électricité hydraulique en question sont prioritaires. Cependant, les produits de la commercialisation des services-système et des garanties d'origine constituent aussi une source de revenu (pour l'exploitant/EAE). Quant aux coûts de revient, il convient surtout de prendre en considération les coûts que l'ElCom considère comme appartenant à cet ensemble de coûts. Mais il peut s'avérer adéquat de prendre encore d'autres coûts en considération. Il peut être nécessaire de fixer une rémunération uniforme du capital, par exemple au moyen d'un taux de WAAC (coût moyen pondéré du capital). Pour l'ensemble de ce complexe de recettes/coûts, le Conseil fédéral devra avant tout adopter une perspective globale. C'est pourquoi il peut aussi esquisser une solution simplificatrice et ignorer délibérément certains facteurs (qui se compensent mutuellement) ou prévoir des valeurs forfaitaires, par exemple pour les coûts de commercialisation, qui ne reflètent certes pas la réalité, mais qui permettent une simplicité d'exécution. Le Conseil fédéral peut déléguer à l'OFEN le soin de préciser ces facteurs. Cet échelonnement doit entre autres permettre d'éviter que ces précisions, notamment celles relatives aux coûts de revient, n'impactent les dispositions de la LApEI ou de l'OApEI (également en dehors du modèle de prime de marché), ce qui n'est ni l'objectif visé ni le résultat souhaité.

La possibilité d'édicter des directives pour les tarifs de l'approvisionnement de base (let. e) permettrait de créer un instrument (cf. aspects visés à l'al. 3 Conseil national) capable d'empêcher que ceux qui reçoivent une prime de marché n'écoulent simultanément dans l'approvisionnement de base que l'électricité la plus chère des grandes centrales hydroélectriques. A cet égard, le contrôle incombera à l'ElCom (dans le cadre de la LApEI et de l'OApEI).

La procédure (let. g) doit être aussi simple que possible pour tous les acteurs impliqués. Il faudra encore clarifier si les chiffres de l'année précédente peuvent servir de base ou si un relevé ex-post doit être organisé. En outre, il sera nécessaire de fixer un jour de référence pour les demandes en prévision d'une éventuelle réduction (proportionnelle) des primes de marché. Il importe par ailleurs que l'OFEN puisse s'adresser à l'ElCom pour recevoir les données et les observations dont celle-ci dispose. On évitera ainsi des doublons.

Art. 37, 38 et 39a

Les ressources proviennent du supplément perçu sur le réseau et sont plafonnées à 0,2 ct./kWh. Entre 100 et maximum 120 millions de francs devraient être ainsi disponibles par an (suivant les remboursements et les coûts d'exécution). Le modèle de prime de marché est limité à cinq ans. Cette limitation temporelle est donc identique à la durée de rétribution à prix coûtant de l'électricité injectée (RPC).



Compétence, art. 70a

L'OFEN est compétent pour l'exécution du modèle de prime de marché. Comme l'OFEN détient la compétence de base générale (art. 69, al. 1), aucune mention spéciale n'est requise dans la loi. Cependant, comme la charge de travail sera irrégulière et que le personnel de la Confédération est soumis à la pression des économies, l'OFEN ne pourra pas venir seul à bout de ce travail. Il devra dans une large mesure recourir à des tiers, comme cela est par exemple le cas pour le remboursement du supplément perçu sur le réseau (cf. art. 70a, al. 1, let. a⁰).