Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Office fédéral de l'énergie
Stratégie énergétique
3003 Berne

Transmission par courriel: energiestrategie@bfe.admin.ch

27 avril 2017

Katrin Lindenberger, ligne directe +41 62 825 25 20, katrin.lindenberger@strom.ch

Mise en œuvre du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: procédure de consultation relative aux modifications à l'échelon des ordonnances

Mesdames et Messieurs,

Nous vous remercions de nous offrir la possibilité de prendre position sur les modifications d'ordonnances liées au premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Dès le début, l'AES a accompagné les délibérations sur le projet de loi du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 d'une façon à la fois critique et constructive. Elle soutient expressément la version du volet de mesures telle qu'adoptée par le Parlement et s'engage par conséquent dans la campagne de votation en cours.

Le premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et les modifications d'ordonnances y afférentes affectent directement la branche de l'électricité dans de nombreux domaines-clés. Les propositions correspondantes sont donc d'une importance capitale pour l'AES et ses membres.

Selon l'avis unanime au sein de la branche, certaines propositions doivent être corrigées pour que la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 réussisse. Citons en particulier les dispositions qui vont à l'encontre de la volonté du législateur, celles qui ne seraient réalisables que moyennant un surcoût économique substantiel et celles qui ne sont pas applicables dans la pratique. Cet avis critique concerne les thèmes suivants, qui seront présentés plus en détail ci-après:

1. Déploiement de smart meters: une solution économiquement acceptable est requise
2. Accès aux flexibilités: des solutions réalisables dans la pratique sont nécessaires
3. Tarification du réseau: jeter les bases de réseaux pérennes grâce à une réglementation conforme à la loi
4. Consommation propre: ne pas créer de nouvelles incertitudes juridiques
5. Contributions d'investissement pour l'hydraulique: ne pas dresser les projets les uns contre les autres
6. Système de rétribution de l'injection: maintenir le groupe-bilan énergies renouvelables
7. Rétribution de l'énergie refoulée: réglementation axée sur le marché conforme à la loi
8. Déduction de l'approvisionnement de base: la quantité d'énergie déduite doit pouvoir être vendue au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base
9. Date d'entrée en vigueur: fixer des délais transitoires réalisables

En outre, le manque de concordance avec d'autres projets législatifs soulève plusieurs questions. Ainsi, certaines dispositions issues du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 font d'ores et déjà de nouveau l'objet d'une révision dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques. Là aussi, la branche de l'électricité estime qu'une clarification est indispensable. L'entrée en vigueur de dispositions d'ordonnances en sachant que celles-ci doivent immédiatement être révisées en profondeur constitue une source d'incertitude et génère des coûts inutiles. Elle doit donc être rejetée.

En raison du volume conséquent de commentaires relatifs aux projets d'ordonnances, nous nous limitons dans cette prise de position aux principales critiques. Les remarques et propositions complètes de l'AES peuvent être consultées dans les synopsis ci-jointes, qui font partie intégrante de sa prise de position.

1. Déploiement de smart meters: une solution économiquement acceptable est requise (art. 8a, 13a et 31e OApEl)

À l'art. 17a LApEl, le législateur a habilité le Conseil fédéral à édicter des prescriptions concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Un déploiement de smart meters génère des coûts importants d'investissement et d'exploitation. Ecoplan[1] a examiné pour le compte de l'OFEN si ces frais s'avèrent rentables. Pour un déploiement à 80% sur 10 ans, cette étude estime le surcoût direct à plus de 800 millions de francs, tout en mettant en lumière un bénéfice net à long terme. Il faut préciser à ce propos que l'étude repose sur de nombreuses hypothèses et suppose notamment une ouverture complète du marché assortie de taux de changement de fournisseur élevés.

Le Conseil fédéral propose désormais un déploiement à 100% sur 7 ans (art. 8a et 31e OApEl). Le surcoût direct de cette prescription devrait excéder un milliard de francs, le Conseil fédéral ne fournit pourtant pas le moindre éclaircissement quant au rapport coûts/bénéfices. En outre, le délai de 7 ans est même inférieur au calendrier de l'UE, dont la directive 2009/72/CE de 2009 prévoit un déploiement à 80% d'ici 2020 pour les États affichant un rapport coûts/bénéfices positif. L'AES rejette le déploiement accéléré que propose le Conseil fédéral. Par analogie à la prescription européenne et en se basant sur l'étude mentionnée, un déploiement à 80% dans l'espace de 10 ans serait plus réaliste. Au vu de la durée de vie d'un compteur de quinze ans environ, le délai transitoire plus long permettrait un déploiement nettement plus durable et continu. L'AES tient toutefois à signaler qu'une telle prescription engendre elle aussi des amortissements exceptionnels supplémentaires pour les compteurs en fonctionnement qu'il faut mettre hors service avant la fin de leur durée de vie, et entraîne le risque de cycles d'investissement fluctuants imputables aux pouvoirs publics. De plus, une prescription contraignante ne tient pas compte des besoins différents des gestionnaires de réseau, étant donné que l'utilité des systèmes de mesure intelligents n'est pas la même pour tous les réseaux de distribution en raison de leurs différentes topologies.

Du point de vue de l'AES, d'éventuelles nouvelles exigences posées à la mesure doivent satisfaire à deux critères:
1. L'amélioration de l'efficacité énergétique auprès du consommateur final
2. La facilitation de Smart Grid

La loi et l'ordonnance doivent prévoir les bases nécessaires permettant d'atteindre ces objectifs. L'AES est toutefois de l'avis que ces objectifs sont atteignables sans qu'il y ait des prescriptions contraignantes rela-

[1] Ecoplan, 2015, «Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012» (en allemand uniquement)

tives au déploiement de smart meters. Des solutions locales, par exemple, peuvent permettre l'amélioration de l'efficacité auprès du client, sans pour autant devoir recourir à des systèmes de mesure intelligents avec une transmission de données bidirectionnelle. Un déploiement à 100%, quant à lui, n'est pas requis pour faciliter le Smart Grid.

Différentes études montrent que ce ne sont pas les smart meters proprement dits qui entraînent une baisse de la consommation d'électricité, mais plutôt leur combinaison avec des conseils énergétiques et une bonne visualisation de la consommation.[2] Ces deux derniers facteurs peuvent toutefois être mis en œuvre indépendamment des systèmes de mesure intelligents. Une interface prescrite, standardisée et utilisable par le client au niveau des compteurs lui offrirait cette possibilité. Ces compteurs ne devraient pas obligatoirement pouvoir être relevés/commandés à distance.

Les exigences formulées à l'égard des smart meters à l'art. 8a, al. 2 et 3, OApEl font également l'objet de critiques. Elles n'offrent en effet aucune valeur ajoutée visible tout en augmentant inutilement le coût des appareils de mesure et de leur gestion. Ainsi, la saisie de l'énergie réactive au sein des ménages est inutile. Précisément pour les systèmes intelligents, il faut s'attendre à un développement technologique important induit p. ex. par le big data, l'industrie 4.0, les impératifs accrus en matière de cybersécurité, la chaîne de blocs («blockchain») ou l'Internet des objets («Internet of Things») – une évolution qui serait fortement entravée et non favorisée par des exigences définitives et des obligations d'installation conformes à l'état actuel de la technique.

C'est pour ces raisons que l'AES préconise un déploiement naturel comme étant une solution appropriée, présentant un bon rapport coût-efficacité. Les conditions-cadre posées par l'État doivent alors se limiter au remplacement par un compteur intelligent à la fin du cycle de vie et à la mise à disposition, au préalable, de fonctionnalités correspondantes sur demande du client.

L'imputabilité des systèmes de mesure intelligents constitue un aspect capital. Une réglementation de principe y relative est nécessaire, notamment parce que le cadre actuel ne permet pas, selon l'ElCom, de reconnaître l'efficacité énergétique comme étant un critère au sens de l'art. 15, al. 1, LApEl. Il importe par ailleurs de signaler que les systèmes intelligents ne permettent pas de gagner en efficacité dans le réseau à court terme, et que ces effets ne se manifestent qu'à long terme. Par contre, il convient de renoncer, dans l'art. 13a OApEl, à un descriptif détaillé des coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage. Un tel descriptif risque d'exclure de l'imputabilité les éléments qui ne sont pas énumérés. Une réglementation définitive visant tout cas de figure impliquant ou excluant une imputabilité de systèmes intelligents empêcherait par ailleurs des solutions appropriées.

Enfin, il importe de souligner que l'art. 17a LApEl est d'ores et déjà de nouveau en cours de révision dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques. Il faut éviter d'édicter dès maintenant des dispositions d'ordonnance qui devraient être réadaptées prochainement À cela s'ajoute le fait que les dispositions prévues ne pourront pas encore entrer en vigueur le 1er janvier 2018, car le contrôle de conformité prévu à l'art. 8b OApEl, auquel doivent être soumis les systèmes de mesure intelligents, ne sera pas disponible à cette date. Il ne sera donc pas possible non plus de préparer et de mettre en œuvre l'infrastructure requise, procédures d'appel d'offres incluses.

[2] Hinterstocker, 2016, «Bewertung des langfristigen Energiesparpotenzials durch Smart Meter und begleitende Energieberatung in Haushalten» (en allemand uniquement)

En raison des objections mentionnées concernant la rentabilité, la pertinence technique et la constance dans le cadre de la régulation, l'AES estime qu'il faut absolument adapter les dispositions relatives au déploiement de smart meters.

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents *(nouvelle formulation)*
1 Les systèmes de mesure intelligents permettent au moins aux consommateurs finaux d'utiliser directement leurs données de mesure. À cet effet, il faut introduire auprès des consommateurs finaux une interface standardisée qui leur permet d'accéder directement à leurs données de mesure. Les gestionnaires de réseau s'entendent sur un standard d'interface approprié.
2 Les appareils de mesure nouvellement installés sont obligatoirement des systèmes de mesure intelligents selon l'al. 1. Une interface standardisée doit être ajoutée aux installations de mesure existantes sur demande du client.
3 Les coûts des systèmes de mesure intelligents constituent des coûts imputables prévus à l'art. 15, al. 1, LApEl.

Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage
Biffer

Art. 31e Disposition transitoire de la modification du XX.XX.XXXX
1 *Biffer*
2 ~~Les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données peuvent être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie.~~ La prise en charge des coûts pour les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.
3 Les coûts ~~d'exploitation~~ des installations de mesure qui étaient déjà installés avant l'entrée en vigueur de la présente révision ~~ne satisfont pas aux exigences visées à l'art. 8a~~, demeurent imputables~~, dans les mêmes limites qu'actuellement~~. Sont notamment imputables les amortissements extraordinaires dus au remplacement par des systèmes de mesure intelligents. ~~Les amortissements nécessaires des installations de mesure du gestionnaire de réseau pas encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.~~

2. Accès aux flexibilités: des solutions réalisables dans la pratique sont nécessaires (Art. 8c OApEl)

La volatilité croissante de la production d'électricité présuppose que tant la consommation que la production fluctuante soient flexibilisées dans la mesure du possible. Le législateur prévoit à l'art. 17b LApEl des prescriptions au sujet de l'influence commandée à distance exercée sur la consommation, la production et le stockage.

Sous l'aspect conceptionnel, on distingue deux modèles: le premier requiert le consentement actif du bénéficiaire d'un raccordement au réseau afin que le gestionnaire de réseau puisse utiliser la flexibilité («opt-in»), tandis que le second suppose par défaut l'accord dudit bénéficiaire tant que ce dernier n'interdit pas cette utilisation («opt-out»). La formulation de l'art. 17b LApEl est en cours de révision dans le cadre des délibérations parlementaires relatives à la Stratégie Réseaux électriques. En sa qualité de conseil prioritaire, le Conseil des États a notamment décidé, au cours de la session d'hiver 2016, que le gestionnaire de réseau peut accéder aux flexibilités des bénéficiaires d'un raccordement au réseau afin d'exploiter efficacement ce dernier, pour autant qu'ils n'interdisent pas cet accès. Le Conseil des États se prononce ainsi clairement en

faveur du modèle «opt-out». L'AES est toutefois convaincue que la formulation empruntée par la Stratégie énergétique 2050 autorise aussi bien la possibilité d'un «opt-in» que d'un «opt-out» à l'échelon de l'ordonnance. Selon l'AES, la ratio legis réside dans le fait que le consommateur final peut décider si le gestionnaire de réseau a le droit d'utiliser, chez lui, des systèmes de commande et de réglage intelligents. Il dispose également de cette liberté de choix lorsqu'on lui donne la possibilité de refuser leur utilisation. Le consentement du consommateur final est tacite dès lors qu'on l'informe explicitement de son droit de choisir et qu'il ne refuse pas.

Le modèle «opt-out» constitue une solution bien plus efficace que le modèle «opt-in», qui génère une énorme charge administrative pour l'obtention de chaque consentement, tout en comportant un risque considérable d'absence de réponses et, partant, de potentiels de flexibilité inexploités. Le modèle «opt-out» soutient en outre la volonté politique de diffuser des technologies intelligentes en n'entravant pas inutilement leur utilisation.

Indépendamment des présents projets d'ordonnances, il faut de surcroît repenser la manière permettant de garantir un accès assuré à long terme des gestionnaires de réseau de distribution aux flexibilités. La sécurité de planification constitue une condition sine qua non pour que le gestionnaire de réseau de distribution puisse exploiter ces flexibilités afin de réduire la taille du réseau et organiser efficacement les capacités. Cela concerne l'utilisation des capacités tant du côté de la demande (comme la recharge des chauffe-eau) que de celui de la production. Pour les installations de production décentralisées notamment (photovoltaïque et éolienne), la réduction de l'énergie injectée durant quelques heures de pointe peut diminuer jusqu'à 30% les coûts liés au développement du réseau, comme le montre une étude du BMWi consacrée aux réseaux de distribution.[3] Parallèlement, il convient de souligner l'absence, dans le cadre juridique actuel, d'incitations en faveur d'un comportement utile au réseau et d'une prise en charge des coûts du réseau selon le principe de causalité. Il importe de trouver des solutions permettant aux gestionnaires de réseau de distribution d'utiliser les flexibilités en toute certitude et, ainsi, d'organiser efficacement l'extension du réseau.

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents

1 Le gestionnaire de réseau ~~ne~~ peut utiliser, à des fins d'efficacité du réseau, des systèmes de commande et de réglage intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs si ces derniers n'interdisent pas leur utilisation ~~qu'avec leur consentement~~. A cet effet, les consommateurs finaux et les producteurs conviennent avec le gestionnaire de réseau de l'étendue de l'accès et d'une indemnité équitable et appropriée.

2 En l'absence de ce consentement, le gestionnaire de réseau ne peut utiliser des systèmes de commande et de réglage intelligents que dans la mesure où cela est nécessaire pour garantir la stabilité de l'exploitation du réseau. Une telle intervention est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. ~~Le gestionnaire de réseau informe les consommateurs finaux et les producteurs au moins une fois par année ou sur demande des interventions visées au présent alinéa.~~

3 *Biffer*

4 *Biffer*

[3] Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), 2014, «Moderne Verteilernetze für Deutschland»(en allemand uniquement)

3. Tarification du réseau: jeter les bases de réseaux pérennes grâce à une réglementation conforme à la loi (Art. 18 OApEl)

La capacité de réseau est dimensionnée en fonction des besoins de puissance (installée) des bénéficiaires d'un raccordement. Une prise en charge des coûts selon le principe de causalité via les tarifs d'utilisation du réseau doit donc se baser sur la demande de capacité et non sur la quantité d'énergie transportée. La Conseillère fédérale Doris Leuthard a confirmé dès 2013 qu'il fallait trouver une réglementation allant dans ce sens (cf. débat sur l'initiative parlementaire 12.400 le 14 mars 2013, BO 2013 N 295). Mais le Conseil fédéral a paradoxalement renoncé à une proposition y relative dans le premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Par la suite, le Parlement a, de sa propre initiative, modifié les dispositions relatives à la tarification du réseau (art. 14, al. 3, let. c et e, LApEl), modifications qui ont également été saluées par la Conseillère fédérale Doris Leuthard (cf. BO 2016 N 105). Ces modifications sont les suivantes:

- Les tarifs de réseau doivent désormais se fonder sur les caractéristiques de consommation
- Les tarifs de réseau doivent prendre en compte non seulement les objectifs d'une utilisation efficace de l'électricité, mais aussi ceux d'une infrastructure de réseau efficace

Néanmoins, le Conseil fédéral s'abstient de réduire la taxe de consommation (ct./kWh) représentant au moins 70% du tarif de réseau, telle que définie à l'art. 18 OApEl en vigueur. Au contraire, il étend le champ d'application de la disposition actuelle à l'ensemble des clients raccordés au réseau à basse tension, de sorte que sont également concernés des catégories de clientèle telles que les clients commerciaux et les PME, pour lesquels des incitations ont déjà été créées avec succès par le biais d'une composante de puissance (ct./kW) plus élevée du fait de la présence d'un compteur de puissance. Étonnamment, le Rapport explicatif ne mentionne pas la deuxième modification des bases de la tarification du réseau («réseau efficace»). C'est pourquoi l'AES rejette clairement le changement proposé de l'art. 18 OApEl qui représente selon elle une régression par rapport à la réglementation actuelle, car la liberté de tarification nécessaire à l'efficacité de cette dernière s'en trouve encore réduite. La fixation d'une taxe de consommation de 70% …

- est en contradiction avec les réalités économiques: les coûts du réseau ne sont pas mus par les kWh soutirés de ce dernier pendant un an, mais par les pics de soutirage.
- entraîne un subventionnement caché: les autoconsommateurs ne supportent pas intégralement les coûts qu'ils ont occasionnés en matière d'infrastructure de réseau.
- est contraire au principe de solidarité: les coûts du réseau non supportés par les consommateurs présentant des caractéristiques de consommation fluctuantes doivent être pris en charge par d'autres consommateurs.
- encourage des structures inefficaces: la production sur le lieu de la consommation est favorisée artificiellement par rapport à la production centralisée, ce qui entraîne des distorsions du marché au profit des installations et systèmes de petite taille, plus onéreux.
- ne tient pas compte de la décision du Parlement: les procès-verbaux des Chambres fédérales montrent clairement que le législateur aspire à changer la tarification afin que tous les clients finaux financent solidairement les coûts du réseau et afin de mettre en place une incitation en faveur d'un comportement utile au réseau.
- cimente des modèles obsolètes: la tendance est clairement à une meilleure prise en compte de la puissance, comme le prouvent notamment les discussions menées dans le cadre de la révision de la LApEl visée par l'OFEN.

L'hypothèse selon laquelle les tarifs de puissance ne serviraient pas l'efficacité énergétique est fausse. La pratique développée chez les clients commerciaux bien avant l'entrée en vigueur de la LApEl, ainsi que des exemples concrets récents issus de projets pilotes concernant des prix de puissance chez les clients finaux privés ont en effet montré que les incitations à l'efficacité énergétique sont au moins identiques à celles d'une taxe de consommation. Par conséquent, le retour à de simples taxes de consommation chez les clients dont la puissance est mesurée nuirait plutôt à l'efficacité énergétique. C'est pourquoi l'AES exige une renonciation générale à une taxe de consommation fixe, ou du moins demande à ce qu'elle soit abaissée à 50%.

Par ailleurs, l'AES rejette la possibilité d'accords tarifaires individuels proposée à l'art. 18, al. 2, OApEl. Les gestionnaires de réseau sont tenus de construire un réseau sûr et efficace (art. 8 LApEl) et de répercuter les coûts selon le principe de causalité et sans discrimination (art. 14, al. 3, LApEl). La tarification s'effectue en fonction des caractéristiques de consommation du groupe de clients concerné, évitant ainsi que certains clients de ce groupe puissent bénéficier d'un «menu à la carte». Des accords individuels vont à l'encontre de ces prescriptions. En outre, des négociations tarifaires au cas par cas entraîneraient une énorme surcharge administrative et seraient susceptibles d'éveiller chez les clients finaux des revendications infondées. Les mesures incitatives ne sont finalement efficaces que si elles s'appliquent à tous de la même façon et si elles ne peuvent pas être contournées par les possibilités de choix individuelles des clients.

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. ~~Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.~~

2 *Biffer*

Subsidiairement:

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. ~~Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.~~

2 Pour les consommateurs finaux <u>sans mesure de la puissance</u> dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins <u>50</u> ~~70~~% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. ~~Les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir d'une taxe de consommation d'un pourcentage inférieur, pour autant qu'ils aient recours à une mesure de puissance.~~

4. Consommation propre: ne pas créer de nouvelles incertitudes juridiques (Art. 15, 16 et 18 OEne, art. 3a OApEl)

Aujourd'hui déjà, les producteurs peuvent consommer eux-mêmes totalement ou partiellement sur le lieu de production l'énergie qu'ils ont produite ou la céder à un ou plusieurs tiers à des fins de consommation. Le dimensionnement des communautés d'autoconsommateurs se référait jusqu'ici aux sites de consomma-

tion et installations se trouvant après le même point de raccordement au réseau.[4] Désormais, ce n'est pas une délimitation via le raccordement au réseau existant sur laquelle se base la définition du lieu de la production dans le projet d'ordonnance, mais un point de repère géographique correspondant aux «terrains environnants». Cette possibilité de regroupements dans le cadre de la consommation propre est extrêmement complexe dans la pratique et engendre des problèmes et incertitudes juridiques considérables. Le Parlement a lui-même identifié cette difficulté et s'est efforcé d'élaborer une solution aussi acceptable que possible (cf. p. ex. la déclaration du Conseiller aux États Ivo Bischofberger le 22 septembre 2015; BO 2015 E 948).

L'AES s'est toujours montrée critique vis-à-vis de l'extension du concept de consommation propre. Le traitement prévu des communautés d'autoconsommateurs comme un seul et unique consommateur final pose problème du point de vue de la branche, dans la mesure où il lève, pour ces communautés, l'interdiction de regroupement et où il rogne sur la liberté de choix des consommateurs. Il sape ainsi le concept politiquement équilibré d'une ouverture du marché en deux étapes et enfreint le droit des consommateurs finaux à l'approvisionnement de base.

La mise en œuvre à l'échelon des ordonnances nécessite désormais d'adapter trois points essentiels:

- **Trop grande marge d'interprétation pour le «lieu de la production»** (art. 15 OEne et art. 3a OApEl)

  Combinée aux nouvelles dispositions de l'art. 3a OApEl, la réglementation proposée à l'art. 15 OEne confie au gestionnaire de réseau la responsabilité d'autoriser ou d'interdire des communautés d'autoconsommateurs sans fixer de critères objectivement compréhensibles. Elle laisse une grande marge d'interprétation et n'offre pas aux gestionnaires de réseau ni aux autoconsommateurs de cadre clair pour un regroupement. Des discussions et actions légales de longue haleine sont donc à prévoir.

  La définition du «lieu de la production» précise les personnes ayant le droit de se regrouper dans le cadre de la consommation propre. Mais la définition donnée à l'art. 15, al. 1, OEne est très large: «Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l'installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n'est pas utilisé entre l'installation de production et la consommation.» L'étendue géographique du regroupement doit se baser sur le critère selon lequel aucun réseau public n'est utilisé. Cela entraînera la construction de lignes électriques privées parallèlement à l'infrastructure de réseau actuelle, ce qui est inefficace sur le plan macroéconomique et doit donc être évité. Le lieu de la production doit par conséquent être défini de sorte que l'on ne contourne pas l'infrastructure existante tout en pouvant mettre en œuvre sans problème la consommation propre sur plusieurs parcelles ou unités de bâtiment dans le cas des nouveaux raccordements. Si la reformulation de l'art. 15 OEne proposée par l'AES n'est pas adoptée, l'art. 3a, al. 2, OApEl doit être adapté de façon à éviter la construction d'une infrastructure parallèle inefficace d'un point de vue macroéconomique.

[4] OFEN, 2014, «Aide à l'exécution pour la mise en œuvre de la consommation propre selon l'art. 7, al. 2bis, et l'art. 7*a*, al. 4bis, de la loi sur l'énergie (LEne; RS 730.0)», version 1.1

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 15 Lieu de la production
Le lieu de la production comprend l'ensemble des installations de production et des consommateurs finaux situés derrière un point de raccordement au réseau de distribution. La situation en matière de raccordement avant le regroupement dans le cadre de la consommation propre est déterminante pour les installations de raccordement existantes au sens de l'art. 3a, al. 3, OApEl. ~~Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l'installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n'est pas utilisé entre l'installation de production et la consommation.~~

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 3a Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre
1 Un gestionnaire de réseau peut refuser à un regroupement dans le cadre de la consommation propre au sens de l'art. 17 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) le raccordement au réseau si ce raccordement nécessite la prise de mesures disproportionnées pour assurer la sécurité de l'exploitation du réseau ~~ou si l'utilisateur final ne peut pas donner de garantie quant au fonctionnement de l'exploitation en interne~~.
2 Si le regroupement pour la consommation propre a pour effet la non-utilisation d'installations de raccordement et de réseau existantes appartenant au gestionnaire de réseau de distribution, les coûts de capital ainsi que les éventuels coûts dus à la transformation ou au démontage de l'infrastructure de réseau qui en découlent sont pris en charge par le regroupement. Si les installations de raccordement et de réseau existantes ne sont plus utilisées que partiellement, la prise en charge est adaptée proportionnellement.
3 Les installations de raccordement du gestionnaire de réseau de distribution englobent aussi les systèmes de mesure, de commande et de réglage.

- **Garantir une part de production propre appropriée** (art. 16 OEne)

  En vertu de l'art. 17 LEne, un regroupement n'est possible que lorsque la puissance de production est «considérable» par rapport à la puissance de raccordement. Or le Conseil fédéral propose à l'art. 16 OEne de fixer ce rapport à 10%. Du fait de cette valeur seuil basse, un regroupement plus important peut disposer d'un droit d'accès au marché grâce à une petite installation: pour une consommation annuelle de 100 000 kWh et des durées moyennes de soutirage d'environ 2000 heures par an, il faut une puissance de raccordement de 50 kW. Selon la proposition d'ordonnance, une installation photovoltaïque de 5 kWp suffirait par conséquent. Pour une consommation de 100 000 kWh, qui serait atteinte déjà par le regroupement de quelques clients commerciaux, une installation de 5 kWp appropriée à une (petite) maison individuelle ne peut bien sûr pas être considérée comme suffisante, d'autant plus qu'elle permet d'obtenir un droit d'accès au réseau. Le seuil doit donc être relevé de 10 à 30%.

  Il faut en outre adapter l'art. 16 OEne de sorte qu'il couvre également le cas de plusieurs installations sur le lieu de la production. L'expression «capacité maximale de raccordement au réseau» doit être remplacée par la formulation de la loi sur l'énergie («puissance de raccordement au point de mesure»).

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 16 Condition du regroupement dans le cadre de la consommation propre
Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production ~~de l'installation~~ totale sur le lieu de la production soit au moins de 30 ~~10~~ % de la ~~capacité maximale de raccordement au réseau~~ puissance de raccordement au point de mesure conformément à l'art. 18 LEne.

– **Solution réalisable dans la pratique pour les accumulateurs dans le cadre de la consommation propre** (art. 18 OEne)

Les accumulateurs électriques sans consommation finale, tels que les centrales de pompage-turbinage ou les dispositifs de stockage par air comprimé, sont actuellement exemptés des rémunérations pour l'utilisation du réseau (art. 14, al. 2, LApEl). Dans le cas de ces systèmes, l'électricité soutirée (après déduction des pertes) est intégralement réinjectée dans le réseau. Il en résulte certes des pertes liées à la transformation, mais l'objectif de la consommation d'électricité par des accumulateurs n'est pas la consommation «propre», mais le stockage en vue d'une utilisation ultérieure (pas d'achat pour la consommation propre).

Pour les formes mixtes de consommation, de production et d'accumulateurs électriques telles qu'on les rencontre généralement chez les autoconsommateurs, ce principe ne s'applique pas. Afin de justifier une exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau, il faudrait distinguer clairement, par la technique de mesure, le courant soutiré du réseau, stocké temporairement et réinjecté sur le lieu du soutirage, ce qui, en raison de l'absence de solutions techniques, est impossible si de l'électricité est également injectée dans le réseau. Cet état de fait et les solutions réalisables sont décrits dans le manuel «Recommandation pour la mise en œuvre du raccordement et de l'exploitation de dispositifs de stockage d'électricité des niveaux de réseau 3 à 7». C'est pourquoi ni les rémunérations dues pour l'utilisation du réseau, ni le droit aux garanties d'origine ne peuvent être clairement établis. Pour la même raison, il est impossible de rétribuer l'énergie réinjectée issue de formes mixtes de façon différenciée en fonction de la qualité du courant. L'art. 18 OEne tel qu'il est prévu ne peut donc pas être mis en œuvre dans la pratique et doit être remanié. Il convient plutôt de préciser que la branche adopte, comme jusqu'à présent et à titre subsidiaire, des directives transparentes relatives au concept de mesure pour un décompte approprié et au calcul approprié des quantités d'énergie pour lesquelles des garanties d'origine sont émises.

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 18 Utilisation d'accumulateurs électriques dans le cadre de la consommation propre
1 [*Adaptation dans le texte allemand*: «Einwirkung am Netzanschlusspunkt» *au lieu de* «Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt»].
2 S'il s'agit d'accumulateurs électriques qui peuvent aussi bien soutirer de l'électricité du réseau qu'y en injecter, le gestionnaire de réseau doit en être informé trois mois avant la mise en service ou avant le changement du mode opératoire. ~~Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent~~

~~soutirer de l'électricité du réseau de distribution et en injecter dans ce dernier, ils doivent être équipés d'un appareil de mesure intelligent conformément à l'art. 8a OApEl. Les données nécessaires pour calculer l'électricité soutirée par l'accumulateur dans le réseau de distribution et injectée par l'accumulateur dans ledit réseau doivent être communiquées au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier.~~

2bis Dans ces cas, le gestionnaire de réseau définit les concepts et les installations de mesure nécessaires au décompte de l'utilisation du réseau et de l'énergie ainsi qu'à l'établissement de garanties d'origine. La responsabilité pour tous les systèmes de mesure servant au décompte côté réseau incombe au gestionnaire de réseau. Les coûts y relatifs sont à la charge des propriétaires fonciers.

2ter Les gestionnaires de réseau adoptent des règlements transparents concernant les concepts de mesure et les décomptes appropriés. Tous les flux d'énergie doivent alors être associés à une qualité d'électricité.

3 Le gestionnaire de réseau doit exploiter les appareils de mesure au point de mesure visé à l'art. 2, al. 1, let. c, OApEl en cumulant toutes les phases.

5. Contributions d'investissement pour l'hydraulique: ne pas dresser les projets les uns contre les autres (Art. 52 et 56 OEneR)

Dans le cadre du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le Parlement a décidé de soutenir, au moyen de contributions d'investissement, les nouvelles centrales hydroélectriques ainsi que les agrandissements ou rénovations notables de centrales hydroélectriques existantes (art. 24 et 26 LEne). L'AES salue cette décision, étant donné que l'hydraulique constitue l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité suisse et la condition sine qua non d'une mise en œuvre réussie de la Stratégie énergétique 2050. Avec les contributions d'investissement, un instrument semblable à ceux mis à disposition des autres énergies renouvelables est en outre établi pour l'hydraulique, principale source d'énergie renouvelable indigène.

Dans ce contexte, il est dérangeant de constater que l'OEneR prévoit pour les rénovations notables d'installations existantes des contributions d'investissement inférieures à celles des nouvelles installations et des agrandissements notables (art. 52, al. 2 et 3, OEneR). Cette distinction ne trouve aucun fondement dans la loi et, qui plus est, elle crée de fausses incitations. D'un point de vue écologique, le maintien des installations par le biais de rénovations est plus judicieux que de nouvelles interventions sur le milieu naturel. En outre, le fait que le courant provienne de nouvelles installations ou d'installations rénovées importe peu pour le bilan énergétique. Les contributions d'investissement plus faibles appliquées aux rénovations doivent donc être revues à la hausse afin d'atteindre le niveau fixé pour les nouvelles installations et les agrandissements.

Il convient par ailleurs de supprimer la hiérarchisation dans l'ordre de prise en compte (art. 56 OEneR). Elle exclurait de fait les projets de rénovation des contributions d'investissement, étant donné que le contingent pourrait constamment être épuisé par les nouvelles installations et les agrandissements notables. Cela ne va pas dans le sens du législateur, qui souhaite clairement soutenir aussi les rénovations.

Requête

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

Art. 52 Taux
2 *Biffer*
3 *Biffer*

Art. 56 Ordre de prise en compte
1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces ~~quatre~~ deux années soient épuisés.
2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets ~~de nouvelle installation ou d'agrandissement~~ qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.
3 La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. ~~Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.~~
3bis La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation.
4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles n'aient pas été retirées dans l'intervalle. Sur demande, l'OFEN autorise le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36. Il considère alors le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice.
5 …
6 La décision concernant la prise en compte doit être communiquée aux requérants au plus tard trois mois après la date de référence.

En outre, il faut améliorer le calcul de la VNA destiné à établir les coûts non amortissables et organiser plus efficacement l'attribution des contributions. Nous renvoyons à cet effet à la synopsis ci-jointe (art. 55ss OEneR).

6. Système de rétribution de l'injection: maintenir le groupe-bilan énergies renouvelables (Art. 29, 30 et 31 OEneR, art. 24, 24a, 24b et 25 OApEl)

Aujourd'hui, la reprise de l'électricité issue d'énergies renouvelables soutenue dans le cadre du système de rétribution de l'injection, l'exécution de la rétribution et la fourniture du courant repris sont assurées par le groupe-bilan Énergies renouvelables (GB-ER). L'AES salue l'introduction de la commercialisation directe pour les nouvelles installations > 30 kW et les installations existantes > 500 kW dans le système de rétribution de l'injection. Pour toutes les autres installations dans le système de rétribution de l'injection, le Conseil

fédéral prévoit de déléguer les tâches du GB-ER aux gestionnaires de réseau et à leurs groupes-bilan en ce qui concerne les installations de production se trouvant dans leurs zones de desserte. L'AES estime que cette proposition n'est pas appropriée, étant donné qu'elle …

- crée de nouvelles distorsions de la concurrence et peut conduire à des pertes systématiques pour les gestionnaires de réseau et les groupes-bilan: ceux-ci doivent en effet supporter des charges administratives et des risques financiers divergents, étant donné que la quantité d'électricité produite dans le système de rétribution de l'injection diffère d'une zone de desserte à l'autre. Il en résulte des distorsions de la concurrence – nota bene au détriment des entreprises d'approvisionnement en électricité indigènes. Il n'y a aucune garantie que l'énergie reprise puisse être revendue au prix de marché de référence. Ce dernier étant calculé comme un prix moyen sur un trimestre, le prix de vente peut aussi y être inférieur, entraînant des risques financiers.
  En outre, il résulte une charge administrative, étant donné que les installations photovoltaïques, dont la production est stochastique, génèrent des volumes importants d'énergie d'ajustement. Il convient de noter que pour les installations ne faisant pas l'objet d'une mesure de la courbe de charge, il faut également établir des prévisions sommaires et les porter au bilan, et que celles-ci génèrent des coûts d'énergie d'ajustement. À cela s'ajoute le fait qu'en raison de leur base de données lacunaire, ces installations sont plus difficiles à prévoir que celles équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge et engendrent donc davantage de frais pour l'énergie d'ajustement. Il convient par ailleurs de soulever que les installations non soumises à la commercialisation directe ne sont pas incitées à suivre un signal de prix ni à respecter les prévisions.
- permet de choisir à la carte: selon le projet d'ordonnance, les installations qui injectent au prix de marché de référence peuvent conclure des conventions facultatives avec d'autres groupes-bilan (art. 31, al. 1, OEneR). Il se pose ainsi le problème de la sélection adverse: Les groupes-bilan tiers concluront des conventions avec les installations intéressantes d'un point de vue économique, tandis que les installations pour lesquelles l'indemnité de gestion n'est pas suffisante et/ou la recette reste en-dessous du prix de marché de référence resteront chez le groupe-bilan du gestionnaire de réseau.
- a un effet discriminatoire: selon la proposition du Conseil fédéral, les groupes-bilan touchent une indemnité de gestion inférieure dans le cadre de la reprise obligatoire au prix de marché de référence comparé à la reprise de l'énergie dans le cadre de la commercialisation directe. Pour les gestionnaires de réseau, aucune indemnité de gestion n'est prévue. Cette discrimination n'est pas compréhensible et devrait être éliminée afin d'éviter que les groupes-bilan et les gestionnaires de réseau subissent des désavantages économiques en raison de la reprise au prix de marché de référence.
- crée des structures inefficaces: le rapport direct prévu entre l'exploitant de l'installation et le groupe-bilan n'est pas efficace. Chaque changement de groupe-bilan d'un gestionnaire de réseau entraînerait le transfert de toutes les installations avec mesure de la courbe de charge au nouveau groupe-bilan. La «mobilité» des gestionnaires de réseau en serait restreinte. Certains gestionnaires de réseau pourraient perdre de leur attractivité pour les groupes-bilan et se voir confrontés à de mauvaises conditions (les groupes-bilan n'étant pas obligés d'accueillir un gestionnaire de réseau). Le changement du groupe-bilan serait en revanche peu problématique si les installations étaient regroupées auprès du gestionnaire de réseau, étant donné qu'une installation avec mesure de la courbe de charge correspondrait, du point de vue exécutoire, à un consommateur avec mesure de la courbe de charge (processus standardisé existant).
- ne peut pas être mise en œuvre à temps: des adaptations nécessitant beaucoup de temps et de ressources seraient nécessaires pour pouvoir succéder au GB-ER, notamment en ce qui concerne les services de données de la mesure. Une mise en œuvre au 1.1.2018 ne semble donc pas réaliste ou serait liée à une charge supplémentaire considérable pour l'acquisition d'énergie d'ajustement, nécessaire pour équilibrer les groupes-bilan.

Pour toutes ces raisons, l'AES propose de maintenir le GB-ER qui garantit une répartition de l'énergie subventionnée à la fois solidaire et sans incidence sur les coûts. Elle propose également d'apporter les modifications suivantes au GB-ER afin de l'optimiser:

- Le GB-ER vend directement et uniquement l'électricité reprise sur le marché «spot» au lieu de la distribuer aux groupes-bilan. La charge est ainsi maintenue minimale, voire réduite.
- Le GB-ER opère explicitement *exclusivement* sur le marché de l'énergie et ne prend notamment pas part, avec ses installations, au marché complètement libéralisé des services-système. Les installations qui aspirent à ces possibilités de commercialisation ou à d'autres peuvent opter pour la commercialisation directe.

La reprise par le GB-ER est compatible avec une ouverture complète du marché, ce qui n'est pas le cas pour le projet d'ordonnance pour les raisons citées ci-dessus. Le GB-ER assure en plus une transparence sur les coûts engendrés indirectement, ce qui doit être salué d'un point de vue politique. Le GB-ER étant un système éprouvé, il n'y a pas de coûts d'établissement et il est bien connu que le système fonctionne en pratique. Les modifications mentionnées permettront de réaliser des gains en efficacité et d'améliorer davantage la transparence.

Requête

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

Art. 29 Indemnité de gestion pour la reprise d'électricité
2 *Biffer*

Art. 30 Paiement du prix de marché de référence
Biffer

Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau
1 *Biffer*
2 *Biffer*

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
1 *Ne pas abroger*
2 *Ne pas abroger*
3 *… (abrogé)*
4 *Biffer*
5 Il vend l'électricité exclusivement à la bourse de l'électricité au lendemain pour le marché suisse. ~~Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables conformément au programme prévisionnel et au prorata de l'électricité soutirée par les consommateurs finaux qui leur sont attribués. Pour un groupe-bilan nouvellement créé, l'électricité soutirée par les consommateurs finaux fait l'objet d'une évaluation.~~
6 *Ne pas abroger*

Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport
1 *Biffer*
2 *Ne pas abroger*

Art. 24b Refus de rétribuer
Ne pas abroger

Art. 25 Attribution des points d'injection
Ne pas abroger

7. Rétribution de l'énergie refoulée: réglementation axée sur le marché conforme à la loi (Art. 13 OEne)

En vertu de l'obligation de reprise et de rétribution, le gestionnaire de réseau est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée la production des installations plus petites ne prenant pas part au système de rétribution de l'injection. La rétribution se fonde à cet égard sur les «coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente» (art. 15, al. 3, let. a, LEne).

Le projet d'OEne prévoit désormais que le montant de cette rétribution de l'énergie refoulée se base sur les coûts de l'acquisition auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production (art. 13 OEne).

La disposition selon laquelle la rétribution de l'énergie refoulée se fonde également sur les coûts de revient de la production propre va à l'encontre de la volonté du législateur, qui se base expressément et pratiquement mot pour mot sur le statu quo (art. 2b de l'OEne en vigueur) et aspire à une rétribution en phase avec le marché (cf. p. ex. la déclaration de la Conseillère fédérale Doris Leuthard et du Conseiller national Stefan Müller-Altermatt le 2 mars 2016 au Conseil national, BO 2016 N 70/71). Pour fixer la rétribution de l'énergie refoulée, il faut avoir recours uniquement aux coûts d'acquisition auprès de tiers, car les coûts de revient des propres installations de production sont inévitables. Ces derniers sont en grande partie fixes, étant donné que les centrales continuent de fonctionner même lors de la réinjection de l'électricité produite de manière décentralisée. Seuls les coûts liés à l'achat de courant supplémentaire sur le marché peuvent être évités grâce à l'énergie refoulée. Cette interprétation a été soutenue récemment par l'ElCom (décision de l'ElCom n° 220-00007 du 19 avril 2016). On ne comprend donc pas pourquoi il faut désormais y renoncer sans base légale y relative.

Compte tenu des prix du marché actuellement inférieurs aux coûts de revient, la réglementation proposée entraînerait en outre la création d'une forme de subventionnement supplémentaire cachée. Contrairement à la rétribution unique dont bénéficient également les installations concernées, les coûts de cette subvention supplémentaire ne sont toutefois pas indiqués et demeurent opaques. Il manque pour cela la légitimité démocratique.

A cet égard, l'AES renvoie également à l'expertise juridique annexée sur la légalité de la rétribution pour l'énergie de refoulement, qui souligne les mêmes aspects («Rechtsgutachten zur Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050», cf. notamment les chiffres 52 et 55).

Il convient de plus de fournir des précisions dans l'ordonnance:

- Certains gestionnaires de réseau de distribution détiennent des positions longues, c'est-à-dire qu'ils n'achètent pas d'électricité auprès de tiers ou, du moins, pas à certains moments. Dans ce cas, il faut préciser que la rétribution se fonde sur les coûts potentiellement évités, qui correspondent au prix du marché au moment de la reprise.
- La loi parle des coûts d'une énergie équivalente. Cette précision doit être effectuée également à l'échelon de l'ordonnance, ce qui permet dans le même temps d'indiquer clairement qu'il s'agit d'énergie et qu'il ne faut pas inclure les rémunérations pour l'utilisation du réseau.
- Il convient en outre de préciser que seule l'«électricité grise» doit être rétribuée, ce qui cadre aussi avec l'idée du Conseil fédéral selon le Rapport explicatif et avec la situation juridique actuelle.
- Pour les coûts évités, il faut tenir compte également des coûts administratifs et des coûts liés à l'énergie d'ajustement. La rémunération doit porter sur les coûts évités nets (c'est-à-dire après déduction des coûts administratifs et liés à l'énergie d'ajustement, générés par l'énergie refoulée).

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 13 Rétribution

1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts effectifs ou potentiels du prélèvement d'énergie équivalente sans garantie d'origine auprès de tiers ~~et selon les coûts de revient des propres installations de production~~. Les coûts administratifs évités doivent alors aussi être pris en compte proportionnellement. Les coûts administratifs et pour l'énergie d'ajustement occasionnés par la reprise de l'électricité en vertu de l'art. 15 LEne peuvent être déduits de la rétribution.

8. Déduction de l'approvisionnement de base: la quantité d'énergie déduite doit pouvoir être vendue au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (Art. 96, 97 et 110 OEneR)

Les dispositions d'ordonnance relatives à la prime de marché ciblent en priorité la déduction de l'approvisionnement de base. Cependant, aussi bien la loi que, à l'heure actuelle, les ordonnances sont dépourvues d'affirmation indiquant sans équivoque que l'énergie hydraulique peut être vendue au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base. Le président de l'ElCom a ainsi signalé à plusieurs reprises que l'art. 31 LEne était sujet à interprétation. La volonté du législateur a toutefois été clairement exprimée lors des délibérations parlementaires du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et réaffirmée explicitement au cours de la session d'hiver 2016 du Conseil des États en ce qui concerne la suppression de l'art. 6, al. 5, LApEl (cf. délibérations sur le premier volet de mesures de la Stratégie énergétique au Conseil national le 12 septembre 2016, BO 2016 N 1248-1249, et sur la Stratégie Réseaux électriques au Conseil des Etats le 8 décembre 2016, BO 2016 E 1064).

Sans disposition d'ordonnance claire, les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base risquent que leur potentiel de vente réalisable dans ce dernier ne soit pas accessible pour la prime de marché et ne puisse être écoulé au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base. C'est la raison pour laquelle une précision ad hoc de la volonté du législateur doit être apportée dans

les dispositions d'ordonnance. Il convient également d'éviter qu'une pratique divergente ne soit développée par rapport à la fourniture de l'énergie à des coûts de revient en vertu de la LApEl et de l'OApEl (art. 97).

Le décompte des coûts effectifs dans l'approvisionnement de base doit être possible. Les déficits et excédents doivent pouvoir être pris en compte dans les différences de couverture, ce qui n'a lieu, en partie, qu'après 2022, conformément au système. La disposition transitoire (art. 110) doit être adaptée en conséquence.

Requête

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

Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base

2bis Les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base peuvent y écouler intégralement la quantité déterminée pour la déduction de l'approvisionnement de base à des coûts de revient.

Art. 97 Prise en compte globale de l'entreprise en lien avec l'approvisionnement de base

Biffer les al. 1 et 2 et reformuler:

1 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché est en principe facturée au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEl, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base des filiales, sociétés affiliées et sociétés mères, l'entreprise ayant droit à la prime de marché doit tenir compte de ce potentiel d'approvisionnement de base de ces filiales, sociétés affiliées et sociétés mères.

2 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché peut en principe être facturé au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEl, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base de filiales, sociétés affiliées et sociétés mères, ces dernières peuvent vendre dans l'approvisionnement de base et au prix de revient l'électricité issue de grandes centrales hydrauliques (art. 31, al. 2, LEne).

Art. 110 Disposition transitoire relative à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques

2 Les ayants droit peuvent faire usage du droit de ~~vendre~~ prendre en compte l'électricité au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne) pour la première fois ~~en 2018~~ pour l'année 2018 et pour la dernière fois ~~en 2022~~ pour l'année 2022.

9. Date d'entrée en vigueur: fixer des délais transitoires réalisables

L'AES salue une entrée en vigueur rapide du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, sous réserve toutefois que d'importants travaux préparatoires soient menés sur différents fronts, empêchant ainsi d'appliquer les dispositions à compter du 1er janvier 2018. Il faut donc prévoir de repousser l'entrée en vigueur dans les domaines suivants:

- Tarification du réseau / flexibilité (ch. II OApEl)

  Les tarifs d'utilisation du réseau doivent toujours être publiés le 31 août de l'année précédente. Étant donné que les ordonnances ne seront probablement pas disponibles sous leur forme définitive avant la fin de

l'été, il est impossible de calculer ces tarifs pour l'année 2018 en fonction des nouvelles dispositions. Il est donc nécessaire de fixer un délai transitoire courant jusqu'au 1er janvier 2019 pour l'art. 18 OApEl. En outre, cela suppose que les ordonnances définitives soient prêtes au plus tard en janvier 2018. Dans le cas contraire, le délai transitoire devra encore être adapté.

- Contrôle de conformité des smart meters (ch. II OApEl)

  L'utilisation des appareils de mesure doit désormais être soumise à un contrôle de conformité. Celui-ci ne sera pas encore disponible le 1er janvier 2018. À compter de cette date, aucun nouvel appareil de mesure ne pourra donc être acheté ni installé. Il faut donc définir que les articles correspondants (art. 7, al. 3, let. fbis, 8a, 8b et 13a OApEl) n'entrent en vigueur que le 1er janvier 2019.

- Marquage de l'électricité (art. 80 OEne)

  Le calcul préalable pour l'année de livraison 2018 et, partant, l'acquisition des garanties d'origine ont lieu en 2017. Afin de pouvoir prendre en compte ces dernières dès le calcul préalable pour garantir un marquage sans faille de l'électricité, la première mise en œuvre ne pourra s'appliquer qu'à l'année de livraison 2019.

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Ch. II
La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018 à l'exception de l'art. 7, al. 3, let. fbis, de l'art. 8a, de l'art. 8b , de l'art. 8c, de l'art. 13a *(dans la mesure où il n'est pas supprimé)* et de l'art. 18, qui entrent en vigueur le 1er janvier 2019.

Ordonnance sur l'énergie

Art. 80 Disposition transitoire concernant le marquage de l'électricité
Les dispositions sur le marquage de l'électricité (art. 4) s'appliqueront pour la première fois concernant l'année de livraison ~~2018~~ 2019. Les dispositions de l'ancien droit s'appliquent jusque-là. Les contrats de livraison couvrant plusieurs années et conclus avant le 1er janvier 2019 sont régis par l'ancien droit pour toute la durée du contrat.

10. Autres modifications

L'AES a identifié d'autres thèmes pour lesquels elle estime qu'il faut adapter les ordonnances proposées. On peut citer en particulier les points suivants:

- Centrales à accumulation présentant un intérêt national (art. 8 OEne)

  Du fait de la grande importance que revêtent les possibilités de stockage, il faut également prendre en compte les nouvelles installations plus petites (al. 1) ainsi que les centrales de pompage turbinage plus

petites (al. 4). Dans leur qualité d'installations entièrement pilotables, les dispositifs de stockage hebdomadaire devraient notamment aussi être considérés d'intérêt national.

- Imputation des coûts de la mesure aux installations de production (art. 12 OEne)

  Selon le droit en vigueur, les coûts de la mesure sont à la charge des producteurs (art. 2, al. 3, OEne et art. 8, al. 5, OApEl). Contrairement aux mentions du Rapport explicatif, cette imputation ne figure pas à l'art. 12 OEne. L'art. 8, al. 5, OApEl, quant à lui, à été biffé en référence au déploiement complet de compteurs intelligents. Afin de satisfaire au principe de causalité et à défaut d'une autre base légale, la prise en charge des coûts de la mesure par le producteur doit être conservée. Dans le cas contraire, un subventionnement caché serait introduit. Il est proposé de regrouper les dispositions à l'art. 12 OEne.

- Conditions de participation aux appels d'offres publics (art. 21 OEne)

  Les appels d'offres publics visent à promouvoir l'efficacité énergétique et doivent donc être conçus de manière technologiquement neutre. L'adaptation annuelle de leurs conditions est à la fois inefficace et source d'incertitudes. Il ne faut procéder à des ajustements que lorsque cela s'avère nécessaire. Il convient en outre de renoncer à fixer un délai de blocage.

- Conception des conventions d'objectifs (art. 41 OEne)

  Les engagements de réduction constituent un instrument efficace pour accroître l'efficacité énergétique. L'objectif d'une augmentation linéaire de cette dernière est irréaliste et contre-productif, car il méconnaît la réalité dans les entreprises et crée des obstacles administratifs inutiles, sans pour autant améliorer davantage l'efficacité énergétique. On ne constate généralement pas le moindre rapprochement avec les conventions d'objectifs de l'OFEV destinées à réduire les émissions de CO_2. Au contraire, des prescriptions détaillées concernant la trajectoire fixée renforcent même de graves disparités. Ainsi, toutes les différences dénoncées jusqu'à présent en matière de bases légales demeurent, allant à l'encontre de la promesse d'harmonisation que le Conseil fédéral avait faite dans le cadre de la motion Schilliger 15.3543.

- Taux de rétribution et durée de rétribution (annexes 1.1, 1.2 et 1.3 OEneR)

  L'OEneR prévoit de réduire encore une fois fortement les taux de rétribution. En principe, l'AES salue cette réduction. La durée de rétribution raccourcie de 20 à 15 ans doit toutefois être prise en compte lorsque les nouveaux taux de rétribution sont calculés. Dans le cas contraire, les investissements couvrant les coûts seraient rendus impossibles pour une plus longue durée.

- Réduction de la liste d'attente (art. 21 OEneR)

  L'AES se prononce en faveur de la variante A proposée par le Conseil fédéral. Elle assure aux producteurs qui ont déjà investi sans soutien et qui ont donc assumé un risque entrepreneurial considérable d'être admis dans le système d'encouragement en premier.

- Barème des émoluments dans le domaine de la garantie d'origine (annexe 3 OGOM)

  L'augmentation massive proposée des émoluments pour les transactions dans le domaine des garanties d'origine n'est pas compréhensible. Elle n'est non plus justifiée considérant la valeur actuelle des certificats. Au lieu d'augmenter les émoluments, il vaut mieux rendre plus efficients les processus, afin de réduire les coûts.

- Délestages manuels

  Nous aimerions en outre attirer l'attention sur le fait que l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité ne décrit pas, actuellement, comment doivent être réglés les délestages manuels qui constituent une mesure servant au maintien de la sécurité de l'approvisionnement. La révision en cours devrait être saisie afin de consigner ce point dans l'OApEl. L'AES soumettra à l'OFEN une proposition de modification de l'OApEl correspondante.

Pour les points mentionnés dans la lettre ainsi que pour différents autres aspects, nous vous renvoyons aux prises de position détaillées ci-jointes sous forme de synopsis.

Nous vous remercions par avance de prendre en considération nos requêtes et restons à votre entière disposition pour des questions ou des entretiens.

Meilleures salutations

Michael Frank
Directeur

Stefan Muster
Responsable du département Économie et Régulation

Annexes:

- Synopsis par ordonnance, comportant les propositions et raisonnements:
  - Ordonnance sur l'énergie (OEne)
  - Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)
  - Révision de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)
  - Ordonnance sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM)
  - Révision de l'Ordonnance sur le CO_2
  - Révision de l'Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-EN)

- Expertise juridique portant sur la légalité de la rétribution pour l'énergie de refoulement selon le projet d'ordonnance sur la Stratégie énergétique 2050 («Rechtsgutachten zur Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050»)

Projet d'Ordonnance sur l'énergie OEne

27.4.2017

Remarques générales

En ce qui concerne la définition des projets de géothermie, les textes de l'OEne et de l'ordonnance sur le CO_2 sont très similaires mais pas identiques. Nous supposons que l'ambition de départ était de les faire coïncider, mais que les deux projets ont évolué différemment. Nous recommandons de faire correspondre ces deux textes (en particulier dans les annexes) ou d'y faire référence. Des différences même minimes peuvent conduire à l'avenir à des ambiguïtés.

Aspects rédactionnels:

- kW et kVA ne sont pas utilisés de manière uniforme dans toutes les ordonnances. Ce point doit être harmonisé.
- Il convient d'établir une distinction entre gestionnaire de réseau et fournisseur de base.
- [*Ne concerne que la version allemande:* Différents termes sont utilisés dans les ordonnances: «Produzentinnen und Produzenten» (OEne), «Erzeuger» (OApEl), «Produzent» (LEne). Il faut harmoniser la terminologie.]

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 1: Objet		
Art. 1 La présente ordonnance réglemente: a. la garantie d'origine et le marquage de l'électricité; b. l'aménagement du territoire dans le cadre du développement des énergies renouvelables; c. l'injection d'énergie de réseau et la consommation propre; d. les appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité; e. les garanties pour la géothermie et les contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique; f. l'indemnisation de mesures d'assainissement dans le cas d'installations hydroélectriques; g. le supplément perçu sur le réseau; h. l'utilisation économe et efficace de l'énergie dans les bâtiments et les entreprises; i. les mesures d'encouragement dans le domaine de l'énergie; j. la collaboration internationale dans le domaine d'application de la LEne;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
k. l’analyse des impacts et le traitement des données.		
Chapitre 2: Garantie d’origine et marquage de l’électricité **Section 1: Garantie d’origine**		
Art. 2 Obligation 1 Les producteurs d’électricité doivent faire enregistrer leur installation de production ainsi que l’électricité produite auprès de l’organe d’exécution au moyen de garanties d’origine. 2 Ne sont pas soumis à l’obligation de fournir une garantie d’origine les producteurs d’électricité dont les installations: a. sont exploitées pendant 50 heures par an au plus; b. ne sont raccordées ni directement ni indirectement au réseau d’électricité (installations isolées); c. ont une puissance de raccordement de 30 kVA au plus.		
Art. 3 Annulation 1 Les détenteurs de garanties d’origine doivent annuler les garanties d’origine qui: a. sont utilisées pour le marquage de l’électricité; b. portent sur de l’électricité utilisée par les chemins de fer; ou c. sont délivrées pour de l’électricité que le producteur ne vend pas pour des raisons de consommation propre. 2 Dans le cas du pompage-turbinage, la garantie d’origine doit être annulée pour la partie de l’électricité qui est perdue lors du pompage. 3 Les détenteurs de garanties d’origine doivent annoncer les annulations immédiatement à l’organe d’exécution.		
Section 2: Marquage de l’électricité		
Art. 4 1 Le marquage de l’électricité en vertu de l’art. 9, al. 3, let. b, LEne doit avoir lieu chaque année au moyen de garanties d’origine pour chaque kilowattheure fourni à des consommateurs finaux. 2 L’entreprise soumise à l’obligation de marquage doit procéder au marquage pour tous ses consommateurs finaux comme suit: a. pour l’ensemble de l’électricité fournie à tous les consommateurs finaux (mix du fournisseur); ou b. pour chaque consommateur final uniquement pour		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
l’électricité qui lui a été fournie (mix du produit). 3 Indépendamment du type de marquage, elle doit publier son mix du fournisseur et la quantité totale d’électricité fournie à ses clients finaux, au plus tard à la fin de l’année civile suivante. La publication se fait notamment par le biais de l’adresse Internet www.marquage-electricite.ch exploitée par toutes les entreprises soumises à l’obligation de marquage et librement accessible.	4 Les gestionnaires de réseau qui ne sont pas soumis à l’obligation de fourniture en vertu de l’art. 6 LApEl et qui fournissent moins de 100 clients finaux, sont libérés de l’obligation de publier le marquage de l’électricité.	Concernant l’al. 4: De nombreuses centrales fournissent en électricité des biens-fonds distincts, généralement situés hors zone à bâtir, et sont par conséquent des distributeurs finaux. Elles fournissent toutefois cette prestation à titre volontaire. Dans ce cas, l’obligation de fourniture au sens de la LApEl n’incombe pas à la centrale, mais à l’entreprise d’électricité locale. La charge administrative ne se justifie alors pas pour les sociétés de centrale électrique.
Section 3: Exigences techniques, procédure et obligation d’annoncer		
Art. 5 Exigences techniques et procédure 1 Le Département fédéral de l’environnement, des transports, de l’énergie et de la communication (DETEC) règle notamment: a. les exigences auxquelles doit répondre la garantie d’origine et sa durée de validité; b. les procédures pour l’enregistrement, l’établissement et la surveillance du transfert des garanties d’origine ainsi que pour l’annulation de celles-ci; c. les exigences auxquelles doit répondre l’enregistrement des installations dont la production est soumise à l’obligation de fournir une garantie d’origine ainsi que la procédure correspondante; d. les exigences auxquelles doit répondre le marquage de l’électricité. 2 Il se base à cet effet sur les normes internationales et notamment sur celles de l’Union européenne.		
Art. 6 Obligation d’annoncer 1 Conformément à l’art. 19, al. 1, LEne, les gestionnaires de réseau doivent annoncer chaque trimestre à l’organe d’exécution la quantité d’électricité produite par un producteur dans une installation qui ne dispose: a. ni d’un système de mesure intelligent visé à l’art. 8*a* de l’ordonnance du 14 mars 2008 sur l’approvisionnement		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
en électricité (OApEl); b. ni d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données visé à l'art. 8, al. 5, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité dans sa version du 1er mars 2008. 2 Ils doivent en outre annoncer à l'organe d'exécution les données de l'installation au moment de sa mise en service.		
Chapitre 3: Aménagement du territoire dans le cadre du développement des énergies renouvelables **Section 1: Guichet unique**		
Art. 7 1 La coordination des prises de position et des procédures d'autorisation selon l'art. 14, al. 4, LEne incombe à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) en ce qui concerne les éoliennes. 2 Les offices fédéraux compétents doivent remettre leurs prises de position et autorisations à l'OFEN dans un délai de deux mois après y avoir été invités par ce dernier, pour autant que d'autres dispositions fédérales ne prévoient pas de délais différents.		
Section 2: Intérêt national		
Art. 8 Installations hydroélectriques présentant un intérêt national 1 Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles présentent: a. une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an; ou	a. une production moyenne attendue d'au moins 12 ~~20~~ GWh par an; ou	Concernant l'al. 1, let. a: Selon le Rapport explicatif, une approche «top-down» débouche sur une production minimale d'une installation hydroélectrique d'intérêt national de 20 GWh/a. Se basant sur l'objectif de développement à l'horizon 2050, le développement moyen doit se monter à 118 GWh/a, dont 20 GWh/a représentent quelque 20%. Cette approche mène pourtant à une contradiction lors de la définition de la valeur limite. Dans le cas d'un objectif de développement plus élevé à l'horizon 2050, cette logique mènerait à une valeur limite plus élevée. Ainsi, moins de projets atteindraient l'intérêt national, malgré l'objectif plus élevé. Afin de répondre à l'intérêt national que représente le développement de l'hydraulique, il faudrait pourtant une valeur limite plus basse étant donné que l'objectif de développement exigerait la construction de plus d'installations. L'AES propose d'orienter la définition de la production minimale

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		sur la valeur limite de 3 MW de puissance, à partir de laquelle une étude d'impact sur l'environnement est requise pour les installations hydroélectriques. Il en résulterait une production minimale de 12 à 15 GWh/a, avec 4000 à 5000 heures de pleine charge.
b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 800 heures de capacité de retenue à pleine puissance.	b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins ~~800~~ 200 heures de capacité de retenue à pleine puissance.	Concernant l'al. 1, let. b: 800 heures à plein régime équivalent à plus de 30 jours de capacité de retenue. En raison de l'importance prépondérante que revêtent les possibilités de stockage, les nouvelles installations plus petites devraient elles aussi présenter un intérêt national au sens de la SE 2050. Ainsi, les dispositifs de stockage hebdomadaire (environ 200 heures à plein régime) doivent déjà être considérés comme une installation entièrement pilotable d'intérêt national.
2 Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si, suite à leur agrandissement ou leur rénovation, elles présentent: a. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an; ou	2 Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si, à l'état actuel ou ~~suite à~~ après leur agrandissement ou leur rénovation, elles présentent:	Concernant l'al. 2: La locution «suite à» impliquerait une augmentation de la production de 10 GWh par an.
b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins 400 heures de capacité de retenue à pleine puissance.	b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins ~~400~~ 100 heures de capacité de retenue à pleine puissance.	Concernant l'al. 2, let. b: Cf. commentaire relatif à l'al. 1, let. b
3 Si la production moyenne attendue des nouvelles installations hydroélectriques se situe entre 10 et 20 GWh par an et si la production moyenne attendue des installations hydroélectriques existantes se situe entre 5 et 10 GWh par an, l'exigence concernant la capacité de retenue diminue de façon linéaire.		
4 Les centrales à pompage-turbinage revêtent un intérêt national si elles présentent une puissance installée d'au moins 100 MW.	4 Les centrales à pompage-turbinage revêtent un intérêt national si ~~elles~~ leurs pompes présentent une puissance installée d'au moins ~~100~~ 50 MW. L'intérêt national de la production issue d'apports naturels est évalué conformément à l'art. 8, al. 1 ou al. 2.	Concernant l'al. 4: Il est nécessaire de préciser que la puissance se réfère aux pompes. Et si les apports naturels permettent un turbinage, c'est l'art. 8, al. 1 ou al. 2 qui s'applique à cette part de la production. De plus, la valeur limite d'une puissance de 100 MW est trop élevée et doit être abaissée à 50 MW.
	5 Les installations d'une cascade sont considérées comme une installation autonome si elles peuvent être exploitées indépendamment des autres installations de cette cascade. Si les installations d'une cascade ne peuvent pas être exploitées de manière autonome, la cascade est considérée comme une installation (annexe 1.1, ch. 1, OEneR).	Concernant l'al. 5: Il manque la définition de la limite du système: une installation hydroélectrique peut être une installation individuelle ou une cascade d'installations reliées hydrauliquement (p. ex. Grande Dixence avec stations de pompage, canal usinier doté de plusieurs petites centrales hydroélectriques et d'un seul ouvrage de prise d'eau). Selon l'OFEN, les installations «partielles» d'une cascade sont considérées comme une installation autonome si elles peuvent être exploitées indépendamment des autres installations «par-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		tielles» de cette cascade. Si les installations «partielles» ne peuvent pas être exploitées de manière autonome, la cascade est considérée comme une installation.
Art. 9 Eoliennes présentant un intérêt national 1 S'agissant de la détermination de l'intérêt national d'une éolienne, plusieurs installations peuvent être prises en compte ensemble si elles sont disposées à proximité les unes des autres sur un site commun (parc éolien). 2 Les nouvelles éoliennes et les nouveaux parcs éoliens revêtent un intérêt national si elles ou ils présentent une production annuelle moyenne attendue d'au moins 10 GWh. 3 Les éoliennes et les parcs éoliens existants revêtent un intérêt national si leur agrandissement ou leur rénovation permet d'atteindre une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an.		
Art. 10 Exclusion en vertu de l'art. 12, al. 2, de la loi L'exclusion en vertu de l'art. 12, al. 2, LEne comprend les installations destinées à durer créées artificiellement et fixées au sol dans le périmètre d'un biotope d'importance nationale ou dans une réserve de sauvagine et d'oiseaux migrateurs.	L'exclusion en vertu de l'art. 12, al. 2, LEne comprend les installations destinées à durer créées artificiellement et nouvellement fixées au sol dans le périmètre d'un biotope d'importance nationale ou dans une réserve de sauvagine et d'oiseaux migrateurs. Les installations existantes ainsi que d'éventuels agrandissements d'installations existantes sont admis. Ne sont pas concernées par cette exclusion les installations ou parties d'installation situées en dehors de la zone protégée et susceptibles d'avoir un impact sur cette dernière.	Selon l'art. 12, al. 2 LEne, l'exclusion vise explicitement les nouvelles installations (extrait de l'art. 12, al. 2: «Dans les biotopes d'importance nationale au sens de l'art. 18a LPN et les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs visées à l'art. 11 de la loi du 20 juin 1986 sur la chasse, les nouvelles installations destinées à utiliser les énergies renouvelables sont interdites.»). Les installations existantes et d'éventuels agrandissements et rénovations sont donc permis. Des contraintes seraient contraires à la Stratégie énergétique. De plus, et conformément au Rapport explicatif, il convient de préciser que les installations hors zone protégée ne sont pas concernées par l'exclusion.
Chapitre 4: Injection d'énergie de réseau et consommation propre **Section 1: Obligation de reprise et de rétribution pour les énergies visées à l'art. 15 LEne**		
Art. 11 Conditions de raccordement 1 Les producteurs d'énergie visés à l'art. 15 LEne et les gestionnaires de réseau fixent les conditions de raccordement par contrat. Ils règlent notamment: a. les coûts de raccordement; b. la puissance d'injection maximale; c. si une partie de l'énergie produite est consommée sur le	1 …	

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
lieu de production en vertu des art. 16 et 17 LEne; d. la rétribution. 2 Les producteurs sont tenus de prendre à leurs frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point de raccordement au réseau. 3 Si l'al. 2 est respecté, les gestionnaires du réseau sont tenus de relier l'installation de production d'énergie au point de raccordement au réseau le plus avantageux techniquement et économiquement, de manière à garantir l'injection et le prélèvement d'énergie. Les coûts de mise en place des lignes de desserte nécessaire s jusqu'au point de raccordement au réseau et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur. La compensation des coûts du renforcement nécessaire du réseau est régie par l'art. 22, al. 3, OApEIV.	e. le concept et le parcours de mesure.	
Art. 12 Energie à reprendre et à rétribuer 1 Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer: a. la production excédentaire proposée au gestionnaire de réseau dans le cas d'un producteur consommant lui-même une partie de l'énergie produite sur le lieu de la production (art. 15) ou cédant sur le lieu de la production une partie de l'énergie produite à un ou plusieurs tiers à des fins de consommation (consommation propre); b. la production nette dans le cas d'un producteur vendant au gestionnaire de réseau toute l'électricité produite. 2 La production excédentaire correspond à l'électricité effectivement injectée dans le réseau du gestionnaire de réseau. La production nette correspond à l'électricité produite par l'installation (production brute) sous déduction de l'électricité consommée par l'installation dans le cadre de la production (alimentation auxiliaire).	1 Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer: a. la production excédentaire proposée au gestionnaire de réseau dans le cas d'un producteur consommant lui-même une partie de l'énergie produite sur le lieu de la production (art. 15) ou cédant sur le lieu de la production une partie de l'énergie produite à un ou plusieurs tiers à des fins de consommation (consommation propre); b. la production nette dans le cas d'un producteur vendant au gestionnaire de réseau toute l'électricité produite; c. la production excédentaire, déduction faite de l'électricité vendue d'une autre manière, dans le cas d'un producteur vendant de l'électricité à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie de réglage ou à d'autres tiers en dehors du site de la production.	Concernant l'al. 1, let. c: L'ordonnance ne couvre pas cette configuration.
3 Les producteurs qui veulent changer entre les rétributions visées à l'al. 1, let. a et b, doivent en informer le gestionnaire de réseau trois mois à l'avance.	3 Les producteurs qui veulent changer entre les rétributions visées à l'al. 1, let. a et b, doivent en informer le gestionnaire de réseau trois mois à l'avance et peuvent effectuer le changement pour le début d'une année civile.	Concernant l'al. 3: Un changement de régime en cours d'année modifie la structure tarifaire du GRD. Selon l'art. 18, al. 1, cette charge supplémentaire devrait cependant être supportée par tous les ménages, ce qui est contraire à l'attribution conforme au principe de causalité selon la LApEl.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		Nous aimerions attirer l'attention sur le fait que les conséquences d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre ne sont pas claires lorsqu'un producteur change de rétribution. On ne sait pas clairement si le regroupement doit obligatoirement être dissous si le producteur passe d'une injection de la production excédentaire à une injection de la production nette. Si le regroupement est maintenu malgré un changement, il peut arriver qu'un regroupement ne présente pas de consommation propre, mais bénéficie de l'accès au marché auquel les participants individuels n'auraient pas droit.
4 L'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure et les dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police s'appliquent aux instruments de mesure employés pour mesurer l'électricité à rétribuer. Les dispositions de l'OApEl s'appliquent pour les coûts de l'instrument de mesure et de la mise à disposition des données de mesure.	4 Les coûts de la mesure sont à la charge du producteur. Les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données. L'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure et les dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police s'appliquent aux instruments de mesure employés pour mesurer l'électricité à rétribuer. ~~Les dispositions de l'OApEl s'appliquent pour les coûts de l'instrument de mesure et de la mise à disposition des données de mesure.~~	Concernant l'al. 4: Selon le droit en vigueur, les coûts de la mesure sont à la charge des producteurs (art. 2, al. 3 OEne et art. 8, al. 5 OApEl). Malgré les mentions du Rapport explicatif au sujet des articles 11 et 12 OEne, selon lesquelles le contenu de l'ancien art. 2 OEne serait conservé (p. 14), cette imputation des coûts de la mesure ne figure plus à l'art. 12 de la nouvelle OEne. L'art. 8, al. 5 OApEl, quant à lui, à été biffé en référence au déploiement complet de compteurs intelligents. Afin de satisfaire au principe de causalité, l'imputation des coûts de la mesure au producteur doit être conservée. Dans le cas contraire, un subventionnement caché serait introduit, ce qui doit être rejeté. Dans le but d'une plus grande clarté, il est proposé de regrouper les dispositions à l'art. 12 du projet d'OEne.
Art. 13 Rétribution 1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts du prélèvement auprès de tiers et selon les coûts de revient des propres installations de production. 2 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue d'installations de couplage chaleur-force à combustibles fossiles et en partie fossiles, le prix du marché résulte des tarifs horaires sur le marché spot pour le commerce du jour d'avant (day-ahead) concernant le marché suisse.	1 Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts effectifs ou potentiels du prélèvement d'énergie équivalente sans garantie d'origine auprès de tiers ~~et selon les coûts de revient des propres installations de production~~. Les coûts administratifs évités doivent alors aussi être pris en compte proportionnellement. Les coûts administratifs et pour l'énergie d'ajustement occasionnés par la reprise de l'électricité en vertu de l'art. 15 LEne peuvent être déduits de la rétribution.	**Suppression des coûts de revient des propres installations:** Le texte de l'ordonnance et les commentaires figurant dans le Rapport explicatif sont contraires à la loi: - Interprétation grammaticale: la loi parle d'économies de coûts d'acquisition. Les coûts de revient des installations de production propres ne peuvent pas être évités (excepté les coûts du gaz dans le cas des centrales à gaz et l'usure des barres de combustible dans le cas des centrales nucléaires). Seuls les coûts d'acquisition auprès de tiers peuvent être évités. De plus, la loi parle d'électricité équivalente. Habituellement, les installations de production propres fournissent de l'électricité d'une qualité supérieure (énergie en ruban, énergie de pointe) à celle qui est reprise en vertu de l'art. 15 LEne. - L'intention du législateur était d'introduire des conditions axées sur le marché. Le prix à payer est celui dont le GRD devrait s'acquitter s'il acquérait ailleurs une énergie équivalente (cf. citations des délibérations parlementaires, ci-dessous). Cette disposition pénalise les EAE qui présentent d'ores et déjà une forte proportion de production propre ne couvrant pas les coûts par rapport au prix du marché. Elles devraient payer aux

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		producteurs des rétributions excessives comparées aux EAE dépourvues de production propre. Suite à l'arrêt du TF relatif à CKW, il n'existe aucune possibilité de facturer l'intégralité de ces coûts aux clients avec approvisionnement de base. L'impact négatif de l'arrêt du TF s'aggrave davantage. Ces dispositions contraignent même les gestionnaires de réseau détenant des positions longues à réaliser des opérations déficitaires. Ainsi, ils sont obligés de vendre sur le marché, aux conditions du marché, le courant repris en sus alors qu'ils le reprennent à des coûts de revient plus élevés. **Complément concernant les coûts effectifs ou potentiels** Certains GRD sont «long», c.-à-d. qu'ils n'acquièrent pas d'électricité auprès de tiers ou ils ne le font pas pendant certaines périodes. Pour ce cas de figure, il convient de préciser que l'électricité s'oriente sur l'acquisition potentielle. Cette dernière correspond au prix du marché actuel. **Complément concernant l'énergie équivalente sans garantie d'origine** La loi parle des coûts pour de l'énergie équivalente. Ceci doit être pris en compte au niveau de l'ordonnance. De plus, il convient de préciser que seule l'électricité «grise» doit être rétribuée, ce qui correspond à l'idée du Conseil fédéral selon le Rapport explicatif ainsi qu'à la situation légale actuelle. La précision clarifierait par ailleurs également qu'il ne s'agit que de l'énergie, et non aussi de la rémunération pour le réseau. **Complément concernant la dernière phrase** Doivent aussi être pris en compte, dans les coûts évités, les coûts administratifs et les coûts pour l'énergie d'ajustement. Seuls les coûts nets évités (c.-à-d. après déductions des coûts administratifs et pour l'énergie d'ajustement occasionnés par le refoulement) doivent être rétribués. **Citations des délibérations parlementaires** Délibérations parlementaires sur la rétribution de l'énergie refoulée - art. 17 LEne, maintenant art. 15 LEne: Bischofberger Ivo (CE, AI), für die Kommission, Ständerat Herbstsession 2015 Zehnte Sitzung 22.09.15 08h15 13.074 : Zusammengefasst entspricht der Antrag der Mehrheit unserer Kommission im Wesentlichen dem Modell des Bundesrates. Dieses ist marktnah, indem es primär darauf setzt, dass sich die Parteien unter sich einigen. Nur subsidiär kommt für kleine Produzenten

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		eine minimale Abnahmegarantie zu marktorientierten Konditionen zum Zug. Das Modell des Nationalrates hingegen sieht eine Abnahmegarantie zu staatlich festgelegten Preisen vor. Es schafft einen grossen bürokratischen Aufwand, beschneidet die Rechte der Elektrizitätsversorgungsunternehmen übermässig stark und wäre auch aus der Sicht der Mehrheit der Kommission nicht vereinbar mit einem geöffneten Strommarkt. Entsprechend beantragt die Mehrheit der Kommission, in den Absätzen 1, 2, 3 und 4 mit wenigen Ergänzungen dem Bundesrat zu folgen und konsequenterweise die vom Nationalrat eingefügten Absätze 5, 6 und 7 zu streichen. Müller-Altermatt Stefan (C, SO), für die Kommission, Nationalrat Frühjahrssession 2016 Dritte Sitzung 02.03.16 08h00 13.074: In Artikel 17 geht es um die Abnahme- und Vergütungspflicht. Strittig ist heute einzig Absatz 3, welcher definiert, wie der ""sichere Hafen"" aussehen soll, welchen wir den dezentralen Produzenten bieten, weil sie keine Marktmacht haben. Es geht also um den Preis, welcher ein Netzbetreiber einem Produzenten als Mindestpreis bezahlen muss, wenn er den Strom abnimmt, falls der Produzent den Strom auf dem Markt nicht zu einem höheren Preis verkaufen kann. Der Bundesrat wollte sich für diesen Preis am Spotmarkt orientieren. Der Nationalrat hat ein gegenüber dem Bundesrat grosszügigeres Modell mit anderer Konzeption vorgeschlagen, welches sich am Endkundenpreis orientiert. Der Ständerat hat als - wie die Kommission nach langer Debatte dann befand - fairen Kompromiss vorgeschlagen, dass die Netzbetreiber denjenigen Preis zu bezahlen haben, den sie aktuell durchschnittlich hätten, wenn sie sonst wo gleichwertige Elektrizität beziehen würden. Der Preis richtet sich also nach den vermiedenen Kosten - so ist es beschrieben. Diese Version des Ständerates obsiegte gegenüber der Version des Bundesrates, dem Minderheitsantrag Schilliger, mit 13 zu 12 Stimmen.
Art. 14 Puissance de l’installation 1 La puissance d’une installation photovoltaïque est calculée en fonction de la puissance DC (courant continu) maximale normée du générateur d’électricité solaire. 2 La puissance d’une installation hydroélectrique se rapporte à la puissance théorique. Elle est calculée en se fondant sur l’art. 51 de la loi du 22 décembre 1916 sur l’utilisation des forces hydrauliques. 3 La puissance des installations de biomasse, des éoliennes et des installations de géothermie est calculée en fonction de la puissance nominale du générateur d’électricité.	2 La puissance d’une installation hydroélectrique se rapporte à la puissance <u>théorique moyenne</u>. Elle est calculée en se fondant sur l’art. 51 de la loi du 22 décembre 1916 sur l’utilisation des forces hydrauliques.	Concernant l’al. 2: Précision

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Section 2: Consommation propre		
Art. 15 Lieu de la production Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l’installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n’est pas utilisé entre l’installation de production et la consommation.	Le lieu de la production comprend l’ensemble des installations de production et des consommateurs finaux situés derrière un point de raccordement au réseau de distribution. La situation en matière de raccordement avant le regroupement dans le cadre de la consommation propre est déterminante pour les installations de raccordement existantes au sens de l’art. 3a, al. 3, OApEl. ~~Le lieu de la production correspond à la propriété sur laquelle se situe l’installation de production. Les terrains environnants sont également considérés comme le lieu de la production, dans la mesure où le réseau de distribution du gestionnaire de réseau n’est pas utilisé entre l’installation de production et la consommation.~~	La réglementation proposée concernant le lieu de la production n’offre pas aux gestionnaires de réseau ni aux autoconsommateurs de cadre clair pour un regroupement. Tenant compte de la modification prévue à l’art. 3a OApEl, le GRD se voit plutôt confier la responsabilité de la définition de la taille de la zone concernée ainsi que du bon fonctionnement interne du regroupement. Or, cette tâche n’incombe pas au GRD. D’un point de vue macroéconomique, il faut éviter les infrastructures parallèles. Il convient également d’éviter, pour des raisons de sécurité, les «lignes privées» mises en place dans une zone de non-droit, p. ex. celles traversant les routes et destinées à relier deux propriétés. Il ne peut en outre pas être dans l’intérêt du législateur de ne pas définir en détail la taille des communautés d’autoconsommateurs et donc le nombre de consommateurs finaux ne bénéficiant d’aucune protection de par les dispositions légales de la LApEl. La proposition faite par l’AES concernant la définition du lieu de la production se fonde sur l’aide actuelle à l’exécution de l’OFEN. De plus, cette délimitation satisfait également à l’intention du législateur de ne pas étendre arbitrairement les dimensions de la zone de consommation propre, mais plutôt de confier à la communauté d’auto-consommateurs la mesure au sein du regroupement. Cette réglementation implique que l’on n’interviendra dans l’infrastructure **existante** que dans des cas exceptionnels et moyennant une compensation. Ce principe est conforme à l’exigence formulée dans le Rapport explicatif, selon laquelle «il serait illicite que le droit à la consommation propre et au regroupement dans le cadre de la consommation propre soit fondamentalement vidé de sa substance». Une construction de ligne supposée conçue de manière à empêcher la consommation propre n’est possible qu’après l’entrée en vigueur de la réglementation de la consommation propre et concerne donc exclusivement les nouveaux raccordements. Dans le cas des **nouveaux raccordements,** le gestionnaire de réseau définit le point de raccordement sur la base de critères techniques et économiques. Il convient à ce sujet de respecter les principes d’extension du réseau, à savoir p. ex. éviter de construire des lignes parallèles et de traverser une infrastructure publique (routes). Compte tenu de ces éléments, il est possible de réaliser le souhait du bénéficiaire du raccordement de

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		mettre en œuvre la consommation propre sur plusieurs parcelles ou unités de bâtiment.
Art. 16 Condition du regroupement dans le cadre de la consommation propre Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production de l'installation soit au moins de 10 % de la capacité maximale de raccordement au réseau.	Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production totale sur le lieu de la production ~~de l'installation~~ soit au moins de 30 ~~10~~ % de la ~~capacité maximale de raccordement au réseau~~ puissance de raccordement au point de mesure conformément à l'art. 18 LEne.	Dans l'art. 16ss LEne, le législateur a manifesté sa volonté de renforcer la possibilité d'autoconsommation. La réalisation de cet objectif se révèle complexe dans la pratique et engendre des problèmes et incertitudes juridiques considérables. Le traitement des communautés d'autoconsommateurs comme un seul et unique consommateur final, comme l'a prévu le législateur, pose problème dans la mesure où il lève, pour ces communautés, l'interdiction de regroupement et où il rogne sur la liberté de choix des consommateurs. Il sape ainsi le concept politiquement équilibré d'une ouverture du marché en deux étapes et enfreint le droit des consommateurs finaux à l'approvisionnement de base. La valeur limite basse de 10%, prévu à l'art. 16 OEne, permet désormais à un regroupement plus grand d'acquérir le droit d'accéder au marché grâce à une petite installation: une puissance de raccordement de 50 kW est nécessaire dans le cas d'une consommation annuelle de 100 000 kWh et d'une durée de soutirage de 2000 heures par an. Selon la proposition de l'ordonnance, une installation photovoltaïque de 5 kWp serait donc suffisante. Dans le cas d'une consommation de 100 000 kWh, qui serait atteinte déjà par le regroupement de quelques clients commerciaux, une installation convenant pour une petite villa individuelle de 5 kWp ne peut clairement pas être considérée comme adéquate, d'autant plus qu'elle permet d'acquérir le droit d'accéder au marché. La limite doit par conséquent être augmentée de 10 à 30%. Plusieurs installations peuvent se trouver sur le lieu de la production. Le libellé de l'article est adapté en conséquence. L'expression «capacité maximale de raccordement au réseau» est en outre remplacée par le texte de la loi sur l'énergie.
Art. 17 Regroupement avec les locataires et les preneurs à bail 1 Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail font partie d'un regroupement dans le cadre de la consomma-	**Art. 17 ~~Regroupement avec les~~ Participation des locataires et des preneurs à bail** 1 La participation des locataires et des preneurs à bail à un regroupement de propriétaires fonciers dans le cadre de la consommation propre doit être régie dans un contrat écrit. 2 ~~1~~ Dans le cas où des locataires et des preneurs à bail ~~font partie~~ participent à un regroupement de propriétaires fon-	Il est nécessaire de procéder à quelques adaptations au niveau des art. 17 et 19 afin de préciser que les locataires et les preneurs à bail ne font pas partie du regroupement. Cette précision est importante dans la mesure où les regroupements sont habituellement organisés comme une société simple, dans laquelle les associés sont responsables, solidairement et de manière illimitée, des dettes de l'ensemble de la société. On ne peut pas exiger une telle responsabilité des locataires ni des preneurs à bail. Il conviendrait par ailleurs de réglementer les obligations des regroupe-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
tion propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.	ciers dans le cadre de la consommation propre, les coûts de l'électricité correspondent proportionnellement aux coûts de revient de l'électricité issue des installations de consommation propre et aux coûts de l'électricité prélevée sur le réseau de distribution.	ments, p.ex par rapport à l'approbation par l'ElCom des contrats en vertu de l'al. 1 ou des tarifs en vertu de l'al. 6.
2 Sous réserve de l'art. 17, al. 4, LEne, le propriétaire foncier met les coûts suivants à la charge des différents locataires et preneurs à bail, sur la base de la consommation et en respectant le principe de causalité: a. les coûts externes de soutirage d'électricité encourus, les coûts du réseau, de mesure et administratifs ainsi que les redevances et les taxes fournies à des collectivités publiques; et b. les coûts internes appropriés encourus pour l'électricité autoproduite, la mesure de la consommation, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte.	3 ~~2~~ Sous réserve de l'art. 17, al. 4, LEne, le propriétaire foncier met les coûts suivants à la charge des différents locataires et preneurs à bail, sur la base de la consommation ~~et en respectant le principe de causalité~~: a. les coûts externes de soutirage d'électricité encourus, les coûts du réseau, de mesure et administratifs ainsi que les redevances et les taxes fournies à des collectivités publiques; et b. les coûts internes appropriés encourus pour l'électricité autoproduite, la mesure de la consommation, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte.	Concernant l'al. 3: L'exigence relative au principe de causalité n'apporte pas de valeur ajoutée tangible et si elle est interprétée de manière très stricte, elle peut entraîner la nécessité de recourir à des dispositifs de mesure complexes.
3 En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, il convient au moins de préciser par écrit: a. qui représente le regroupement à l'extérieur; b. la façon de procéder pour la mesure de la consommation interne, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte; c. le produit électrique externe à prélever ainsi que les modalités pour un changement de produit électrique.	4 ~~3 En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, il convient au moins de préciser par écrit~~ Le contrat au sens de l'al. 1 doit comporter au moins les éléments suivants: ~~a. qui représente le regroupement à l'extérieur;~~ b. la façon de procéder pour la mesure de la consommation interne, la mise à disposition des données, l'administration et le décompte; c. le produit électrique externe à prélever ainsi que les modalités pour un changement de produit électrique.	
4 Les locataires et les preneurs à bail peuvent notamment sortir du regroupement (art. 17, al. 3, LEne) à partir du moment où le propriétaire foncier ne peut pas assurer l'approvisionnement approprié en électricité ou ne respecte pas les dispositions visées aux al. 1 et 2. Ils doivent annoncer au propriétaire foncier leur départ du regroupement, par écrit et en le justifiant.	5 ~~4~~ En cas de changement de locataire ou de preneur à bail, le nouveau locataire ou preneur à bail intègre automatiquement le contrat. On ne peut mettre un terme à ce dernier que si ~~Les locataires et les preneurs à bail peuvent notamment sortir du regroupement (art. 17, al. 3, LEne) à partir du moment où~~ le propriétaire foncier ne peut pas assurer l'approvisionnement approprié en électricité ou s'il ne respecte pas les dispositions visées aux al. ~~1 et 2~~ 2 et 3. Les locataires ou preneurs à bail ~~Ils~~ doivent annoncer au propriétaire foncier leur départ du regroupement, par écrit et en le justifiant.	Concernant l'al. 5: La manière d'appréhender cet article en lien avec l'art. 17, al. 3, LEne n'apparaît pas clairement: Art. 17, al. 3, LEne: … Ils [les locataires et les fermiers] conservent en principe leur droit à l'accès au réseau en vertu de l'art. 13 LApEl. Nous demandons à l'OFEN de fournir des explications.
5 Les propriétaires fonciers auxquels incombe l'approvisionnement en électricité de locataires et de preneurs à bail sont libérés de l'obligation de publier les tarifs et de tenir une comptabilité par unité d'imputation conformément à l'art. 4 OApEl.	6 ~~5~~ Les propriétaires fonciers auxquels incombe l'approvisionnement en électricité de locataires et de preneurs à bail sont tenus ~~libérés de l'obligation~~ de publier les tarifs et de tenir une comptabilité par unité d'imputation conformément à l'art. 4 OApEl, sous réserve d'autres dispositions prévues	Concernant l'al. 6: Les locaitaires associés à un regroupement doivent bénéficier d'une certaine protection. Les regroupements plus grands notamment devraient être tenus de rendre transparents leurs tarifs.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	par des lois spéciales, notamment dans le domaine du droit du bail.	
Art. 18 Utilisation d'accumulateurs électriques dans le cadre de la consommation propre		
1 Quiconque recourt à un accumulateur électrique est tenu de prendre à ses frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point de raccordement au réseau. L'art. 11, al. 3, s'applique par analogie pour les autres coûts.	1 Quiconque recourt à un accumulateur électrique est tenu de prendre à ses frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point de raccordement au réseau. L'art. 11, al. 3, s'applique par analogie pour les autres coûts.	Concernant l'al. 1: [*Ne concerne que le texte allemand*: «Einwirkung am Netzanschlusspunkt» au lieu de «Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt» Identique au libellé actuel. Les effets peuvent également se répercuter sur d'autres éléments.]
2 Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent soutirer de l'électricité du réseau de distribution et en injecter dans ce dernier, ils doivent être équipés d'un appareil de mesure intelligent conformément à l'art. 8*a* OApEl. Les données nécessaires pour calculer l'électricité soutirée par l'accumulateur dans le réseau de distribution et injectée par l'accumulateur dans ledit réseau doivent être communiquées au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier.	2 S'il s'agit d'accumulateurs électriques qui peuvent aussi bien soutirer de l'électricité du réseau qu'y en injecter, le gestionnaire de réseau doit en être informé trois mois avant la mise en service ou avant le changement du mode opératoire. ~~Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent soutirer de l'électricité du réseau de distribution et en injecter dans ce dernier, ils doivent être équipés d'un appareil de mesure intelligent conformément à l'art. 8a OApEl. Les données nécessaires pour calculer l'électricité soutirée par l'accumulateur dans le réseau de distribution et injectée par l'accumulateur dans ledit réseau doivent être communiquées au gestionnaire de réseau par le propriétaire foncier~~. 2^bis^ Dans ces cas, le gestionnaire de réseau définit les concepts et les installations de mesure nécessaires au décompte de l'utilisation du réseau et de l'énergie ainsi qu'à l'établissement de garanties d'origine. La responsabilité pour tous les systèmes de mesure servant au décompte côté réseau incombe au gestionnaire de réseau. Les coûts y relatifs sont à la charge des propriétaires fonciers. 2^ter^ Les gestionnaires de réseau adoptent des règlements transparents concernant les concepts de mesure et les décomptes appropriés. Tous les flux d'énergie doivent alors être associés à une qualité d'électricité.	Concernant l'al. 2: L'al. 2 n'est pas réalisable d'un point de vue technique. À la question de savoir s'il est possible d'identifier la qualité de l'électricité réinjectée lorsque l'on combine installation de production, consommation et accumulateur, le GT Accumulateurs de l'AES a répondu par la négative. C'est pourquoi l'AES est opposée à une éventuelle exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'énergie stockée et réinjectée en cas de formes mixtes. Pour la même raison, il est impossible de rétribuer l'énergie issue de formes mixtes en fonction de la qualité du courant. La rétribution des formes mixtes doit être réglée sur la base des données au point de livraison avec une seule qualité d'électricité définie. L'alinéa doit par conséquent être reformulé entièrement. De plus, il convient de clarifier que la responsabilité pour les systèmes de mesure servant au décompte côté réseau incombe au gestionnaire de réseau. Si le gestionnaire de réseau n'exploite pas les appareils de mesure qui servent au décompte de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie provenant du réseau de distribution et qui sont pertinents pour les processus de décompte et de comptabilisation, cela équivaut à une libéralisation du système de mesure et va par conséquent à l'encontre des dispositions de l'OApEl ou de la responsabilité fondamentale de ces processus qui incombe au gestionnaire de réseau. Concernant l'al. 3: Précision afin qu'il soit bien clair qu'il faut utiliser la méthode de mesure A (principe de Ferraris).
3 Le gestionnaire de réseau doit exploiter les appareils de mesure au point de mesure visé à l'art. 2, al. 1, let. c, OApEl en cumulant les phases.	3 Le gestionnaire de réseau doit exploiter les appareils de mesure au point de mesure visé à l'art. 2, al. 1, let. c, OApEl en cumulant toutes les phases	
Art. 19 Rapport avec le gestionnaire de réseau		
1 Les propriétaires fonciers ont trois mois pour informer à l'avance le gestionnaire de réseau de leur volonté d'exercer		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
leur droit à la consommation propre ou d'y renoncer.		
	1bis Ils doivent communiquer au gestionnaire de réseau le nom de la personne qui représente le regroupement à l'extérieur.	Concernant l'al. 1bis: Cf. commentaire relatif à l'art. 19, al. 1.
2 Les propriétaires fonciers ont également trois mois pour informer à l'avance le gestionnaire de réseau de la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre ainsi que pour lui communiquer quels sont les locataires et les preneurs à bail y participant ou pour l'informer de la dissolution d'un tel regroupement.		
3 Les propriétaires fonciers doivent aviser immédiatement le gestionnaire de réseau si un locataire ou un preneur à bail quitte le regroupement (art. 17, al. 4). Le gestionnaire de réseau doit intégrer le locataire ou le preneur à bail en question dans un délai de trois mois dans l'approvisionnement de base visé à l'art. 6 ou 7 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl).	3 Les propriétaires fonciers doivent aviser immédiatement le gestionnaire de réseau si un locataire ou un preneur à bail ~~quitte le~~ met fin à sa participation au regroupement (art. 17, al. 4). Le gestionnaire de réseau doit intégrer le locataire ou le preneur à bail en question dans un délai de trois mois dans l'approvisionnement de base visé à l'art. 6 ou 7 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl).	
4 Si le propriétaire foncier n'est pas en mesure d'approvisionner en électricité les membres du regroupement, le gestionnaire de réseau doit immédiatement assurer l'approvisionnement. Dans ce cas, le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants du gestionnaire de réseau.	4 Si le propriétaire foncier n'est pas en mesure d'approvisionner en électricité les ~~membres du~~ participants au regroupement, le gestionnaire de réseau doit ~~immédiatement~~ si possible assurer l'approvisionnement. Dans ce cas, le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants du gestionnaire de réseau. Cette disposition s'applique également en cas de dissolution du regroupement ou lorsqu'un locataire ou preneur à bail met fin à sa participation au regroupement.	Concernant l'al. 4: Le gestionnaire de réseau n'a pas toujours la possibilité d'assurer l'approvisionnement des sites de consommation au sein du regroupement dans le cadre de la consommation propre. Cela dépend notamment de la puissance de raccordement au point de mesure, qui ne doit plus être basée sur l'approvisionnement complet des sites de consommation à partir du réseau public.
5 Quiconque recourt à la possibilité de la consommation propre doit communiquer au moins une fois par an au gestionnaire de réseau la quantité d'énergie autoproduite et consommée sur place.	5 Quiconque recourt à la possibilité de la consommation propre et possède une installation > 10 kVA doit communiquer au moins une fois par an ~~au gestionnaire de réseau~~ à l'OFEN à des fins statistiques la quantité d'énergie autoproduite et consommée sur place.	Concernant l'al. 5: Le gestionnaire de réseau n'a pas besoin de ces données. L'obligation d'annoncer de très petites installations n'apporte aucun avantage et implique une charge administrative inutile aussi bien pour les producteurs que pour le service chargé de la collecte des données.
Chapitre 5: Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité, contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique et garanties pour la géothermie ainsi qu'indemnisation de mesures d'assainissement dans le cas d'installations hydroélectriques **Section 1: Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité**		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 20 Appels d'offres		
1 L'OFEN lance chaque année des appels d'offres publics pour des mesures d'efficacité temporaires dans le domaine de l'électricité (mesures d'efficacité électrique).		
2 Ces mesures d'efficacité électrique doivent notamment viser la réduction, avec le meilleur rapport coûts-utilité possible, de la consommation d'électricité des bâtiments, des véhicules, des installations, des appareils ou des entreprises ainsi qu'une accélération de la mise sur le marché de nouvelles technologies.	2 *Biffer*	Concernant l'al. 2: L'objectif formulé d'une accélération de la viabilité de nouvelles technologies sur le marché doit être biffé. Les appels d'offres publics doivent encourager de manière technologiquement neutre les mesures d'efficacité offrant le meilleur rapport coûts-utilité possible. Ils ont pour but de réaliser des gains d'efficacité et non de promouvoir de nouvelles technologies. L'art. 32 LEne définit les mesures soutenues par des appels d'offres publics. On ne saisit pas la raison pour laquelle une partie de ces mesures sont de nouveau mentionnées explicitement dans l'ordonnance. L'art. 22, al. 2, précise que l'on vise le meilleur rapport coûts-utilité possible. L'art. 20, al. 2, peut par conséquent être biffé intégralement.
Art. 21 Conditions de participation		
1 L'OFEN fixe chaque année les conditions de participation à la procédure d'appel d'offres. Il fixe les points essentiels de l'aide et peut exclure de celle-ci certains domaines ou applications. Par ailleurs, il peut notamment limiter le montant de l'aide par projet ou par programme et exclure de la participation des projets de la Confédération.	1 L'OFEN fixe ~~chaque année~~ les conditions de participation à la procédure d'appel d'offres et les adapte si de nouvelles lois ou prescriptions l'exigent. ~~Il fixe les points essentiels de l'aide et peut exclure de celle-ci certains domaines ou applications.~~ Par ailleurs, il peut notamment limiter le montant de l'aide par projet ou par programme et exclure de la participation des projets de la Confédération.	Concernant l'al. 1: Il ne faut adapter les conditions de participation à la procédure d'appel d'offres que si de nouvelles lois ou prescriptions l'exigent. L'adaptation annuelle des conditions telle qu'elle est pratiquée actuellement est source d'incertitudes inutiles pour les entreprises participantes et empêche une exécution efficace. Les appels d'offres publics ont pour objectif de promouvoir l'efficacité énergétique et non une technologie en particulier. En conséquence, il convient de les élaborer de manière technologiquement neutre.
2 Quiconque participe aux appels d'offres publics ne peut participer qu'une seule fois par an aux appels d'offres publics avec le même projet ou programme.	2 *Biffer*	Concernant l'al. 2: Le délai de blocage d'un an est arbitraire. Les entreprises souhaitant p. ex. participer rapidement à un autre appel d'offres avec une proposition de projet adaptée sont entravées dans la mise en œuvre des mesures d'efficacité.
Art. 22 Prise en compte et sélection		
1 Ne sont pris en compte pour une aide que les projets et les programmes qui: a. satisfont aux conditions de participation à la procédure d'appel d'offres; b. ne seraient pas réalisés sans aide.		
2 Les projets et les programmes présentant le meilleur rapport coût-efficacité (ct./kWh) reçoivent une aide.	2 Les projets et les programmes présentant la meilleure efficacité ~~le meilleur rapport coût-efficacité (ct./kWh)~~ reçoivent une aide.	Concernant l'al. 2: Dans la pratique, l'al. 2 oblige les responsables de programme à prendre en charge une partie des coûts de mise en œuvre des programmes, ce qui entraîne notamment une

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		baisse du rapport coût-efficacité. L’al. 1, let b. doit empêcher l’effet d’aubaine. Mais en particulier pour les projets, cet alinéa combiné à l’al. 2 génère des contradictions que les entreprises ne comprennent pas. Si le projet doit présenter un bon rapport coût-efficacité, il ne doit pas être rentable ou pouvoir être réalisé sans subventions. Toutefois, chaque entreprise a sa propre interprétation de la rentabilité, d’où la nécessité de définir ce terme. Pour les projets et les programmes, cette définition doit être identique à celle qui s’applique à d’autres instruments fédéraux tels que la convention d’objectifs (délai de récupération de 4 ans). L’objectif prioritaire doit être la mise en œuvre d’un maximum de projets visant à économiser l’électricité, et ce à moindres frais pour la collectivité.
Art. 23 Versement 1 L’aide est versée une fois que les mesures d’efficacité électrique ont été mises en œuvre. Si celles-ci ne l’ont pas été à la date fixée ou si les économies d’électricité visées ne sont pas réalisées, l’aide est réduite de manière appropriée. 2 Dans le cas de projets et de programmes prévus sur une longue durée, des versements peuvent avoir lieu avant que les mesures aient été intégralement mises en œuvre pour autant que les objectifs intermédiaires préalablement fixés soient atteints. Si un objectif intermédiaire n’est pas atteint, des aides supplémentaires peuvent être refusées. 3 Tout bénéficiaire d’une aide doit mettre à la disposition de l’OFEN et des organismes chargés de l’exécution les données nécessaires à la vérification du gain d’efficacité électrique et garantir l’accès aux installations concernées.	1 L’aide est versée une fois que les mesures d’efficacité électrique ont été mises en œuvre. Si celles-ci ne l’ont pas été à la date fixée ~~ou si les économies d’électricité visées ne sont pas réalisées~~, l’aide est réduite de manière appropriée.	Concernant l’al. 1: Si le versement de l’aide est conditionné par la réalisation des économies d’électricité visées, cela requiert des mesures onéreuses qui augmentent encore le coût du projet ou du programme et réduisent son rapport coûts-utilité. Cela va à l’encontre de l’idée fondamentale selon laquelle il faut soutenir les projets et les programmes présentant le meilleur rapport coûts-utilité possible. Dans la pratique, de telles mesures précédant et suivant la mise en œuvre ne sont guère réalisables à un coût raisonnable, étant donné que divers facteurs influent sur la consommation d’électricité. Le dépôt du projet permet d’en présenter l’efficacité.
Art. 24 Evaluation et publication 1 L’OFEN évalue les projets et les programmes recevant une aide, notamment concernant: a. les responsables; b. la brève description; c. les économies d’électricité attendues et réalisées; d. l’aide par kilowattheure économisé (rapport coût-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
efficacité). 2 Il publie les résultats des évaluations chaque année.		
3 Après la conclusion d'un projet ou d'un programme, il publie les économies d'électricité réalisées.	3 *Biffer*	Concernant l'al. 3: La publication des économies d'électricité réalisées est déjà garantie par l'art. 24, al. 1 et 2.
4 Dans le respect du secret d'affaires et de fabrication, il peut publier les données fournies par les responsables de projet et de programme ainsi que les rapports intermédiaires et finaux.	4 *Biffer*	Concernant l'al. 4: Les rapports finaux, notamment, sont très détaillés et permettent de tirer des conclusions sur les stratégies spécifiques aux entreprises lors de la planification des projets et des programmes. C'est pourquoi il faut s'abstenir de les publier.
Section 2: Contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique et garanties pour la géothermie	**Section 2: Contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique et garanties pour la géothermie <u>destinée à produire de l'électricité et de la chaleur</u>**	Dans la loi sur le CO_2, il est question de géothermie destinée à produire de la chaleur, tandis que l'OEne ne parle que de géothermie. Il faut donc y indiquer explicitement qu'il est possible de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur.
Art. 25 Conditions d'octroi et demande 1 Des contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique peuvent être accordées si un projet remplit les exigences fixées à l'annexe 1. 2 Des garanties pour la géothermie peuvent être accordées si un projet remplit les exigences fixées à l'annexe 2.		
3 La demande doit être déposée auprès de l'OFEN. Pour ce faire, il faut attendre que les autorisations ou les concessions nécessaires à la réalisation du projet soient entrées en force et que le financement soit garanti.	3 La demande doit être déposée auprès de l'OFEN. Pour ce faire, il faut attendre que les autorisations ou les concessions nécessaires à la réalisation du projet soient entrées en force ~~et que le financement soit garanti~~.	Concernant l'al. 3: Généralement, une approbation de l'OFEN d'allouer des fonds de promotion est nécessaire pour obtenir des contributions financières. Le financement ne peut donc être garanti qu'une fois l'approbation donnée.
Art. 26 Examen de la demande et décision 1 Pour examiner les demandes, l'OFEN fait appel à un groupe d'experts indépendant composé d'au plus six spécialistes. 2 Le groupe d'experts évalue la demande et émet une recommandation à l'intention de l'OFEN. Il peut faire appel à d'autres spécialistes afin de remplir ses tâches. 3 Pour les contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique, la procédure se base sur l'annexe 1, ch. 3 et 4 et pour les garanties pour la géothermie sur l'annexe 2, ch. 3. 4 Si les conditions d'octroi d'une contribution à la prospection géothermique ou d'une garantie pour la géothermie sont remplies, la Confédération conclut un contrat de droit administratif avec le requérant. Ce contrat définit notamment les conditions de la restitution en vertu de l'art. 29.		
Art. 27 Ordre de prise en compte		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
1 Si le fonds alimenté par le supplément ne dispose pas de ressources suffisantes, l’OFEN inscrit le projet sur une liste d’attente, sauf si le projet ne remplit manifestement pas les conditions. L’OFEN en informe le requérant. 2 Lorsque des ressources sont à nouveaux disponibles, l’OFEN prend en compte les projets les plus avancés. Si plusieurs projets présentent le même stade d’avancement, le projet dont la date de dépôt de la demande est la plus ancienne est pris en considération.		
Art. 28 Versement de la garantie pour la géothermie La garantie pour la géothermie est versée sur demande si un projet est qualifié de succès partiel ou d’échec. En cas de succès partiel, la garantie pour la géothermie est versée au prorata.		
Art. 29 Restitution 1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions (LSu) s’appliquent par analogie à la restitution des contributions à la prospection ou à l’exploration géothermique et des garanties pour la géothermie. 2 L’OFEN peut au demeurant demander la restitution des contributions à la prospection ou à l’exploration géothermique si l’exploitation de l’installation génère des gains démontrant a posteriori que les subventions n’étaient pas nécessaires. 3 Si le projet est utilisé à d’autres fins et génère ainsi des gains, l’OFEN peut ordonner par décision la restitution des contributions à la prospection ou à l’exploration géothermique et des garanties pour la géothermie versées. 4 Avant une éventuelle modification d’utilisation ou cession, il convient d’indiquer à l’OFEN: a. le genre d’utilisation prévu; b. le propriétaire et le responsable; c. si et dans quelle mesure des gains sont réalisés.		
Section 3: Indemnisation de mesures d’assainissement dans le cas d’installations hydroélectriques		
Art. 30 Demande 1 Pour des mesures prises en vertu de l’art. 83*a* de la loi du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux (LEaux) ou selon l’art. 10 de la loi du 21 juin 1991 sur la pêche (LFSP), le détenteur d’une installation hydroélectrique peut adresser une demande de remboursement des coûts à l’autorité canto-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
nale compétente. 2 Cette demande doit être présentée avant le début des travaux de construction ou la préparation d'acquisitions d'une certaine importance (art. 26, al. 1, LSu). 3 Les conditions requises sont régies par l'annexe 3, ch. 1.	2 Cette demande doit être présentée avant le début des travaux de construction ou la préparation d'acquisitions d'une certaine importance ~~(art. 26, al. 1, LSu)~~.	Concernant l'al. 2: Le financement de ces mesures ne doit pas être considéré comme une subvention.
Art. 31 Communication et vérification de la demande par l'autorité cantonale 1 Après réception de la demande, l'autorité cantonale communique immédiatement les informations suivantes à l'Office fédéral de l'environnement (OFEV): a. la date de dépôt de la demande; b. le nom du requérant; c. le type de mesures; d. les coûts imputables probables; e. la date probable de la fin des mesures de mise en œuvre; f. des informations concernant d'éventuelles demandes de paiement partiel prévues pour les mesures. 2 L'autorité cantonale examine la demande conformément aux critères de l'annexe 3, ch. 2 et 3, et la transmet, assortie de son avis, à l'OFEV. 3 Si la demande n'est pas complète, elle en informe immédiatement l'OFEV. Elle informe à nouveau l'OFEV dès que les documents nécessaires pour que la demande soit complète lui ont été transmis.		
Art. 32 Octroi de l'indemnisation 1 L'OFEV examine la demande conformément aux critères énumérés à l'annexe 3, ch. 2 et 3, et coordonne son évaluation avec l'autorité cantonale. 2 Si les conditions d'indemnisation sont remplies, l'OFEV accorde l'indemnisation au détenteur de l'installation hydroélectrique et en fixe le montant probable. 3 Si le détenteur de l'installation hydroélectrique constate des frais supplémentaires après l'octroi de l'indemnisation, il en informe sans délai l'autorité cantonale et l'OFEV. Si les frais supplémentaires sont considérables, la procédure visée aux al. 1 et 2 est applicable par analogie.	3 Si le détenteur de l'installation hydroélectrique constate des frais supplémentaires après l'octroi de l'indemnisation, il en informe sans délai l'autorité cantonale et l'OFEV. ~~Si les frais supplémentaires sont considérables, la procédure visée aux al. 1 et 2 est applicable par analogie.~~	Concernant l'al. 3: Les notifications déjà reçues et les investissements déjà réalisés se basent sur la certitude que tous les coûts seront pris en charge. Les frais supplémentaires, qui en général ne sont pas dus à la société hydroélectrique, doivent également être payés en vertu de la loi. C'est pourquoi un réexamen n'est pas judicieux et diminue la sécurité juridique.
Art. 33 Plan de versements 1 Lorsque les demandes déposées dépassent les ressources disponibles, l'OFEV établit un plan de versements.	1 Lorsque les demandes déposées dépassent les ressources disponibles, l'OFEV établit un plan de versements. Les retards de versement en raison dudit plan font l'objet d'un intérêt moratoire en vertu de l'art. 104, al 1 du Code des obli-	Concernant l'al. 1: Il est difficile d'évaluer les conséquences de la formulation actuelle. En cas de retard de versement, un intérêt moratoire de 5 % s'applique. Tôt ou tard, il ne sera plus possible de financer tous les projets. Il

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 L’ordre des versements est déterminé par la date du dépôt de la demande complète auprès de l’autorité cantonale.	gations.	est donc judicieux d’intégrer d’ores et déjà dans l’OEne une réglementation à ce sujet.
Art. 34 Versement de l’indemnisation et restitution 1 Après réalisation des mesures, le détenteur d’une installation hydroélectrique remet à l’autorité cantonale compétente une liste de l’ensemble des coûts effectifs imputables.		
2 Les coûts imputables sont régis par l’annexe 3, ch. 3.	2 Les coûts imputables sont régis par l’annexe 3, ch. 3. Lorsque des constructions de centrales ont aussi un effet d’assainissement, la participation aux coûts se base sur les charges financières d’une mesure comparable réalisable en théorie.	Concernant l’al. 2: Il faut inclure dans l’ordonnance la possibilité de financer un projet virtuel.
3 Le DETEC règle les détails pour le calcul des coûts imputables de mesures d’exploitation.	3 Le DETEC règle les détails pour le calcul des coûts imputables de mesures d’exploitation (RS 730.014.1).	Concernant l’al. 3: Renvoi à RS 730.014.1 (ordonnance du DETEC concernant le calcul des coûts imputables des mesures d’exploitation visant à assainir des centrales hydroélectriques) afin de lever les ambiguïtés.
4 L’autorité cantonale compétente évalue la liste des coûts effectifs quant à l’imputabilité des coûts faisant l’objet de la demande d’indemnisation et la transmet, assortie de son avis, à l’OFEV. 5 L’OFEV examine la liste des coûts, coordonne son évaluation avec l’autorité cantonale et émet une décision concernant l’indemnisation. 6 Il exige le remboursement d’éventuelles indemnisations payées en trop.		
Art. 35 Paiements partiels 1 En cas de mesures d’assainissement onéreuses, le détenteur d’une installation hydroélectrique peut demander deux paiements partiels par an au plus, pour autant que cette possibilité soit prévue par la décision d’octroi de l’indemnisation et que le projet soit avancé en conséquence.	1 En cas de mesures d’assainissement onéreuses, le détenteur d’une installation hydroélectrique peut demander deux paiements partiels par an au plus, pour autant ~~que cette possibilité soit prévue par la décision d’octroi de l’indemnisation et~~ que le projet soit avancé en conséquence.	Concernant l’al. 1: À des fins d’égalité de droit, les projets en cours ne doivent pas être exclus de la possibilité de paiements partiels. Il existe des notifications de financement datant d’une époque où les paiements partiels étaient impossibles (p. ex. Gemeinschaftskraftwerk Inn). Ces notifications ne prévoient pas de paiement partiel, ce qui entraînerait une discrimination. On pourrait également compléter l’alinéa comme suit: «Pour autant que l’indemnisation d’une mesure d’assainissement onéreuse ait été octroyée avant le xx.yy.20zz, le détenteur d’une installation hydroélectrique peut également déposer une demande de paiements partiels si cette possibilité n’est pas prévue dans la décision.» Il convient de privilégier la première variante. Et si les caisses sont vides, la demande peut toujours être rejetée.
2 L’autorité cantonale compétente évalue les demandes de paiements partiels et les transmet, assorties de son avis, à l’OFEV. 3 L’OFEV examine les demandes de paiements partiels, se concerte avec l’autorité cantonale et procède aux paiements.		
Art. 36 Applicabilité de la loi sur les subventions		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Pour le reste, le chap. 3 de la loi sur les subventions est applicable par analogie.	~~Pour le reste, le chap. 3 de la loi sur les subventions est applicable par analogie.~~ Une utilisation en sus d’une mesure d’assainissement n’entraîne pas de réduction des coûts imputables. Les investissements dans une utilisation supplémentaire peuvent bénéficier de subsides additionnels s’ils remplissent les critères requis.	Les indemnités versées pour des mesures d’assainissement ne sont pas des subventions. Une utilisation en sus d’une mesure d’assainissement n’entraîne pas de réduction des coûts imputables. Les investissements dans une utilisation supplémentaire peuvent bénéficier de subsides additionnels s’ils remplissent les critères requis.
Chapitre 6: Supplément **Section 1: Prélèvement et utilisation**		
Art. 37 Prélèvement 1 Le supplément s’élève à 2,3 centimes/kWh. 2 L’organe d’exécution prélève le supplément au moins une fois par trimestre et le verse sans délai dans le fonds alimenté par le supplément. 3 Si la réglementation de l’art. 38 LEne entraîne une modification des besoins financiers d’au moins 0,05 centime/kWh, le DETEC soumet au Conseil fédéral une proposition en vue de redéfinir un montant correspondant du supplément. Il indique dans sa proposition la répartition attendue du supplément entre les différents types d’utilisation.		
Art. 38 Utilisation 1 L'affectation des ressources disponibles dépend des besoins financiers et des coûts d’exécution des différentes utilisations, de la quote-part des coûts pour le remboursement du supplément visé à l’art. 39 LEne, de la liquidité globale du fonds alimenté par le supplément ainsi que de la contribution des différentes utilisations pour réaliser le but visé par la loi et atteindre les valeurs indicatives conformément aux art.2 et 3 LEne. 2 Les parts maximales prévues par la loi pour la prime de marché, pour les grandes centrales hydroélectriques existantes et pour les indemnisations conformément à l’art. 34 de la loi sont exploitées dans la mesure où les besoins financiers l’exigent. Dans le cas des autres types d’utilisation avec une part maximale légale, l'affectation des ressources se fonde sur l’al. 1.		
Section 2: Remboursement		
Art. 39 Conditions d’éligibilité 1 La question de savoir si un consommateur final assume principalement une tâche de droit public en vertu d’une dis-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
position légale ou contractuelle conformément à l’art. 39, al. 3, LEne est déterminée en fonction du rendement. 2 Les grandes installations de recherche pour lesquelles le remboursement du supplément peut être demandé en vertu de l’art. 39, al. 3, 2e phrase, LEne figurent à l’annexe 4. Le DETEC peut adapter ladite annexe.		
Art. 40 Période déterminante L’existence ou non du droit au remboursement, dévolu à un consommateur final, s’apprécie toujours par rapport à un exercice clôturé.		
Art. 41 Convention d’objectifs 1 Quiconque souhaite demander le remboursement du supplément doit élaborer une proposition de convention d’objectifs en collaboration avec un tiers mandaté visé à l’art. 51, al. 1, let. a, et la soumettre à l’OFEN pour examen, au plus tard trois mois avant la clôture de l’exercice pour lequel il demande le remboursement. 2 La convention d’objectifs a une durée d’au moins dix ans et débute le 1er janvier. Elle doit comprendre chaque exercice dans sa totalité pour lequel un remboursement est demandé. 3 La convention d’objectifs fixe un objectif d’efficacité énergétique pour chaque année civile considérée. L’efficacité énergétique doit augmenter de façon linéaire. 4 La convention d’objectifs est respectée si l’efficacité énergétique pendant toute la durée de la convention d’objectifs n’est pas inférieure à l’objectif d’efficacité énergétique fixé pour l’année considérée pendant plus de deux années consécutives et dans l’ensemble pendant plus de la moitié des années.	3 La convention d’objectifs fixe un objectif d’efficacité énergétique pour chaque année civile considérée. ~~L’efficacité énergétique doit augmenter de façon linéaire.~~	Concernant l’al. 3: L’AES considère les engagements de réduction comme un instrument utile pour accroître l’efficacité énergétique. La législation devrait par conséquent être conçue de façon à ce qu’un maximum d’entreprises concluent une convention d’objectifs. Un modèle linéaire d’augmentation de l’efficacité énergétique ne présente aucun avantage par rapport aux objectifs des mesures habituels aujourd’hui et méconnaît la réalité dans les entreprises: il est souvent nécessaire de mener des travaux préliminaires au début de la convention d’objectifs et les gains d’efficacité ne sont réalisés qu’à un stade ultérieur. Il est absurde de compliquer l’exécution d’une convention d’objectifs par de telles contraintes administratives et ainsi de réduire son attractivité, notamment dans la mesure où elles ne permettent en rien d’accroître les gains d’efficacité pendant la durée de cette convention.
Art. 42 Rapport 1 Le consommateur final a jusqu’au 31 mai de l’année suivante pour transmettre à l’OFEN un rapport sur la mise en œuvre de la convention d’objectifs concernant l’année civile considérée. 2 Le rapport présente les données de l’année civile qui sont		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
déterminantes dans le cadre de la convention d’objectifs et les compare avec les données des années précédentes. Il comprend au moins les données suivantes: a. la consommation totale d’énergie du consommateur final avec une comparaison des valeurs effectives et des valeurs de référence; b. les mesures d’efficacité énergétique mises en œuvre et leur effet; c. l’efficacité énergétique du consommateur final avec une comparaison des valeurs effectives et des valeurs de référence; d. les mesures de correction prévues, dans le cas où l’objectif d’efficacité énergétique fixé pour l’année considérée n’a pas été atteint et les raisons pour lesquelles cet objectif n’a pas été atteint. 3 L’OFEN peut demander des données supplémentaires, dans la mesure où elles sont nécessaires pour vérifier le respect de la convention d’objectifs.		
Art. 43 Adaptation de la convention d’objectifs 1 L’OFEN examine sur demande ou d’office l’adaptation de la convention d’objectifs. 2 Il examine l’adaptation dans tous les cas: a.si l’efficacité énergétique du consommateur final est au moins de 30 % inférieure ou supérieure à l’objectif d’efficacité énergétique fixé pour l’année considérée; et b. si une modification significative des faits sur lesquels repose la convention d’objectifs est à l’origine de l’écart par rapport à l’objectif d’efficacité énergétique, cette modification n’étant pas seulement de nature provisoire, notamment en cas de modification significative et durable de la structure ou de l’activité commerciale du consommateur final. 3 Le consommateur final doit informer sans tarder l’OFEN en cas de modification des faits sur lesquels repose la convention d’objectifs. 4 Une éventuelle adaptation de la convention d’objectifs intervient avec effet rétroactif au début de l’année où la modification a déployé ses effets.		
Section 3: Procédure de remboursement		
Art. 44 Demande 1 La demande de remboursement du supplément doit être transmise à l’OFEN au plus tard six mois après la clôture		Concernant l’al. 1: La législation devrait être conçue de façon à ce qu’un maximum d’entreprises concluent une convention

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
de l’exercice pour lequel le remboursement est demandé. 2 Elle doit comporter au moins les justificatifs et documents suivants: a. la preuve de la valeur ajoutée brute du dernier exercice clôturé et les documents correspondants visés à l’art. 45; b. le rapport de l’organe de révision concernant la révision ordinaire ou restreinte; c. la preuve des coûts d’électricité du dernier exercice clôturé et les documents correspondants visés à l’art. 46; d. la preuve de la quantité d’électricité soutirée pendant le dernier exercice clôturé et du supplément acquitté en conséquence ainsi que les documents correspondants visés à l’art. 46. 3 Dans le cas des consommateurs finaux visés à l’art. 39, al. 3, 2e phrase, LEne, la demande doit, par dérogation à l’al. 2, seulement comporter ce qui suit: a. la preuve de la quantité d’électricité soutirée pendant le dernier exercice clôturé dans le cadre de l’exploitation des grandes installations de recherche visées à l’annexe 4; et b. la preuve du supplément acquitté en conséquence.		d’objectifs visant à accroître l’efficacité énergétique et à réduire les émissions de CO_2. Il faut simplifier les processus complexes et bureaucratiques qui empêchent aujourd’hui les entreprises de conclure une convention d’objectifs. Cela implique en particulier d’harmoniser les exigences relatives aux conventions d’objectifs en vertu de la loi sur le CO_2 avec celles conformes à la loi sur l’énergie. Les délais cités à l’art. 44 ne sont toujours pas en phase avec ceux des conventions d’objectifs selon la loi sur le CO_2. Ce point doit être adapté.
Art. 45 Valeur ajoutée brute 1 La valeur ajoutée brute doit être établie sur la base des comptes annuels soumis à un contrôle ordinaire des entreprises dans l’obligation de tenir une comptabilité et de présenter des comptes conformément à l’art. 957, al. 1, du code des obligations (CO). Elle est calculée en vertu de l’annexe 5, ch. 1. 2 Dans la mesure où il y a obligation de dresser des états financiers selon une norme reconnue conformément à l’art. 962 CO, la valeur ajoutée brute doit être établie sur la base de ces comptes. Une attestation d’un expert-réviseur agréé en vertu de l’art. 4 de la loi du 16 décembre 2005 sur la surveillance de la révision confirmant que la valeur ajoutée brute a été calculée correctement doit en outre être fournie. 3 Les entreprises qui ne répondent pas aux exigences de la révision ordinaire selon l’art. 727, al. 1, CO calculent la valeur ajoutée brute d’après les formulaires officiels de décompte de la taxe sur la valeur ajoutée de l’exercice plein conformément à l’annexe 5, ch. 2.		
Art. 46 Coûts d’électricité, quantité d’électricité soutirée et supplément		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
1 Les coûts d’électricité, la quantité d’électricité soutirée et le supplément acquitté en conséquence doivent être établis sur la base de justificatifs de facture. 2 Les coûts d’électricité sont les coûts facturés à l’entreprise par une entreprise d’approvisionnement en électricité ou un tiers pour la fourniture de courant, l’utilisation du réseau ainsi que pour les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques, y compris le supplément et sans la taxe sur la valeur ajoutée.		
Art. 47 Examen de la demande 1 L’OFEN décide du droit au remboursement du supplément en se basant sur la demande de remboursement et le rapport qui renseigne sur la mise en œuvre de la convention d’objectifs. 2 Si l’OFEN ne dispose pas encore de rapport donnant des renseignements suffisants concernant l’exercice plein et s’il apparaît que le respect de la convention d’objectifs est menacé, l’OFEN peut attendre d’avoir reçu et évalué le rapport suivant avant de rendre une décision.		
Art. 48 Versement annuel 1 Si l’OFEN approuve la demande de remboursement, le montant du remboursement est versé dans un délai de deux mois après la décision de remboursement, en tenant compte d’éventuels versements mensuels. 2 En cas de remboursement partiel, le montant se calcule conformément à l’annexe 6, ch. 1. 3 Le montant du remboursement n’est pas rémunéré.		
Art. 49 Versement mensuel 1 Le consommateur final peut faire une demande de versement mensuel pour l’exercice en cours auprès de l’OFEN. Cette demande vaut aussi pour les exercices suivants. Elle doit comporter les données et documents visé à l’art. 44, al. 2, let. a, c et d, pour autant qu’ils n’aient pas déjà été transmis avec la demande de remboursement. 2 En cas de versement mensuel, 80 % du supplément devant être vraisemblablement remboursé durant l’exercice en cours est versé. Les montants versés mensuellement se calculent conformément à l’annexe 6, ch. 2. 3 Les versements suivants ont lieu dans un délai de 30 jours après l’approbation de la demande: a. 80 % du supplément devant être vraisemblablement remboursé pour le dernier exercice clôturé;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
b. le montant calculé conformément à l’al. 2 pour les mois de l’exercice en cours qui se sont écoulés jusqu’à l’approbation de la demande. 4 L’OFEN peut en tout temps adapter les montants versés mensuellement: a. en cas de modification des paramètres sur lesquels repose leur calcul; b. lorsque la consommation d’électricité du consommateur final durant l’exercice en cours diverge considérablement de sa consommation d’électricité durant le dernier exercice clôturé. 5 En cas de modification des paramètres visés à l’al. 4, notamment de la quantité d’électricité soutirée, le consommateur final doit en informer sans tarder l’OFEN.		
Art. 50 Restitution des remboursements obtenus indûment 1 Si l’examen de la demande de remboursement révèle que le consommateur final a reçu des montants trop élevés au titre de l’art. 49 ou que le montant minimal visé à l’art. 40, let. d, LEne n’est pas atteint, l’OFEN ordonne par décision la restitution des montants versés en trop pour l’exercice concerné. 2 Si le consommateur final ne respecte pas complètement la convention d’objectifs, l’OFEN ordonne par décision la restitution de tous les montants remboursés pendant la durée de la convention d’objectifs (art. 41, al. 3, LEne). 3 Les montants sont restitués en faveur du fonds alimenté par le supplément. Aucun intérêt n’est perçu.		
Art. 51 Recours à des tiers 1 L’OFEN peut charger des tiers des tâches suivantes: a. élaboration de la proposition de convention d’objectifs avec les consommateurs finaux; b. examen de la proposition de convention d’objectifs; c. aide au consommateur final dans le cadre de l’établissement du rapport annuel concernant la mise en œuvre de la convention d’objectifs; d. examen des données et des documents transmis dans le cadre de la demande. 2 Les consommateurs finaux concernés sont tenus de collaborer avec lesdits tiers mandatés. Ils fournissent notamment à ces derniers les documents nécessaires et leur garantissent l’accès à leurs installations pendant les heures de travail normales.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 7: Utilisation économe et efficace de l’énergie dans les bâtiments et les entreprises		
Art. 52 Bâtiments 1 Les cantons se basent sur les exigences cantonales harmonisées pour édicter des dispositions conformément à l’art. 45, al. 3, LEne. 2 Sont en particulier réputées rénovations notables au sens de l’art. 45, al. 3, let. c, LEne: a. l’assainissement complet des systèmes de chauffage et d’eau chaude; b. l’assainissement énergétique de bâtiments intégrés dans des réseaux de chauffage à distance pour lesquels le décompte est effectué par bâtiment lorsque l’enveloppe d’un ou de plusieurs bâtiments est assainie à plus de 75 %.		L’AES approuve une harmonisation des conventions d’objectifs de la Confédération et des Cantons.
Art. 53 Consommation énergétique des entreprises 1 Si une convention d’objectifs est utilisée tant dans le cadre de l’exécution des dispositions de la Confédération sur les conventions d’objectifs que dans celui de l’exécution des dispositions cantonales sur les conventions d’objectifs passées avec les grands consommateurs conformément à l’art. 46, al. 3, LEne, les cantons sont tenus de respecter les prescriptions de la Confédération. 2 L’élaboration de la proposition pour une telle convention d’objectifs, l’examen de ladite proposition et la vérification du respect de la convention d’objectifs relèvent de la compétence de l’OFEN. 3 Sur demande d’un canton, l’OFEN peut aussi assumer les tâches visées à l’al. 2 si la convention d’objectifs est utilisée exclusivement pour l’exécution des dispositions cantonales sur les conventions d’objectifs passées avec les gros consommateurs conformément à l’art. 46, al. 3, LEne. 4 L’OFEN peut charger des tiers des tâches visées à l’al. 2.		
Chapitre 8: Encouragement **Section 1: Mesures**		
Art. 54 Information et conseils 1 Les cantons, les communes et des organisations privées peuvent bénéficier d’un soutien de la Confédération, notamment: a. pour la publication de documentations, b. pour la réalisation de travaux de relations publiques;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
c. pour la réalisation d’expositions, de manifestations et de concours; d. pour l’utilisation des médias numériques dans un but d’information et de conseil; e. pour la mise en place d’offres de conseils; f. pour la réalisation de conseils. 2 Ce soutien implique que les activités s’inscrivent dans la ligne de la politique énergétique de la Confédération et des cantons.		
Art. 55 Formation et formation continue 1 La formation et la formation continue des personnes chargées de tâches qui relèvent de la loi et de la présente ordonnance peuvent faire l’objet d’un soutien de la Confédération, notamment: a. au moyen de contributions aux activités organisées par les cantons et les communes ou par des organisations; b. au moyen d’activités organisées par l’OFEN. 2 La Confédération soutient, conjointement avec les cantons, des associations et des institutions de formation, la formation et la formation continue des spécialistes de l’énergie, notamment par les moyens suivants: a. élaboration d’offres de cours pour la formation et la formation continue; b. préparation de supports pédagogiques et d’aides didactiques; c. formation continue des enseignants; d. mise au point et entretien d’un système d’information. 3 Le soutien de la formation et de la formation continue à titre individuel est exclu.		
Art. 56 Installations pilotes et de démonstration ainsi que projets pilotes et de démonstration 1 Peuvent être soutenus: a. les installations et les projets pilotes qui: 1. servent à l’expérimentation technique de systèmes, de méthodes ou de concepts énergétique; et 2. sont construits à une échelle permettant l’acquisition de données scientifiques, techniques, économiques et sociales; b. les installations et les projets de démonstration qui: 1. servent à prouver la capacité de fonctionnement dans des conditions proches de celles du marché; et 2. permettent une mise à l’épreuve complète sur les plans technique, économique et social dans la pers-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
pective de l’exploitation commerciale de technologies et de solutions énergétiques innovantes. 2 Les installations et les projets de démonstration peuvent être reconnus par l’OFEN comme des projets phares s’ils servent à faire connaître de nouveaux concepts et technologies de pointe et contribuent au dialogue sur le thème de l’énergie au sein de la population en général.		
Section 2: Contributions globales		
Art. 57 Conditions générales 1 Des contributions globales peuvent être accordées aux programmes cantonaux: a. d’information et de conseil (art. 47 LEne); b. de formation et de formation continue (art. 48 LEne); c. visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne). 2 Des contributions globales sont accordées à de tels programmes seulement lorsque: a. le programme repose sur une base légale au niveau cantonal; b. le canton libère un crédit financier pour le programme concerné; et c. le canton ne perçoit pas déjà une autre contribution de la Confédération pour le programme concerné.		
Art. 58 Contributions globales aux programmes cantonaux d’information et de conseil ainsi que de formation et de formation continue Dans le cadre de l’encouragement des programmes cantonaux d’information et de conseil (art. 47 LEne) ainsi que de formation et de formation continue (art. 48 LEne), des contributions globales peuvent être accordées notamment pour: a. la documentation et le travail de relations publiques; b. les expositions, les manifestations et les concours; c. les cours et les formations; d. les conseils relatifs à des objets et des processus; e. les analyses.		
Art. 59 Contributions globales aux programmes cantonaux visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur 1 Dans le cadre de l’encouragement des programmes cantonaux visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne), les mesures dans le do-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
maine du bâtiment ne peuvent bénéficier d’un soutien par le biais de contributions globales que si la demande de soutien correspondante est déposée avant le début des travaux. 2 Les contributions globales ne peuvent pas être utilisées pour: a. les bâtiments et installations publiques de la Confédération et des cantons; b. les installations consommant des énergies fossiles. 3 Des contributions globales peuvent également être accordées en faveur des programmes d’investissement et de marketing permettant d’accroître la visibilité des programmes cantonaux visant à encourager les mesures visées à l’art. 50 de la loi.		
Art. 60 Certificat énergétique pour les bâtiments assorti d’un rapport de conseil 1 Les cantons prescrivent dans leurs programmes visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne) que les mesures de construction concernant des bâtiments ne bénéficient d’un soutien qu’en cas de certificat énergétique cantonal des bâtiments (CECB), assorti d’un rapport de conseil. 2 Dans le cas des bâtiments et immeubles pour lesquels aucun CECB ne peut être établi, les exigences relatives à la réalisation du certificat énergétique pour les bâtiments assorti d’un rapport de conseil se fondent sur des normes techniques reconnues. 3 Dans le cas des mesures suivantes de construction concernant des bâtiments, les cantons ne sont pas tenus de lier le soutien à l’existence d’un certificat énergétique pour les bâtiments: a. assainissement de l’isolation thermique pour lequel une contribution de moins de 10 000 francs est versée par demande; b. remplacement d’un chauffage au mazout, au gaz naturel ou électrique par de nouvelles installations techniques du bâtiment; c. installation de panneaux solaires thermiques; d. installation de systèmes de climatisation pour logement; e. assainissement de bâtiments avec calcul professionnel des besoins en chaleur et en énergie de chauffage selon les normes SIA; f. assainissement de bâtiments avec certificat Minergie; g. constructions nouvelles; et h. projets de réseau de chaleur.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 61 Rapport 1 Les cantons adressent à l’OFEN, pour le 31 mars de l’année suivante, un rapport relatif à l’exécution de leurs programmes bénéficiant du soutien de contributions globales. 2 Dans le cas des programmes cantonaux d’information et de conseil (art. 47 LEne) ainsi que de formation et de formation continue (art. 48 LEne), le rapport doit donner des renseignements appropriés sur: a. le nombre et la nature des mesures réalisées ainsi que les moyens financiers engagés dans ce cadre; b. les moyens financiers non utilisés ainsi que le solde éventuel de la contribution fédérale à reporter sur l’année suivante. 3 Dans le cas des programmes cantonaux visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne), le rapport doit donner des renseignements appropriés sur: a. les économies d’énergie attendues et réalisées grâce au programme ainsi que la part des énergies renouvelables et de la récupération de chaleur au niveau de l’énergie consommée; b. les investissements attendus et consentis grâce au programme, compte tenu d’un éventuel effet d’aubaine; c. les contrôles effectués par sondage sur place concernant l’utilisation correcte des moyens alloués pour les contributions globales; d. le montant total des moyens financiers engagés, répartis selon la part de la Confédération et celle des cantons et selon les domaines de promotion, en précisant le niveau moyen de l’aide financière versée; e. les moyens financiers non utilisés ainsi que le solde éventuel de la contribution fédérale à reporter sur l’année suivante. 4 L’OFEN définit les exigences à respecter concernant la préparation des données nécessaires à l’évaluation de l’efficacité du programme cantonal. 5 Sur demande de l’OFEN, la documentation nécessaire à l’évaluation de l’efficacité doit être jointe au rapport. 6 L’OFEN peut utiliser les données à des fins statistiques et les mettre à la disposition de la Conférence des directeurs cantonaux de l’énergie (EnDK).		
Art. 62 Contrôle 1 Les cantons contrôlent et garantissent l’utilisation correcte des contributions globales. 2 Ils intègrent les résultats des contrôles dans leur rapport et		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
conservent les documents pendant dix ans. 3 Dans le domaine du soutien aux mesures visant à encourager l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne), ils procèdent à des contrôles par sondage sur place. 4 L’OFEN contrôle par sondage: a. la réalisation de certaines mesures; b. l’utilisation des contributions globales; c. la comptabilité financière; d. l’examen des demandes dans la pratique; et e. le contrôle de qualité des cantons.		
Section 3: Aides financières en faveur de projets individuels		
Art. 63 Aides financières aux installations et aux projets pilotes et de démonstration ainsi qu’aux essais sur le terrain et aux analyses 1 Des aides financières peuvent être accordées aux installations et aux projets pilotes et de démonstration (art. 49, al. 2, let. a et al. 3, LEne) dans la mesure où: a. ils favorisent une utilisation économe et efficace de l’énergie ou l’utilisation des énergies renouvelables; b. le potentiel d’application et les probabilités de succès sont suffisamment importants; c. ils sont conformes à la politique énergétique de la Confédération; et d. les résultats obtenus sont accessibles au public et communiqués aux milieux intéressés. 2 Ces exigences sont applicables par analogie au soutien des essais sur le terrain et des analyses (art. 49, al. 2, let. b, LEne). 3 L’OFEN fixe le montant de l’aide financière sur la base des coûts imputables et prend notamment en compte: a. la nature du projet; b. les besoins du marché; c. la situation financière du requérant ainsi que d. le potentiel du projet concernant son éventuelle portée nationale.		
Art. 64 Aides financières pour l’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur Des aides financières pour des projets d’utilisation de l’énergie et des rejets de chaleur (art. 50 LEne) sont uniquement accordées si les projets: a. sont conformes à la politique énergétique de la Confédé-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
ration et à l’état de la technique; b. réduisent les atteintes à l’environnement liées à la consommation d’énergie ou encouragent une utilisation économe et efficace de l’énergie; c. ne portent pas sensiblement atteinte aux eaux utilisées, le cas échéant; et d. ne sont pas rentables sans soutien.	b. réduisent les atteintes à l’environnement liées à la consommation d’énergie ou encouragent une utilisation économe et efficace de l’énergie globale;	Concernant la let. b: L’utilisation de l’énergie globale implique l’électricité, le gaz, la chaleur et le froid. Tous les agents énergétiques sont nécessaires pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Encourager de manière déséquilibrée un agent énergétique, ou encourager sélectivement certains agents, n’est pas conforme à l’objectif.
Section 4: Procédure		
Art. 65 Teneur des demandes 1 Les demandes de contributions globales doivent comporter toutes les données et tous les documents nécessaires à l’examen des conditions légales, notamment: a. une description du programme promotionnel cantonal et l’indication des bases légales correspondantes; b. le montant du crédit cantonal accordé ou proposé. 2 Les demandes d’aides financières en faveur de projets individuels doivent comporter toutes les indications et les pièces nécessaires à la vérification des conditions légales, techniques et économiques ainsi que des conditions d’exploitation, notamment: a. le nom ou l’entreprise du requérant; b. la liste des cantons et des communes sur le territoire desquels les travaux prévus auront lieu; c. la description, l’objectif, le début et la durée probable des travaux prévus; d. les coûts, avec indication des apports de tiers et des contributions attendues de la Confédération. 3 L’OFEN peut définir des données et des documents supplémentaires à joindre à la demande.		
Art. 66 Dépôt des demandes 1 Les demandes de contributions globales doivent être adressées à l’OFEN au plus tard pour le 31 octobre de l’année précédente. 2 Les demandes d’aides financières en faveur de projets individuels visant à encourager les mesures au sens de l’art. 49, al. 2 et 3, LEne doivent être présentées à l’OFEN au moins trois mois avant l’exécution du projet. 3 L’OFEN définit les modalités supplémentaires dans des directives.		
Art. 67 Choix par le biais d’une procédure d’appel d’offres public		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Si une mesure est choisie dans le cadre d’une procédure d’appel d’offres public en vertu de l’art. 49, al. 4, LEne, la mise au concours comprend au moins les indications suivantes: a. la description thématique de l’objet du soutien; b. le délai de dépôt des demandes; c. les conditions de participation; et d. les critères d’évaluation et de sélection.		
Art. 68 Prise de position des cantons Lorsqu’une demande d’aide financière liée à un objet revêt pour les cantons une certaine signification sur le plan de la politique énergétique ou en termes de technique énergétique, l’OFEN la soumet au canton concerné pour avis.		
Art. 69 Décision 1 L’OFEN statue dans un délai de trois mois après réception des demandes d’aides financières en faveur de projets individuels et sur les demandes relatives aux contributions globales. A titre exceptionnel, il peut prolonger ce délai de deux mois au maximum. 2 Il peut faire appel à des experts dans le cadre de l’examen des demandes. 3 Il informe les cantons de la décision concernant les demandes d’aides financières liées à un objet, dans la mesure où ladite décision revêt une importance majeure pour le canton concerné. 4 Il établit un aperçu des contributions et des versements accordés.		
Chapitre 9: Collaboration internationale		
Art. 70 1 Le DETEC est autorisé à conclure des traités internationaux de portée mineure au sens de l’art. 7*a*, al. 2, de la loi du 21 mars 1997 sur l’organisation du gouvernement et de l’administration en matière de coopération en recherche énergétique dans le cadre de l’Agence internationale de l’énergie et de l’Agence pour l’énergie nucléaire de l’Organisation de coopération et de développement économiques. 2 Il peut déléguer cette compétence à l’OFEN et à l’Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.		
Chapitre 10: Analyse des impacts et traitement des don-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
nées		
Art. 71 Suivi 1 Dans le cadre du suivi, l’OFEN observe notamment les domaines suivants: a. la production d’électricité issue des énergies renouvelables; b. la consommation d’énergie et d’électricité; c. le développement du réseau; d. la sécurité de l’approvisionnement en énergie; e. les prix de l’énergie et les dépenses d’énergie; f. les atteintes à l’environnement liées à la consommation d’énergie; g. les développements technologiques et internationaux importants dans le domaine de l’énergie; h. les impacts et l’efficacité des mesures de politique énergétique. 2 L’OFEN publie les résultats du suivi en règle générale une fois par an. 3 L’OFEN se procure les données nécessaires au suivi, pour autant qu’elles ne puissent pas être reprises des statistiques fédérales existantes, auprès des autres autorités fédérales, des cantons et des communes ainsi qu’auprès d’autres personnes morales de droit public et renonce dans la mesure du possible à des enquêtes directes supplémentaires.	*Biffer*	On ne voit en principe pas pourquoi l’OFEN doit gérer une telle charge. Les atteintes à l’environnement sont du ressort de l’OFEV, le développement du réseau incombe à Swissgrid, l’ElCom se charge du contrôle des prix de l’énergie et des dépenses d’énergie.
Art. 72 Traitement des données personnelles Les données personnelles, y compris les données particulièrement sensibles sur des poursuites administratives ou pénales et sur des sanctions, peuvent être conservées pendant dix ans.	*Biffer* *Subsidiairement:* **Art. 72 Traitement des données personnelles** Les données personnelles, y compris les données particulièrement sensibles sur des poursuites administratives ou pénales et sur des sanctions, peuvent être conservées pendant dix ans au maximum, sous réserve de délais plus courts prévus par le droit pénal ou administratif.	On ne voit pas clairement comment l’OFEN doit entrer en possession de données relevant du droit pénal ou administratif, mais un délai de conservation éventuellement plus long n’est en aucun cas acceptable.
Chapitre 11: Exécution		
Art. 73 L’OFEN est chargé de l’exécution de la présente ordonnance, à moins que la loi ou la présente ordonnance ne confie cette compétence à un autre service.	**Art. 73** L’OFEN est chargé de l’exécution de la présente ordonnance en accord avec les cantons, à moins que la loi ou la présente ordonnance ne confie cette compétence à un autre service.	On ne voit pas pourquoi les cantons ne sont plus pris en compte, d’autant plus que cette disposition n’a pas posé de problème par le passé et qu’elle tenait compte de manière appropriée de la structure fédéraliste de notre Etat.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 12: Organe d’exécution		
Art. 74 Demande budgétaire 1 L’organe d’exécution budgétise les coûts et les recettes d’exécution prévisibles pour chaque année civile. 2 Le budget se base sur un catalogue de prestations; l’organe d’exécution le définit conformément aux exigences de l’OFEN. 3 Le budget doit être établi de telle manière que l’utilisation des moyens prévue soit compréhensible. Il donne les renseignements suivants, répartis selon les différents domaines d’exécution et avec mention des chiffres de l’exercice précédent, notamment: a. frais de personnel; b. coûts d’exploitation, ventilés en fonction des sous-positions suivantes: 1. coûts liés à l’engagement de personnel temporaire, 2. matériel, 3. prestations de tiers, 4. coûts de formation et de formation continue, 5. frais de déplacement et dépenses courantes; c. amortissements; d. recettes; e. investissements planifiés. 4 La demande budgétaire pour l’année civile suivante doit être soumise pour approbation à l’OFEN jusqu’au 30 septembre.		
Art. 75 Approbation et mandat de prestations 1 L’OFEN examine le budget et donne si besoin la possibilité de prendre position à l’organe d’exécution. 2 Le budget et le catalogue de prestations sont fixés par écrit dans un mandat de prestations. Si ce dernier n’est pas établi jusqu’au 15 décembre, l’OFEN en fixe la teneur par décision. 3 Si les circonstances changent de façon significative, le mandat de prestations doit être adapté. L’al. 2 s’applique par analogie.		
Art. 76 Décompte des coûts d’exécution 1 L’organe d’exécution a jusqu’au 30 juin de l’année civile suivante pour présenter pour approbation à l’OFEN le décompte des coûts d’exécution effectifs d’une année civile. 2 Si les coûts d’exécution approuvés sont supérieurs au budget fixé dans le mandat de prestation, l’OFEN fait en sorte que la différence soit versée à l’organe d’exécution depuis le fonds alimenté par le supplément; s’ils sont inférieurs,		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
l’organe d’exécution verse sans tarder la différence au fonds alimenté par le supplément.		
Art. 77 Présentation des comptes 1 L’exercice comptable correspond à l’année civile. 2 Les comptes annuels doivent être établis conformément aux dispositions du code des obligations (CO) relatives à la comptabilité commerciale et à la présentation des comptes ainsi que conformément aux «Recommandations relatives à la présentation des comptes» (Swiss GAAP RPC) de la Fondation pour les recommandations relatives à la présentation des comptes.		
Art. 78 Rapport L’organe d’exécution transmet à l’OFEN les données requises pour les rapports financiers de l’administration fédérale jusqu’au 15 décembre.		
Chapitre 13: Dispositions pénales		
Art. 79 Sera puni conformément à l’art. 70, al. 1, let. d et g et al. 2, LEne quiconque aura: a. fourni, dans le cadre de l’examen de la proposition de convention d’objectifs, des renseignements essentiels pour la fixation des objectifs d’efficacité annuels de manière erronée ou incomplète (art. 41); b. fourni, dans le cadre du rapport sur la mise en œuvre de la convention d’objectifs, des renseignements essentiels pour la vérification du respect de la convention d’objectifs de manière erronée ou incomplète (art. 42); c. fourni, dans la demande de remboursement du supplément ou dans la demande de versement mensuel, des renseignements essentielles pour l’appréciation du droit au remboursement de manière erronée ou incomplète (art. 44 et art. 49, al. 1).		
Chapitre 14: Dispositions finales		
Art. 80 Disposition transitoire concernant le marquage de l’électricité Les dispositions sur le marquage de l’électricité (art. 4) s’appliqueront pour la première fois concernant l’année de livraison 2018. Les dispositions de l’ancien droit s’appliquent	Les dispositions sur le marquage de l’électricité (art. 4) s’appliqueront pour la première fois concernant l’année de livraison ~~2018~~ 2019. Les dispositions de l’ancien droit	Le calcul préalable pour l’année de fourniture 2018 et, dans ce contexte, l’acquisition des garanties d’origine, a lieu en 2017. Afin de permettre une prise en compte complète du marquage de l’électricité au moment du calcul préalable, la première application n’est possible que pour l’année de fourniture 2019.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
jusque-là.	s'appliquent jusque-là. Les contrats de livraison couvrant plusieurs années et conclus avant le 1er janvier 2019 sont régis par l'ancien droit pour toute la durée du contrat.	
Art. 81 Disposition transitoire concernant le remboursement du supplément Dans le cas des consommateurs finaux visés à l'art. 39, al. 3, 1re phrase, LEne n'ayant pas droit au remboursement et qui ont conclu une convention d'objectifs conformément à l'ancien droit, l'obligation de respect de la convention d'objectifs s'éteint à compter de l'entrée en vigueur de la loi.		
	Art. 81*a* Disposition transitoire concernant les indemnités octroyées pour des mesures d'assainissement Les indemnités déjà octroyées pour des mesures d'assainissement selon l'OEne de 1998 ont une durée de validité illimitée.	La pérennité des notifications de projet selon l'OEne de 1998 doit être garantie.
Art. 82 Abrogation d'un texte de loi en vigueur L'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie est abrogée.		
Art. 83 Entrée en vigueur La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018.		
Annexe 1 **Contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique** **2 Coûts d'investissement imputables** 2.1. Sont imputables dans le cadre de la prospection, les coûts d'investissement suivants qui sont indispensables à une réalisation économique et adéquate: b. de la planification dans le cadre de contrats de prestations conclus avec des tiers pour l'acquisition de nouvelles géodonnées; c. de l'analyse et de l'interprétation pour autant que ces prestations soient fournies par des tiers.	**2 …** 2.1 … b. de la planification ~~dans le cadre de contrats de prestations conclus avec des tiers~~ pour l'acquisition de nouvelles géodonnées; c. de l'analyse et de l'interprétation ~~pour autant que ces prestations soient fournies par des tiers~~.	Concernant le Ch. 2.1, let. b et c: Il n'est pas pertinent d'accepter seulement l'imputabilité des prestations de tiers. Les propres prestations géologiques devraient être imputables (p.ex. lorsque l'entreprise requérante emploie un géologue).

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2.2. Sont imputables dans le cadre de l'exploration, les coûts d'investissement suivants qui sont indispensables à une réalisation économique et adéquate du projet: g. accompagnement géologique, analyse des données et interprétation, pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers.	2.2 … g. accompagnement géologique, analyse des données et interprétation~~, pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers~~.	Concernant le Ch. 2.2, let. g: Il n'est pas pertinent d'accepter seulement l'imputabilité des prestations de tiers. Les propres prestations géologiques devraient être imputables (p.ex. lorsque l'entreprise requérante emploie un géologue).
3 Procédure en vue d'obtenir une contribution à la prospection	**3 …**	
3.1 Demande La demande doit renseigner sur les aspects techniques, économiques, juridiques, relevant de la sécurité, de l'environnement et organisationnels du projet, notamment sur: c. les calendriers et les estimations de coûts détaillés présentant des écarts de 10 % au plus;	3.1 … c. les calendriers et les estimations de coûts détaillés présentant des écarts de~~ 10~~ 20 % au plus;	Concernant le Ch. 3.1, let. c: Il faut réaliser une estimation de coûts avec une précision de +/-10 %, ce qui est illusoire. Dans le cas des projets de lignes, la marge d'incertitude s'élève à +/- 20 %. Les risques étant beaucoup plus faibles, ce chiffre doit être égal ou supérieur à 20 %.
3.4. Contrat Si la prospection fait l'objet d'un soutien, le contrat règle alors en particulier les points suivants, conformément à l'art. 26, al. 4: d. la transmission à titre gratuit de l'installation à la Confédération et le droit d'emption de la Confédération sur le terrain dans le cas où un projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation;	3.4 … d. *Biffer*	[*Concernant le Ch. 3.4., phrase introductive et let b: Ne concerne que le texte allemand*: L'art. 25, al. 4 n'existe pas, faute de frappe à la let. b.] Concernant le Ch. 3.4, let. d: Il n'est pas pertinent d'admettre que les installations soient transmises à titre gratuit à la Confédération ni que celle-ci ait un droit d'emption au cas où le projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation.
3.5. Réalisation et achèvement du projet c. Si les délais fixés au ch. 3.4, let. a, ne sont pas respectés, l'autorité dirigeant la procédure peut dissoudre le contrat.	3.5 … c. Si les délais fixés au ch. 3.4, let. a, ne sont pas respectés, l'autorité dirigeant la procédure peut dissoudre le contrat, pour autant qu'aucune justification du non-respect n'ait été fournie.	Concernant le Ch. 3.5, let. c: Le non-respect de délais peut être dû à des raisons valables. Il n'est pas approprié de permettre une dissolution de contrat dans ce genre de cas.
Procédure en vue d'obtenir un soutien pour l'exploration	**4 …**	
4.1. Quiconque veut déposer une demande pour une aide à l'exploration doit avoir réalisé une prospection au préalable	4.1 Quiconque veut déposer une demande pour une aide à l'exploration doit ~~avoir réalisé une prospection au préalable~~	Concernant le Ch. 4.1, let. a: Il devrait être possible de déposer aussi des demandes pour une aide à l'exploration lorsque les

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
et: a. pouvoir présenter un rapport de prospection concernant la probabilité de trouver un réservoir géothermique; et	~~et~~: a. *Biffer*	résultats d'une prospection (p.ex. données sismiques) ont été acquis de tiers et qu'une exploration est entreprise sur cette base ou lorsqu'il existe des résultats d'une prospection qui a eu lieu dans le passé et que ces résultats sont soumis à une nouvelle appréciation et évaluation.
4.2. Demande Le requérant doit renseigner sur les aspects techniques, économiques, juridiques, relevant de la sécurité, de l'environnement et organisationnels du projet, notamment sur:	4.2 …	
c. les calendriers et les estimations de coûts détaillés présentant des variations de 10 % au maximum;	c. les calendriers et les estimations de coûts détaillés présentant des variations de ~~10~~ 20 % au maximum;	Concernant le Ch. 4.2, let. c: Il faut réaliser une estimation de coûts avec une précision de +/-10 %, ce qui est illusoire. Dans le cas des projets de lignes, la marge d'incertitude s'élève à +/- 20 %. Les risques étant beaucoup plus faibles, ce chiffre doit être égal ou supérieur à 20 %.
4.4. Contrat Si l'exploration fait l'objet d'un soutien, le contrat règle alors en particulier les points suivants, conformément à l'art. 26, al. 4, de l'ordonnance:	4.4 …	
d. la transmission à titre gratuit de l'installation à la Confédération et le droit d'emption de la Confédération sur le terrain dans le cas où un projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation;	d. *Biffer*	Concernant le Ch. 4.4, let. d: Il n'est pas pertinent d'admettre que les installations soient transmises à titre gratuit à la Confédération ni que celle-ci ait un droit d'emption au cas où le projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation.
5 Géodonnées	**5 …**	
5.3 Swisstopo met les géodonnées primaires et les géodonnées primaires traitées à la disposition du public au plus tard douze mois après l'achèvement de la prospection ou de l'exploration.	5.3 Swisstopo met les géodonnées primaires et les géodonnées primaires traitées à la disposition du public au plus tard ~~douze mois~~ trois ans après l'achèvement de la prospection ou de l'exploration.	Concernant le Ch. 5.3: Les géodonnées issues d'une prospection ou d'une exploration devraient impérativement être protégées plus longtemps qu'une année. Un délai de 3 à 5 ans semble approprié.
Annexe 2 **Garanties pour la géothermie**		
2 Coûts d'investissement imputables	**2 …**	
2.1 Sont imputables dans le cadre de la prospection, les coûts d'investissement suivants qui sont indispensables à une réalisation économique et adéquate:	2.1 …	
i. de l'accompagnement géologique, de l'analyse des données et de l'interprétation, pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers.	i. de l'accompagnement géologique, de l'analyse des données et de l'interprétation~~, pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers~~.	Concernant le Ch. 2.1, let. i: Il n'est pas pertinent d'accepter seulement l'imputabilité des prestations de tiers. Les propres prestations géologiques devraient être imputables (p.ex. lorsque l'entreprise requérante emploie un géologue).
3 Procédure	**3 …**	
3.3 Contrat Si la garantie pour la géothermie peut être accordée, le	3.3 …	

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
contrat règle alors en particulier les points suivants, conformément à l'art. 26, al. 4 : e. la transmission à titre gratuit de l'installation à la Confédération et le droit d'emption de la Confédération sur le terrain dans le cas où un projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation;	e. *Biffer*	Concernant le Ch. 3.3, let. e: Il n'est pas pertinent d'admettre que les installations soient transmises à titre gratuit à la Confédération ni que celle-ci ait un droit d'emption au cas où le projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation.
Annexe 3 **Indemnisation de mesures d'assainissement dans le cas d'installations hydroélectriques**		
3 Coûts imputables	**3 …**	
3.1 Ne sont imputables que les coûts effectifs et directement nécessaires à l'exécution économique et adéquate des mesures en vertu des art. 39a et 43a LEaux et de l'art. 10 LFSP. Ils comprennent notamment les coûts pour:	3.1 …	
a. la planification et la construction d'installations pilotes;	a. la planification, la conception et la construction d'installations pilotes;	Concernant le Ch. 3.1, let. a: Précision nécessaire
c. la planification et l'exécution des mesures; en particulier la construction des installations requises;	c. la planification, la conception et l'exécution des mesures; en particulier la construction des installations requises, y compris les frais accessoires;	Concernant le Ch. 3.1, let. c: Précision nécessaire Les frais accessoires doivent également être payés étant donné que tous les coûts doivent être pris en charge, par analogie avec l'aide à l'exécution de l'OFEV «Assainissement écologique des centrales hydrauliques existantes: Financement des mesures requises».
d. le contrôle de l'efficacité des mesures;	d. le contrôle de l'efficacité des mesures (contrôle de la mise en œuvre et contrôle de l'effet);	Concernant le Ch. 3.1, let. d.: Il convient de préciser que le terme de contrôle de l'efficacité des mesures englobe à la fois le contrôle de leur mise en œuvre et le contrôle de leur effet. D'après des informations communiquées oralement, l'OFEN entend par contrôle de l'efficacité des mesures i) le contrôle de leur mise en œuvre (les mesures sont-elles correctement appliquées?) et ii) le contrôle de leur effet (les mesures ont-elles un effet?). Le contrôle de l'efficacité des mesures est payé.
	f. la perte d'exploitation générée par l'assainissement;	Concernant le Ch. 3.1, let. f: La perte d'exploitation générée par l'assainissement doit également être indemnisée.
	g. l'entretien dû à l'assainissement.	Concernant le Ch. 3.1, let. g: Conformément à l'art. 34 LEne, le coût total des mesures doit être pris en charge. En conséquence, les coûts d'entretien dus à l'assainissement (p. ex. passe à poissons) doivent eux aussi être pris en charge.
3.2 Ne sont en particulier pas imputables: a. les impôts;	3.2 … a. l'impôt sur le bénéfice et l'impôt sur le capital ~~les impôts~~;	Concernant le Ch. 3.2, let. a: Ce point doit être précisé par analogie avec l'aide à l'exécution de l'OFEV «Assainissement écolo-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
b. les coûts d’entretien des installations;	b. *Biffer*	gique des centrales hydrauliques existantes: Financement des mesures requises». Concernant le Ch. 3.2, let. b: Il faut biffer purement et simplement ce passage, car il s’agit là de coûts imputables (cf. nouveau ch. 3.1 g ci-dessus).
Annexe 4 **Grandes installations de recherche pour lesquelles le remboursement du supplément perçu sur le réseau peut être demandé**		
Annexe 5 **Calcul de la valeur ajoutée brute**		
Annexe 6 **Calcul des montants du remboursement**		

Projet de révision de l'Ord. sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie Oémol-En

27.4.2017

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	Remplacement d'une expression Dans tout l'acte, "office" est remplacé par "OFEN".		
Section 1 Dispositions générales			
Art. 1 Objet 1 La présente ordonnance régit les émoluments requis pour les décisions et les prestations ainsi que pour les activités de surveillance: a. de l'Office fédéral de l'énergie (office); et b. des organisations et personnes de droit public ou privé chargées de l'exécution dans le domaine de l'énergie (autres organes d'exécution). 2 Elle régit en outre les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie nucléaire et de l'approvisionnement en électricité. 3 L'ordonnance générale du 8 septembre 2004 sur les émoluments s'applique pour autant que la présente ordonnance ne contienne aucune réglementation spéciale. 4 Les art. 23 à 25 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie sont réservés.	***Art. 1, al. 1 et 4*** 1 La présente ordonnance régit les émoluments requis pour les décisions, les prestations et les activités de surveillance: a. de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN); b. des organisations et personnes de droit public ou privé chargées de l'exécution dans le domaine de l'énergie (autres organes d'exécution); et c. de l'organe d'exécution. 4 *Abrogé*		
Art. 2 Renonciation aux émoluments Aucun émolument n'est perçu pour l'octroi de subventions fédérales.	**Art. 2 Renonciation aux émoluments** 1 Aucun émolument n'est perçu pour la procédure d'octroi de subventions fé-		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	dérales. 2 Sont exclus de l'al. 1 les procédures d'octroi de contributions à la prospection ou à l'exploration géothermique et les garanties pour la géothermie.		
Section 2 Dispositions particulières			
Art. 10 Emoluments dans le domaine de l'énergie en général L'office perçoit des émoluments notamment pour: a. les autorisations; b. la reconnaissance des organismes d'essai; c. les décisions relatives aux mesures liées aux contrôles subséquents des installations et des appareils.	**Art. 10 Emoluments dans le domaine de l'énergie en général** L'OFEN et l'organe d'exécution perçoivent des émoluments notamment pour: a. les renseignements visés à l'art. 103, al. 1 et 3 de l'ordonnance du 30 septembre 2016 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables; b. les autorisations; c. la reconnaissance des organismes d'essai; d. les décisions relatives aux mesures liées aux contrôles subséquents des installations et des appareils.	a. *Biffer*	Concernant l'art. 10, let. a: Un demandeur ne doit pas devoir payer d'émoluments pour avoir des renseignements sur la place qu'il occupe sur la liste d'attente.
Art. 13c Emoluments dans le domaine des conventions d'objectifs Les organisations privées mandatées par l'office conformément à l'art. 3o^{octies}, al. 1, let. a et c, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie prélèvent des émoluments pour leurs prestations de service.	**Art. 13c Emoluments dans le domaine des conventions d'objectifs** Les tiers mandatés par l'OFEN conformément aux art. 49, al. 1, let. a et c, et 51, al. 4, de l'ordonnance du DATE sur l'énergie prélèvent des émoluments pour: a. l'élaboration de la proposition de convention d'objectifs avec les entreprises; b. l'aide aux entreprises dans le cadre de l'établissement du rapport annuel concernant la mise en œuvre de la convention d'objectifs.		
	Art. 14a Emoluments dans le domaine de la géothermie 1 L'OFEN peut prélever un émolument de 25 000 francs au maximum pour le traitement d'une demande de contribution à la prospection ou à l'exploration géothermique.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	2 L'OFEN peut prélever un émolument de 50 000 francs au maximum pour le traitement d'une demande de garantie pour la géothermie.		
	Art. 14b Perception des émoluments par l'organe d'exécution L'organe d'exécution perçoit des émoluments en fonction des charges pour les coûts d'exécution liés au système de garantie d'origine.		
	Annexe 3 **Barème des émoluments dans le domaine de la garantie d'origine**	*L'augmentation des émoluments doit être abandonnée.*	Les émoluments pour les GO sont, pour certains, beaucoup plus élevés que dans le système actuel. L'augmentation des émoluments n'est pas justifiée. Il n'est notamment pas compréhensible pourquoi l'annulation des GO coûterait 0.05 CHF/MWh au maximum, selon le libellé de l'ordonnance. Actuellement, l'annulation est gratuite. L'instauration d'un organe d'exécution central doit permettre de simplifier les procédures du système d'encouragement et de réduire les coûts d'exécution. C'est ce qui ressort d'une évaluation de la rétribution d'injection à prix coûtant (RPC), publiée en juillet 2012. Les émoluments doivent refléter les réductions au niveau des coûts d'exécution. Le montant des émoluments est défini, actuellement, par le règlement de tarif de Swissgrid (https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/goo/facts/preisliste_2017_fr.pdf), qui prévoit un émolument maximal de 0.017 CHF/MWh pour l'établissement d'une garantie d'origine. Avec 0.01 CHF/MWh, les émoluments pour les autres transactions liées aux garanties d'origine sont elles aussi nettement inférieures à ceux prévus dans le projet d'ordonnance. Une multiplication par trois, voire même par cinq, du montant maximal des émoluments n'est ni justifiable ni approprié à la valeur actuelle des certificats. Au lieu d'augmenter les émoluments, il vaut mieux rendre plus efficients les processus, afin de réduire les coûts.

VISCHER

Dr. Stefan Rechsteiner
Rechtsanwalt
Tel +41 58 211 34 81
srechsteiner@vischer.com
www.vischer.com

Ann Sofie Benz, LL.M.
Rechtsanwältin
Tel +41 58 211 34 57
abenz@vischer.com
www.vischer.com

Eingetragen im
Anwaltsregister des
Kantons Zürich

VISCHER AG

Zürich
Schützengasse 1
Postfach 5090
CH-8021 Zürich
Tel +41 58 211 34 00
Fax +41 58 211 34 10

Basel
Aeschenvorstadt 4
Postfach 526
CH-4010 Basel
Tel +41 58 211 33 00
Fax +41 58 211 33 10

Notariat im Kanton
Basel-Stadt

Gutachten

134188

Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050 (Art. 13 Abs. 1 E-EnV)

vom 13. April 2017

erstattet im Auftrag von

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

durch

Dr. Stefan Rechsteiner **Ann Sofie Benz**

Inhaltsverzeichnis

I. AUSGANGSLAGE UND FRAGESTELLUNG 3

A. Ausgangslage 3

B. Fragestellung 3

II. UNTERSUCHUNG 3

A. Wortlaute der heutigen Bestimmungen 3

B. Verfügung der ElCom 5

C. Gesetzesentwurf E-EnG 7

D. Parlamentsvoten 9

E. Verordnungsentwurf E-EnV 12

III. RECHTLICHE BEURTEILUNG 13

A. Auslegung von Art. 7 EnG und Art. 2b EnV 13

B. Auslegung von Art. 15 E-EnG und Art. 13 Abs. 1 E-EnV 13

1. Wortlaut und Materialien 14
2. Fehlende Gesetzesgrundlage für Subventionierung 16
3. Verfassungskonformität 16

IV. SCHLUSSFOLGERUNG 17

I. AUSGANGSLAGE UND FRAGESTELLUNG

A. Ausgangslage

1 Im Rahmen der Energiestrategie 2050 hat das Parlament am 30. September 2016 das erste Massnahmenpaket verabschiedet. Ziel der Energiestrategie 2050 ist es, die vorhandenen Energieeffizienzpotenziale konsequent zu erschliessen sowie die Potenziale der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien auszuschöpfen. Das erste Massnahmenpaket beinhaltet eine Totalrevision des geltenden Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) sowie Anpassungen in weiteren Bundesgesetzen. Dies bringt auch einen Anpassungsbedarf auf Verordnungsstufe mit sich. Unter anderem soll die Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01) einer Totalrevision unterzogen werden.

2 Vorliegend interessieren insbesondere die geltenden und neuen Bestimmungen zur Energieeinspeisung sowie zu den entsprechenden Vergütungen. Anlagenbetreiber, die nicht an der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) im Sinne von Art. 7a EnG teilnehmen können, sind auf die Abgabe der Energie an lokale Netzbetreiber verwiesen. Diese haben eine entsprechende Vergütung zu bezahlen.

3 Sowohl das geltende EnG als auch der Entwurf des revidierten EnG (E-EnG)[1] enthalten Vorschriften über die Vergütung, die der jeweilige Netzbetreiber dem Produzenten zu bezahlen hat. Die geltende EnV konkretisiert diese Vergütung insofern, als dass sie sich nach marktorientierten Bezugspreisen sowie den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie richten soll (Art. 2b).

4 Der Entwurf der neuen Energieverordnung (E-EnV)[2] geht in Art. 13 Abs. 1 um einiges weiter und sieht für die Berechnungsgrundlage der durch den Netzbetreiber zu bezahlenden Vergütung die Berücksichtigung der Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen vor.

B. Fragestellung

5 Der VSE bittet die Gutachter mit Auftrag vom 22. März 2017 um Prüfung der Frage, ob die Regelung der Rückspeisevergütung gemäss Art. 13 Abs. 1 E-EnV gesetzeskonform ist.

II. UNTERSUCHUNG

A. Wortlaute der heutigen Bestimmungen

6 Der geltende Art. 7 EnG regelt die Abnahmepflicht für Energie von Eigenproduzenten sowie Grundsätze über die Vergütung. Darauf basie-

---

[1] BBl 2016 7683.

[2] Entwurf der E-EnV abrufbar unter: https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2833/5_EnV_de.pdf.

rend sind die Anschlussbedingungen zwischen den Eigenproduzenten und den Energieversorgungsunternehmen vertraglich zu regeln.

7 Art. 7 EnG lautet wie folgt:

> *"Anschlussbedingungen für fossile und erneuerbare Energie:*
>
> *[1] Netzbetreiber sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die fossile und erneuerbare Energie, ausgenommen Elektrizität aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten. Bei der Produktion von Elektrizität aus fossilen Energien gilt die Abnahmepflicht nur, wenn die Elektrizität regelmässig produziert und gleichzeitig die erzeugte Wärme genutzt wird.*
>
> *[2] Die Vergütung richtet sich nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.*
>
> *[2bis] Produzenten dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen (Eigenverbrauch). Sofern ein Produzent von diesem Recht Gebrauch macht, darf nur die tatsächlich ins Netz eingespeiste Energie als eingespeist behandelt und verrechnet werden.*
>
> *[3] Die Netzbetreiber liefern die Energie den Produzenten zu Bezugspreisen, die sie von den übrigen Abnehmern verlangen."*

8 Die Bestimmung hat zum Ziel, die vergleichsweise schwächere Position der Eigenerzeuger auszugleichen und damit die Eigenproduktion zu fördern. Die Anschlussbedingungen gelten für Erzeuger von leitungsgebundenen Energien, die keine öffentliche Versorgungsfunktion wahrnehmen, sowie für Besitzer von Kleinanlagen, welche ohne öffentlichen Auftrag die über ihren Eigenbedarf hinaus produzierte Energie für Dritte erzeugen.[3]

9 Absatz 2, zweiter Satz überträgt dem Bundesrat die Kompetenz, die Einzelheiten der Vergütung zu regeln. Der Bundesrat hat von dieser Kompetenz Gebrauch gemacht und in Art. 2b EnV präzisiert, dass sich die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie richtet. Der Wortlaut des geltenden Art. 2b EnV ist wie folgt:

> *"Marktorientierte Bezugspreise:*
>
> *Die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen richtet sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie."*

---

[3] BBl 1996 IV 1093.

10 Die Definition der "vermiedenen Kosten" führte in der Praxis zu unterschiedlichen Interpretationen. Die ElCom hat dazu eine rechtskräftige Verfügung erlassen.

B. Verfügung der ElCom

11 Am 19. April 2016 hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) in einem konkreten Streitfall erstmals die Höhe der Vergütung gemäss Art. 7 Abs. 2 EnG verfügt und dabei Grundsätze zur Auslegung der Bestimmung festgehalten.[4] Trotz der Tatsache, dass diese Verfügung nur gegenüber den Verfahrensparteien unmittelbare Rechtswirkungen entfaltet, ist die Auslegung der massgebenden Rechtsgrundlagen durch die ElCom auch für andere Akteure von Relevanz, da die ElCom in weiteren Streitfällen gestützt auf dieselben Grundsätze entscheiden würde.[5]

12 Der Gesuchsteller brachte im Verfahren vor der ElCom zur Begründung seines Hauptantrags vor, die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie (Art. 7 Abs. 2 EnG) richte sich gemäss Artikel 2b EnV nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie. Nach dieser Definition sei für die Berechnung der Vergütung auf die effektiven Kosten abzustellen, welche der Gesuchsgegnerin bei der Beschaffung des von ihr vertriebenen Stroms entstünden. Dabei dürfe aber nicht abstrakt ein Börsenpreis aus dem Stromgrosshandel beigezogen werden, sondern es wären die effektiven Gestehungskosten des Netzbetreibers für den in seinem Netzgebiet vertriebenen Strom zu ermitteln.[6]

13 Der Gesuchsteller vertrat zudem den Standpunkt, dass die von seiner Photovoltaikanlage in das Netz der Gesuchsgegnerin eingespeiste elektrische Energie gemäss den Empfehlungen in der Vollzugshilfe des Bundesamts für Energie (BFE) vom Januar 2015[7] betreffend Art. 7 Abs. 2 EnG zu vergüten sei.[8] Die [inzwischen revidierte[9]] Vollzugshilfe empfahl, die als Elektrizität in das Netz eingespeiste Energie mindestens auf Basis des Endkundenpreises für Energie eines Standardstromproduktes für die gebundenen Kleinkonsumenten (Verbrauchsprofil H4) am Standort der dezentralen Produktion, abzüglich 8 % Vertriebsmarge, zu vergüten.

14 Die ElCom führte demgegenüber aus, dass anhand der Entstehungsgeschichte des Art. 7 Abs. 2 EnG deutlich werde, dass unter marktorien-

---

[4] Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016.

[5] Mitteilung "Rückliefervergütung gemäss Art. 7 Abs. 2 Energiegesetz" der ElCom vom 19. September 2016.

[6] Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016, Rz. 32.

[7] BFE, Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art.7 und Art. 28a des Energiegesetzes, Version 2.1 vom Januar 2015.

[8] Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016, Rz. 31.

[9] BFE, Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes vom, Version 2.2 vom September 2016.

tierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie von Beginn an diejenigen Preise zu verstehen gewesen seien, die ein Netzbetreiber für den Energiebezug bei Dritten tatsächlich bezahle respektive für einen Mehrbezug im Umfang der Einspeisung durch die betroffene Energieerzeugungsanlage bezahlen müsse.[10] Die auf Tarife der Netzbetreiber für Endverbraucher mit Grundversorgung abstellende Vollzugshilfe des BFE verweise zwar auf eine objektive und transparente Messzahl, jedoch sei sie unter dem Aspekt des Bezugspreises nicht mit Art. 7 Abs. 2 EnG vereinbar und deshalb gesetzeswidrig.[11]

15 In ihrer ausführlichen Auslegung zu den "marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie" gemäss Art. 7 Abs. 2 EnG hielt die ElCom fest, dass die Formulierung der Bestimmung klar auf Bezugspreise – und damit auf den Preis für den Einkauf von Energie bei Dritten – abstelle. Dies schliesse bereits grammatikalisch aus, dass allfällige Gestehungskosten aus den eigenen Produktionsanlagen zur Berechnung der Vergütung herbeigezogen werden könnten. Massgebend sei lediglich der Einkauf bei Dritten.[12]

16 Das Kriterium der "Gleichwertigkeit" beziehe sich sodann auf die Energiemenge, das Leistungsprofil und dessen Prognostizierbarkeit sowie die ökologische Qualität der bezogenen Energie.[13]

17 Auch im Rahmen ihrer teleologischen Auslegung kam die ElCom zum Schluss, dass die Bezugspreise bei Dritten ausschlaggebend seien. Die in Art. 7 Abs. 1 und 2 EnG verankerte Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers habe zum Zweck, den Produzenten administrativ zu entlasten, indem dem Produzenten ermöglicht werde, seine eingespeiste Energie jederzeit zu verkaufen. Zudem gehe aus den parlamentarischen Beratungen zum EnG hervor, dass die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie nicht zum Zweck habe, den Produzenten zu subventionieren, sondern ihm lediglich den Preis zu vergüten, den auch andere Lieferanten des Netzbetreibers erhalten würden.[14]

18 Somit seien die Gestehungskosten einer allfälligen Eigenproduktion des Netzbetreibers (inkl. Kraftwerksbeteiligungen) für die Festlegung der Rückliefervergütung nicht relevant.[15]

19 Bezüglich des Begriffs "marktorientiert" verwies die ElCom auf die Entstehungsgeschichte von Art. 7 EnG sowie die parlamentarischen Diskussionen vom 8. Oktober 1997 im Zusammenhang mit der Ausarbeitung des geltenden EnG[16], aus denen sich ergebe, dass unter marktori-

---

[10] Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016, Rz. 92.
[11] A.a.O., Rz. 101, 105.
[12] A.a.O., Rz. 70.
[13] A.a.O., Rz. 75.
[14] A.a.O., Rz. 95.
[15] A.a.O., Rz. 98.
[16] AB 1997 IV S. 940 ff.

entierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie von Anfang an diejenigen Preise zu verstehen gewesen seien, die ein Netzbetreiber für den zeitgleichen Bezug von Graustrom bei Dritten tatsächlich bezahle respektive für einen Mehrbezug im Umfang der Einspeisung durch die betroffene Energieerzeugungsanlage bezahlen müsste.[17]

20 Art. 2b EnV, so die ElCom, gehe inhaltlich nicht über den Normgehalt von Art. 7 Abs. 2 EnG hinaus und präzisiere einzig, dass die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers massgebend seien.[18]

C. Gesetzesentwurf E-EnG

21 Die im bisher geltenden EnG einschlägige Bestimmung in Art. 7 wird im E-EnG in Art. 15 verankert (in der Botschaft des Bundesrats noch Art. 17). Art. 15 E-EnG regelt die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber für Elektrizität und Biogas. Netzbetreiber und Produzenten müssen die Anschlussbedingungen vertraglich festhalten und darin insbesondere die Anschlusskosten, die maximale Einspeiseleistung und die Vergütung regeln. Zudem ist festzuhalten, ob der Produzent sämtliche Energie ins Netz einspeist oder ob er einen Teil davon vor Ort selber verbraucht.[19]

22 Der Wortlaut des revidierten Art. 15 E-EnG ist wie folgt:

> *"Abnahme- und Vergütungspflicht:*
>
> *[1] Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten:*
>
> *a. die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen;*
>
> *b. das ihnen angebotene Biogas.*
>
> *[2] Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh.*
>
> *[3] Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes:*
>
> *a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.*
>
> *b. Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung.*

---

[17] Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016, Rz. 80 ff., 111.
[18] A.a.O., Rz. 113.
[19] BBl 2013 7667 f.

c. Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte.

[4] Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen."

23 Art. 15 E-EnG bezweckt, wie schon seine Vorgängerbestimmung (Art. 7 EnG), einen angemessenen Ausgleich der meist schwächeren Position von Produzenten mit verhältnismässig geringer Produktion gegenüber den Energieversorgungsunternehmen. Anlagen, die sich nicht für die Einspeisevergütung qualifizieren, haben das Recht, dass der eingespeiste Strom angemessen vergütet wird. Dadurch wird auch Betreibern kleiner Anlagen, welche nicht über genügend Verhandlungsmacht im freien Strommarkt verfügen, ein gewisser Schutz geboten. Es sollen zudem vor allem die Rahmenbedingungen für die Produktion aus erneuerbaren Energien verbessert werden. Die betroffenen Produzenten sollen für die Energie, die sie veräussern möchten, in jedem Fall einen Abnehmer haben, der ihnen einen angemessenen Preis bezahlt.[20]

24 Die vorgesehene Bestimmung stellt insoweit einen Eingriff in die Vertragsfreiheit dar, als dass sie die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum einen verpflichtet, die angebotene Energie einzukaufen, und zum andern die Grundsätze für die Höhe der Vergütung vorgibt.[21]

25 Die Vorschriften zur Vergütung der Einspeisung unterscheiden nach Energieträger. Die Elektrizität aus erneuerbaren Energien muss mindestens zu dem Preis vergütet werden, den ein Netzbetreiber für die sonstige Beschaffung der Elektrizität bezahlt, sofern entweder die Leistung der Anlage höchstens 3 MW beträgt oder maximal 5'000 MWh/Jahr ins Netz eingespeist werden (Abs. 2).

26 Im Übrigen sind die Parteien im Rahmen der Rechtsordnung frei, wie sie das Vertragsverhältnis ausgestalten wollen. Art. 15 E-EnG soll nur zur Anwendung kommen, wenn sich die Parteien über die fraglichen Punkte nicht einigen können (vgl. Abs. 3, der im Übrigen – abgesehen vom Begriff "Elektrizität" statt "Energie" – mit dem Wortlaut des geltenden Art. 2b EnV übereinstimmt); wo sie sich auf eine Vergütung einigen können, sind sie für die Verhandlung über die geschuldete Vergütung nicht an die Regeln des Art. 15 E-EnG gebunden.[22] Abs. 3 Bst. a sieht vor, dass für Elektrizität aus erneuerbaren Energien die Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität massgebend sind. Abs. 3 Bst. b zufolge bemisst sich die Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Dieser richtet sich wieder-

[20] BBl 2013 7626, 7667 f.
[21] BBl 2013 7667.
[22] A.a.O.

um nach den Preisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel. Gemäss Abs. 3 Bst. c ist für die Vergütung von Biogas derjenige Preis massgebend, den der Netzbetreiber einem Dritten für Biogas zu bezahlen hätte.[23]

D. Parlamentsvoten

27 Der Wortlaut von Art. 15 E-EnG entspricht in seiner vom Parlament am 30. September 2016 verabschiedeten Fassung weitgehend dem vom Bundesrat mit der Botschaft ausgearbeiteten Gesetztext.

28 Die Fassung des Bundesrates hatte als zweiten Satz in Abs. 1 vorgesehen, dass der Bundesrat energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen festlegen könne, die von den Produzenten einzuhalten seien. Sowohl der Nationalrat als auch der Ständerat waren jedoch für die Streichung dieses Satzes.

29 Weiter hatte der Bundesrat für Abs. 3 Bst. a den folgenden Text vorgesehen:

> *"a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien orientiert sie sich an den Preisen am Terminmarkt und trägt neben Angebot und Nachfrage auch den Eigenschaften der einzelnen Produktionsarten angemessen Rechnung; die Vergütungshöhe wird, in der Regel differenziert nach Lieferzeiträumen, jeweils für ein Jahr festgelegt und ist dem Produzenten rechtzeitig im Voraus bekanntzugeben."*

30 Diese Bestimmung wurde durch den Vorschlag des Ständerats als Zweitrat ersetzt, der vorsieht, dass bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien sich die Vergütung nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität richten soll (vgl. oben Rz. 22).

31 Ständerat Ivo Bischofberger äusserte sich unter anderem wie folgt:

> *"[…] Es stellt sich noch die Frage, wie der Preis effektiv festgelegt wird. In der Fassung des Bundesrates heisst es, dass er sich an den Preisen am Terminmarkt orientiert; es gibt ergo keine offizielle Festlegung durch irgendeinen behördlichen Akt. In der Variante des Nationalrates müsste der Bundesrat diese Preise ein Jahr im Voraus national festlegen. Ein Jahr im Voraus heisst aber, dass der Prozess zwei Jahre vorher einsetzen müsste, weil es eine Ämterkonsultation, entsprechende Anhörungen usw. und sodann eine zweite Ämterkonsultation und schliesslich eben den Bundesratsentscheid bräuchte.*
>
> *Zusammengefasst entspricht der Antrag der Mehrheit unserer Kommission im Wesentlichen dem Modell des Bundesrates. Dieses ist marktnah, indem es primär darauf setzt, dass sich die Par-*

[23] BBl 2013 7669 f.

teien unter sich einigen. Nur subsidiär kommt für kleine Produzenten eine minimale Abnahmegarantie zu marktorientierten Konditionen zum Zug.[…]"[24]

32 Der Nationalrat schloss sich in der Folge punkto Rückspeisevergütung dem Ständerat an. Bundesrätin Doris Leuthard äusserte sich zum Vorschlag des Ständerats wie folgt:

"[…] Wir haben in Artikel 17 Absatz 3 [jetzt Art. 15 Abs. 3] eine Konzeption, die der Ständerat noch verfeinert hat, welche die Mehrheit Ihrer Kommission übernimmt. Wir meinen, das entspricht in der Praxis den Kosten, die vermeidbar sein können, und der Beschaffung gleichwertiger Elektrizität, die hier dann zusätzlich im Einzelfall sinnvoll erscheint. Wir haben hier in Artikel 17 noch eine Lösung, welche den kleinen Produzenten die Möglichkeit der Veräusserung des von ihnen produzierten Stroms zu fairen Preisen garantieren soll. Der Bundesrat wird dieses Förderinstrumentarium mit Absatz 2 somit noch marktnäher ausgestalten können als heute, ohne die Bürokratie gegenüber den vielen kleinen Eigenstromerzeugern in belastender Art und Weise auszudehnen.

Die Fassung des Ständerates zu Absatz 3 stellt im Lichte der ganzen Entwicklung des Artikels unseres Erachtens einen gangbaren Kompromiss zwischen dem ursprünglich vom Nationalrat geforderten staatlich festgelegten Abnahmepreis und dem marktorientierten Modell des Bundesrates dar. Dieser Kompromiss orientiert sich am Status quo gemäss Energieverordnung und damit eben auch am Beschaffungsportfolio und an den Beschaffungskosten der Netzbetreiber. Diese Regelung würde im Sinne des Subsidiaritätsprinzips auch die Berechnung des Tarifs den Netzbetreibern überlassen. Auch das ist ein Marktansatz. Es ist unsinnig, dass der Staat, der Bundesrat solche Tarifberechnungen vornehmen müsste, und deshalb ist dieser Systemwechsel zurück zum marktorientierten Modell, wie ihn der Ständerat beschlossen hat, empfehlenswert.[…]"[25]

33 In einer früheren Sitzung hatte sich Doris Leuthard zudem wie folgt geäussert:

"[…] Artikel 17 ist wie Artikel 7 des heutigen Energiegesetzes eine Grundnorm, die den kleinen Produzenten die Möglichkeit zur Veräusserung des von ihnen produzierten Stroms zu fairen Preisen garantieren soll. Wir wollen aber das ganze Instrumentarium marktnäher ausgestalten, und das bedeutet eben, dass auch diese allgemeine Abnahmepflicht nach Artikel 17 marktnäher ausgestaltet ist. Ich habe gesagt, der vorliegende Artikel 17 entspreche

---

[24] Ständerat, Herbstsession 2015 (13.074), zehnte Sitzung vom 22.09.15, S. 7.
[25] Nationalrat, Frühjahrssession 2016 (13.074), dritte Sitzung vom 02.03.16, S. 12.

dem geltenden Artikel 7 des Energiegesetzes. Dieser Artikel 7 wurde seinerzeit im Rahmen des Erlasses des Stromversorgungsgesetzes aufgenommen und bildet einen integralen Bestandteil der Stromgesetzgebung. Das hat das Bundesgericht zu Recht als eine abschliessende Bundesregelung anerkannt, die keinen Raum für kantonale Regelungen mehr lässt. […]"[26]

34 Nationalrat Stefan Müller-Altermatt äusserte sich wie folgt:

"[…] In Artikel 17 geht es um die Abnahme- und Vergütungspflicht. Strittig ist heute einzig Absatz 3, welcher definiert, wie der "sichere Hafen" aussehen soll, welchen wir den dezentralen Produzenten bieten, weil sie keine Marktmacht haben."[…][27]

35 Eine nicht ganz klar einzuordnende Meinung vertrat Nationalrat Roger Nordmann. Diese Meinung blieb aber soweit erkennbar ohne Gefolgschaft im Parlament:

[…] "Il serait fastidieux de vous expliquer tout le détail des corrections apportées par le Conseil des Etats; je vais dès lors vous présenter la plus importante de celles-ci. A l'article 17 alinéa 3, le Conseil des Etats a prévu que le distributeur électrique qui reprend de l'électricité auprès d'un producteur décentralisé - hors du système de rétribution à prix coûtant du courant injecté - doit payer le même prix que celui auquel il se procure le courant vendu à ses clients finaux. Concrètement, si un distributeur, dans une commune donnée, vend son électricité au consommateur final captif neuf centimes - hors timbre et taxes -, cela signifie qu'il a acheté ou produit cette énergie pour 7 ou 8 centimes. Il doit alors payer le même prix à un producteur décentralisé.

Il reste une marge décente entre les 7 et 8 centimes auxquels il achète l'énergie au producteur décentralisé et les 9 centimes auxquels il la revend au voisin. Cela vaut d'ailleurs aussi pour le modèle d'approvisionnement garanti, au cas où la deuxième étape de libéralisation du marché de l'électricité devait être décidée.

La proposition de la minorité Schilliger vise à ce que cette reprise ait lieu sur la base du marché de gros. Concrètement, dans l'exemple précédent, cela signifie que l'énergie pourrait être reprise à un tarif de 3 centimes, malgré le fait qu'elle est ensuite revendue au prix de 9 centimes au voisin dans le réseau à basse tension. La majorité de la commission estime que c'est une source d'enrichissement illégitime pour l'exploitant de réseau et que si Monsieur Dupont achète de l'énergie générée physique-

[26] Nationalrat, Herbstsession 2016 (13.074), erste Sitzung vom 12.09.16, S. 10.
[27] Nationalrat, Frühjahrssession 2016 (13.074), dritte Sitzung vom 02.03.16, S. 14.

ment par son voisin Monsieur Müller, une marge de 10 à 15 pour cent suffit pour l'électricien.[…]"[28]

E. Verordnungsentwurf E-EnV

36 Art. 13 E-EnV lautet wie folgt:

Vergütung:

[1] Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den Kosten des Bezugs bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen.

[2] Bei der Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.

37 Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hält in seinem erläuternden Bericht zur Totalrevision der EnV fest, dass die im EnG für die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien vorgesehenen vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie den Bezugskosten für die Beschaffung der Elektrizität und/oder den Gestehungskosten entsprechen, wenn er die Elektrizität (auch) selber produziere. Die Gleichwertigkeit bestimme sich allein mit Bezug auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität als solche: Die Energiemenge, das Leistungsprofil und die Steuer- und Prognostizierbarkeit der Produktion seien damit die relevanten Faktoren. Die Herkunft der Elektrizität spiele hingegen keine Rolle. Die Frage, ob die Höhe der Vergütung diesen Kriterien gerecht werde, lasse sich anhand der Elektrizitätstarife, die ein Netzbetreiber seinen Kunden in Rechnung stellt, leicht kontrollieren, da namentlich in der Grundversorgung die Tarife ebenfalls den Gestehungskosten entsprechen müssten (Art. 4 Abs. 1 StromVV). So könne beispielsweise die Vergütung für eine Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus anhand des Energietarifs, den der Endverbraucher in ebendiesem Einfamilienhaus bezahlt, grundsätzlich auf ihre Richtigkeit hin überprüft werden. Die Vergütung und der Energietarif müssten aber nicht exakt übereinstimmen, da der Energietarif auch Vertriebskosten, ökologische Mehrwerte und Deckungsdifferenzen beinhalten könne. Im Streitfall werde der Netzbetreiber seine Beschaffungskosten der ElCom unterbreiten müssen.[29]

38 Aufgrund der neuen Vorgaben im EnG werde in Absatz 2 der revidierten Verordnungsbestimmung festgelegt, dass die Vergütung für die

---

[28] A.a.O., S. 15 f.

[29] Erläuternder Bericht des UVEK zur Totalrevision der Energieverordnung vom Februar 2017, S. 14.

Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten WKK-Anlagen dem Preis am Spotmarkt im Day-ahead-Handel entspreche.[30]

III. RECHTLICHE BEURTEILUNG

A. Auslegung von Art. 7 EnG und Art. 2b EnV

39 Der bestehende Art. 7 Abs. 2 EnG schreibt vor, dass für die Einspeisevergütung die marktorientierten Bezugspreise für gleichwertige Energie massgebend sind. Eine grammatikalische Auslegung des Wortlauts führte die ElCom zum Schluss, dass mit "marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie" nur der Preis für den Einkauf von Energie bei Dritten relevant sein kann, was wiederum für den Einbezug von Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen in die Berechnung keinen Raum lässt[31].

40 Der auf Art. 7 Abs. 2 EnG gestützte Art. 2b EnV in der geltenden Fassung geht inhaltlich nicht über den Normgehalt von Art. 7 Abs. 2 EnG hinaus und präzisiert lediglich, dass die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers massgebend seien.

41 Die in Art. 7 Abs. 1 und 2 EnG verankerte Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers hat zum Zweck, den Produzenten administrativ zu entlasten, indem dem Produzenten die Möglichkeit gegeben werden soll, seine eingespeiste Energie jederzeit zu verkaufen. Wie treffend von der ElCom ausgeführt, ist es nicht der Zweck der Bestimmung, den Produzenten zu subventionieren, sondern ihm den Preis zu vergüten, den der Netzbetreibers auch andere Lieferanten bezahlen würde (vgl. oben Rz. 17).

42 Die von der ElCom als gesetzeswidrig qualifizierte Vollzugshilfe vom Januar 2015 (vgl. oben Rz. 14) wurde inzwischen revidiert und verweist nun auf eine Mitteilung der ElCom vom 19. September 2016[32], in der festgehalten wird, dass die marktorientierten Bezugspreise für gleichwertige Energie, und nicht die Gestehungskosten allfälliger Eigenproduktionen der Netzbetreiber, massgebend für die Vergütung sind.

B. Auslegung von Art. 15 E-EnG und Art. 13 Abs. 1 E-EnV

43 Fraglich ist, ob Art. 15 E-EnG einen Wortlaut bzw. eine Entstehungsgeschichte aufweist, die neu eine abweichende Berechnungsgrundlage für die Einspeisevergütung zulassen, wie dies in Art. 13 Abs. 1 E-EnV vorgesehen ist.

---

[30] A.a.O.

[31] Vgl. zum Ganzen vorne Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016.

[32] Mitteilung "Rückliefervergütung gemäss Art. 7 Abs. 2 Energiegesetz" der ElCom vom 19. September 2016.

1. Wortlaut und Materialien

44 Im Rahmen der Auslegung einer neuen Bestimmung kommt den Materialien grosses Gewicht zu.[33] Wie oben ausgeführt, war sich das Parlament darin weitestgehend einig, dass marktorientierte Bedingungen gelten sollten, welche den kleinen Produzenten die Möglichkeit der Veräusserung des von ihnen produzierten Stroms zu "angemessenen" Preisen garantieren (vgl. oben 27 ff.). Eine Ausnahme bildet dabei das Votum von Roger Nordmann, der die Ansicht zu vertreten scheint, dass sich die Vergütung nach den Endkundenpreisen zu orientieren habe (vgl. oben Rz. 35). Dieses Votum blieb ohne Gefolgschaft im Parlament und ohne Niederschlag im Gesetzestext. Unklar ist bei Roger Nordmanns Votum, ob es sich um ein blosses Missverständnis oder tatsächlich um eine abweichende Meinung handelt. Gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung ist eine parlamentarische Meinung, die im Gesetzestext keinen Niederschlag gefunden hat, für die Auslegung der entsprechenden Bestimmung nicht von Relevanz.[34] Aus diesem Grund kann vorliegend das Votum Nordmann für die Auslegung von Art. 15 E-EnG für die vorliegende Untersuchung nicht massgeblich sein. Dieser (allfälligen) abweichenden Meinung steht eine klar konturierte Mehrheitsmeinung gegenüber: Das bisherige System soll grundsätzlich weitergeführt und etwas näher an den Markt geführt werden. Die Schaffung einer neuen Subvention ist nicht intendiert.

45 Die Entstehungsgeschichte hat soweit auch im Gesetzestext ihren Niederschlag gefunden. Art. 15 E-EnG weist keine wesentlichen Änderungen zu Art. 7 EnG auf (vgl. auch oben Votum Doris Leuthard, Rz. 33) und enthält keine inhaltliche Neuerung, die eine grundsätzlich andere Berechnungsbasis für die Einspeisevergütung vorsieht. Weder der Wortlaut von Art. 15 E-EnG noch die parlamentarischen Debatten lassen den Schluss zu, dass der Gesetzgeber von den bisherigen Kriterien für die Berechnung der Einspeisevergütung abweichen wollte. Sowohl in Art. 15 Abs. 3 Bst. a ("vermiedene Kosten"), Bst. b ("Marktpreis") und Bst. c ("Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte") werden die bisherigen Berechnungsmassstäbe weitergeführt. Die Materialien enthalten keinerlei Hinweise dazu, dass der Gesetzgeber einen Systemwechsel für die Berechnung der Vergütung einführen wollte.

46 Art. 13 Abs. 1 E-EnV sieht für die Berechnungsgrundlage demgegenüber einen Systemwechsel vor, indem er die Berücksichtigung der Gestehungskosten für die eigenen Produktionsanlagen einführt. Wie die ursprüngliche und von der ElCom als gesetzeswidrig qualifizierte Vollzugshilfe des BFE zu Art. 7 Abs. 2, geht auch Art. 13 Abs. 1 E-EnV über die Grenzen des Gesetzes hinaus und stellt auf eine Berechnungsbasis

---

[33] BGE 141 II 262, E. 4.2; BGE 139 III 98, E. 3.1.
[34] BGE 136 I 297, E. 4.1.

ab, die vom (diesbezüglich unveränderten) Gesetz nicht vorgesehen ist.

47 Entscheidend ist zunächst, dass sich die Entschädigung nach den vermiedenen Kosten richtet. Bereits dieser (unveränderte) Ansatz schliesst es konzeptionell aus, eigene Gestehungskosten als Vergütungsbasis heranzuziehen. Gestehungskosten eigener Kraftwerke sind im Wesentlichen nicht variable, sondern fixe Kosten. Darunter fallen insbesondere Kapitalkosten und bei Wasserkraftwerken auch die Wasserzinsen.[35] Beide Kostenarten können durch eine Drosselung der Produktion nicht gesenkt werden. Es entstehen somit durch eine abnahmepflichtige Einspeisung keine vermiedenen Kapital- und Wasserzinskosten. Die vermiedenen variablen Kosten sind in der Regel unbedeutend. Es dürfte weder im Sinn der parlamentarischen Mehrheit noch im Sinn des Votums Nordmann sein, dass die Vergütung lediglich auf Basis der vermiedenen variablen Kosten berechnet wird. Vermiedene Kosten können daher bereits konzeptionell nur Kosten einer Drittbeschaffung sein. Nur Beschaffungskosten können überhaupt in bedeutendem Umfang vermieden werden.

48 Weiter verlangt der Gesetzeswortlaut, dass die vermiedenen Kosten auf der Beschaffung gleichwertiger Elektrizität beruhen. Auch hier gibt der Wortlaut die parlamentarische Diskussion korrekt wider, indem von Beschaffung (bei Dritten) und eben nicht von eigenen Gestehungskosten die Rede ist. Für dieses Verständnis spricht zusätzlich, dass der Begriff "Beschaffung" bereits im heute gültigen Art. 2b EnV verwendet wird und dort gemäss Verfügung der ElCom vom 19. April 2016 im Sinne von Drittbezugskosten zu verstehen ist. Es ist daher naheliegend, dass der Gesetzgeber, der den Begriff in Art. 15 E-EnG weiterverwendet, die gleiche Verständnis weiterführt. Hätte er einen Systemwechsel angestrebt, hätte er dies im Gesetz mit einer klar abweichenden Formulierung zum Ausdruck bringen müssen.

49 Sodann stellt der Wortlaut klar, dass es sich um die Beschaffung des Netzbetreibers handelt. Es geht also nicht um die Beschaffung des Endkonsumenten.

50 Die in Art. 13 E-EnV vorgesehene Ausdehnung der Beschaffungskosten auf die eigenen Gestehungskosten findet damit keine Stütze im Wortlaut des Gesetzes.

51 Auch die Ansicht des UVEK, dass sich die Höhe der Vergütung anhand der Tarife, die der Netzbetreiber seinen Kunden in Rechnung stellt, zu bemessen hat[36], erscheint in Anbetracht des Wortlauts und der Entstehungsgeschichte von Art. 15 E-EnG nicht begründet und nicht im Sinne

---

[35] BFE, Schlussbericht: Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft vom 1. Dezember 2014, S. 16 ff.

[36] Erläuternder Bericht des UVEK zur Totalrevision der Energieverordnung vom Februar 2017, S. 14.

des Gesetzgebers. Die Tarife stellen die Beschaffungskosten der Endverbraucher dar. Das Gesetz stellt aber auf die Beschaffungskosten der Netzbetreiber ab.

2. Fehlende Gesetzesgrundlage für Subventionierung

52 Aus den Materialien und aus der Vorgeschichte des bestehenden Art. 7 EnG ergibt sich, dass der Gesetzgeber mit der Abnahme- und Vergütungspflicht einen Ausgleich für eine ansonsten schwache Verhandlungsposition der Einspeiser gesucht hat. Weder das bestehende noch das neue Gesetz bezwecken aber eine Subventionierung der Einspeiser. Vielmehr wird in verschiedenen parlamentarischen Voten sogar klargestellt, dass das Vergütungssystem näher an den Markt geführt werden soll. Eine Vergütung zu Gestehungskosten des Netzbetreibers wäre aber unter heutigen Marktbedingungen eine Subvention, da die Einspeiser mehr erhalten würden, als am Markt. Eine solche Subventionierung ist eine wichtige Norm, die die Basis in einem formellen Gesetz benötigt. Sie kann nicht in einer Verordnungsbestimmung eingeführt werden.

53 Gemäss dem im Art. 164 der Bundesverfassung (BV) verankerten Erfordernis der Gesetzesform sind alle wichtigen rechtsetzenden Bestimmungen in der Form eines Bundesgesetzes zu erlassen. Damit ist ein Gesetz, das vom Parlament, und unter Umständen unter Mitwirkung des Volkes, erlassen worden ist, gemeint.[37] Subventionen sind Instrumente der Verhaltenssteuerung und damit wichtige Bestimmungen, die auf einer genügenden gesetzlichen Grundlage beruhen müssen.[38] Bei wiederkehrenden Subventionen oder solchen mit einem grossen Empfängerkreis müssen der Gegenstand der Subvention, der Empfängerkreis und die Anspruchsvoraussetzungen zumindest in den Grundzügen in einem formellen Gesetz festgelegt werden. Solche Bestimmungen betreffen wichtige Rechte der Bürgerinnen und Bürger und ebensolche Leistungen des Bundes, weshalb eine (blosse) Regelung auf Verordnungsstufe nicht ausreichen kann und mit Art. 164 Abs. 1 Bst. c und e BV nicht vereinbar ist.[39]

3. Verfassungskonformität

54 Die Vergütungspflicht für die abzunehmende Elektrizität ist zudem im verfassungsrechtlichen Kontext einzuordnen. Die Vergütung nach Art. 15 E-EnG wird nicht staatlich finanziert, sondern ist von den Netzbetreibern zu tragen. Soweit – und nur soweit – die jeweiligen Netzbetreiber über Kunden in der Grundversorgung verfügen, können sie die daraus entstehenden Kosten in die Preiskalkulation der Grundversor-

---

[37] HÄFELIN/MÜLLER/UHLMANN, Allgemeines Verwaltungsrecht, 7. Auflage 2016, S. 82 f. m.H. auf BGE 132 I 157, E. 2.2.

[38] HÄFELIN/MÜLLER/UHLMANN, Allgemeines Verwaltungsrecht, 7. Auflage 2016, S. 568.

[39] MÄCHLER, in: Fachhandbuch Verwaltungsrecht, 2015, S. 880 ff.

gungstarife einrechnen. Dabei sind aber zwei bedeutende Einschränkungen zu beachten:

55 Erstens setzt dies voraus, dass der jeweilige Netzbetreiber über Endkunden in der Grundversorgung verfügt. Dies ist insbesondere auf höheren Netzebenen keineswegs zwingend. Ohne grundversorgte Endkunden müsste der Netzbetreiber die abgenommene Elektrizität auf dem Markt verkaufen. Er kann also maximal einen Marktpreis lösen. Im Umfang der den Marktpreis übersteigenden Vergütung würde er einen Verlust erleiden. Eine solche Verlusttragung wäre eine unverhältnismässige und unzumutbare Belastung der Netzbetreiber und damit eine Verletzung sowohl der Wirtschaftsfreiheit als auch der Eigentumsgarantie.[40]

56 Zweitens ist in diesem Kontext ein neuerer Bundesgerichtsentscheid zur Berechnung der Grundversorgungstarife zu berücksichtigen.[41] Danach sind für die Berechnung der Grundversorgungstarife nicht nur die Gestehungs- und Beschaffungskosten massgebend. Vielmehr müssen die günstigeren Marktbeschaffungen anteilig auch den grundversorgten Endkunden zugutekommen. Die Folge daraus ist, dass nicht alle Kosten auf die grundversorgten Endkunden überwälzt werden können.[42]

57 Soweit aber diese Zusatzkosten für die Finanzierung der Vergütungspflicht auf grundversorgte Endkunden überwälzt werden, entstehen diesen zusätzlichen Kosten, die im Gesetz nicht vorgesehen sind. Wenn die Netzbetreiber – wie im Gesetz vorgesehen – vermiedene Beschaffungskosten vergüten, ist dies für die Endkunden kostenneutral. Wenn aber – wie in der Verordnung vorgesehen – der Netzbetreiber mehr vergüten müsste, als er einsparen kann, so würde dies zu einer Verteuerung der Grundversorgung führen. Dafür fehlt die gesetzliche Grundlage. Die Subventionierung über die KEV, respektive deren Nachfolgerin, das Einspeisevergütungssystem gemäss Art. 19 ff. E-EnG, ist als abschliessendes Förderinstrumentarium gedacht (vgl. so explizit Votum Doris Leuthard, Rz. 33). Die weitergehende Förderung zu Lasten (zufällig in einem bestimmten Netzgebiet sich befindenden Endverbraucher) hat keine gesetzliche Grundlage.

IV. SCHLUSSFOLGERUNG

58 Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Einspeisevergütung für erneuerbare Energien, wie sie in Art. 13 Abs. 1 E-EnV vorgesehen ist, nicht gesetzeskonform ist. Sie steht nicht im Einklang mit dem Wortlaut und Konzept des ihr zugrundeliegenden Art. 15 E-EnG, der den Einbezug von Gestehungskosten in die Berechnungsbasis nicht vorsieht. Konzeptionell knüpfen das neue wie schon das bestehende

---

[40] Zum Ganzen vgl. auch SCHOLL, in: Fachhandbuch Verwaltungsrecht, 2015, S. 509 ff.

[41] BGE 142 II 451.

[42] Vgl. zum Ganzen Kathrin Föhse, Entscheidbesprechung zum Urteil des Bundesgerichts vom 20. Juli 2016, vonRoll casting gegen CKW, AJP 2016, S. 1709, 1722.

Recht ausdrücklich an den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers an. Bei eigenen Kraftwerken können durch eine Drosselung der Produktion lediglich die variablen Kosten aber nicht die Fixkosten (insbesondere Kapitalkosten und Wasserzinsen) vermieden werden. Bereits aus dem Konzept, dass das Gesetz auf die vermiedenen Kosten abstellt, ergibt sich somit, dass die Kosten der Beschaffung bei Dritten die relevante Kostenbasis sein müssen. Gestehungskosten der eigenen Produktion können nur in einem geringfügigen Umfang vermieden werden.

59 Das war im Ergebnis auch bereits das Verständnis der ElCom in Zusammenhang mit Art. 7 EnG und Art. 2b EnV. Es bestehen weder im Wortlaut noch in den Materialien Hinweise, dass unter dem neuen Art. 15 E-EnG eine Abkehr vom Ansatz der vermiedenen Beschaffungskosten im Sinne der Kosten für den Kauf bei Dritten beabsichtigt wäre. Vielmehr knüpft der Wortlaut von Art. 15 E-EnG nahtlos an Art. 2b EnV an.

60 Auch die teilweise vertretene Auffassung, dass Tarife für die Endkonsumenten in der Berechnung der Vergütung berücksichtigt werden sollten, ist ohne Grundlage im Gesetz. Das wird nur schon damit ausgeschlossen, dass das Gesetz explizit auf die Beschaffungskosten des Netzbetreibers und eben nicht auf die Kosten des Endkunden abstellt.

61 Art. 13 Abs. 1 E-EnV geht über seine Grundlage in Art. 15 E-EnG hinaus und schafft mit dem Einbezug von Gestehungskosten in die Vergütungsberechnung eine Subvention zugunsten der Einspeiser, für die eine gesetzliche Grundlage fehlt. Aus der parlamentarischen Debatte wird ebenfalls deutlich, dass der Gesetzgeber keine Subvention beabsichtigt hat.

*****

Projet d'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

27.4.2017

Commentaires généraux relatifs aux contributions d'investissement et à la prime de marché de durée limitée pour l'énergie hydraulique

- Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables.
- Le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) visant à déterminer les coûts non amortissables doit être amélioré.
- Il convient de simplifier les formulations afférentes au droit et à la délimitation par rapport à l'approvisionnement de base.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 1 Dispositions générales		
Art. 1 Objet La présente ordonnance règle l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, qui est financée par le supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 LEne.		
Art. 2 Définitions Dans la présente ordonnance, on entend par: a. *installation hybride*: installation utilisant plusieurs agents énergétiques renouvelables pour produire de l'électricité; b. *biomasse*: toute matière organique qui est produite directement ou indirectement par la photosynthèse et qui n'a pas été transformée lors de processus géologiques; l'appellation de biomasse recouvre aussi tous les produits dérivés, les sous-produits, les résidus et les déchets dont la teneur énergétique provient de la biomasse; c. *gaz biogène*: gaz produit à partir de la biomasse; d. *production nette*: quantité d'électricité au sens de l'art. 12, al. 2, de l'ordonnance du … sur l'énergie (OEne); e. *rejets de chaleur*: les déperditions de chaleur inévitables en l'état de la technique, produites par des processus de		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
conversion d'énergie ou par des processus chimiques, par exemple dans les usines d'incinération des ordures ménagères, sauf la chaleur des installations ayant pour buts premiers et équivalents la production simultanée d'électricité et d'énergie thermique; f. *couplage chaleur-force (CCF)*: production simultanée de force et de chaleur issues du processus de transformation du combustible dans les turbines à gaz, les turbines à vapeur, les moteurs à combustion, les autres installations thermiques et les piles à combustibles.		
Art. 3 Nouvelles installations 1 Sont réputées nouvelles installations: a. pour les installations hydroélectriques, les installations qui utilisent un potentiel hydraulique pour la première fois; b. pour les autres technologies, les installations qui sont construites à un emplacement pour la première fois. 2 Est aussi réputée nouvelle installation une installation qui remplace complètement une installation existante. 3 D'entente avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), l'organe d'exécution décide s'il s'agit ou non d'une nouvelle installation.		
Art. 4 Puissance de l'installation La puissance d'une installation est déterminée conformément à l'art. 14 OEne.		
Art. 5 Obligation d'annoncer en cas de changement d'ayant droit Tout changement d'ayant droit après le dépôt de la demande doit être annoncé dans les meilleurs délais par l'ancien ayant droit à l'autorité qui est compétente pour l'évaluation de la demande. Sans annonce, la rétribution, la contribution d'investissement ou la prime de marché est versée à l'ancien ayant droit.		
Art. 6 Données d'exploitation 1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection selon le droit en vigueur ou un ancien droit ou d'un financement des coûts supplémentaires selon un ancien droit doit fournir à l'OFEN et à l'organe d'exécution, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.	1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection selon le droit en vigueur ou un ancien droit ou d'un financement des coûts supplémentaires selon un ancien droit doit fournir <u>au gestionnaire de réseau,</u> à l'OFEN et à l'organe d'exécution, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.	Concernant l'al. 1: Le gestionnaire de réseau doit également avoir la garantie de pouvoir consulter les données d'exploitation. Cette consultation est essentielle notamment lors de l'élimination de difficultés techniques.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 L'exploitant d'une installation ayant bénéficié d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement doit fournir à l'OFEN, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation. Pour les installations photovoltaïques, il doit en outre fournir à l'organe d'exécution la possibilité de consulter ces données si celui-ci le demande.	2 L'exploitant d'une installation ayant bénéficié d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement doit fournir à l'OFEN et au gestionnaire de réseau, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.	
Art. 7 Catégories d'installations photovoltaïques 1 Les installations photovoltaïques se répartissent dans les catégories suivantes: a. installations intégrées; b. installations ajoutées ou isolées. 2 Les installations intégrées sont des installations intégrées dans les constructions qui, outre la production d'électricité, servent de protection contre les intempéries, d'isolation thermique ou de dispositif antichute.		
Art. 8 Grandes et petites installations photovoltaïques 1 Sont réputées grandes installations photovoltaïques les installations d'une puissance à partir de 100 kW. 2 Sont réputées petites installations photovoltaïques: a. les installations d'une puissance inférieure à 100 kW; b. les installations dont l'agrandissement ou la rénovation apporte une puissance supplémentaire inférieure à 100 kW, même si leur puissance totale atteint 100 kW ou plus après l'agrandissement ou la rénovation. 3 Si l'exploitant d'une installation visée à l'al. 1 renonce à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW, l'installation est aussi réputée petite installation.		
Art. 9 Droit d'option pour les installations photovoltaïques 1 Les exploitants de grandes installations photovoltaïques d'une puissance jusqu'à 50 MW peuvent opter entre la rétribution de l'injection et une rétribution unique. 2 Ils exercent ce droit d'option de manière définitive en déposant la demande pour l'une ou l'autre forme d'encouragement. Une demande de rétribution unique pour les petites installations après leur mise en service (art. 45) est réservée.	1 Les exploitants de grandes installations photovoltaïques ~~d'une puissance jusqu'à 50 MW~~ peuvent opter entre la rétribution de l'injection et une rétribution unique.	Concernant l'al. 1: La limite supérieure de 50 MW doit permettre à toutes les installations photovoltaïques imaginables en Suisse de bénéficier de la rétribution unique (cf. Rapport explicatif relatif à l'OEneR, pp. 7 et 8). Cette limite peut par conséquent être totalement supprimée au cas où des installations de taille supérieure seraient possibles.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 10 Exceptions à la limite inférieure pour les installations hydroélectriques En plus des installations hydroélectriques liées aux installations d'approvisionnement en eau potable et aux installations d'évacuation des eaux usées, les installations hydroélectriques suivantes sont exemptées de la limite inférieure visée aux art. 19, al. 4, let. a, et 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne: a. les centrales de dotation; b. les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, canaux industriels et canaux de dérivation ou canaux de fuite existants pour autant qu'il n'en résulte aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique; c. les installations d'exploitation accessoire, telles que les installations hydroélectriques sur l'eau d'irrigation ou les centrales électriques en relation avec des installations d'enneigement ou avec l'utilisation de l'eau des tunnels; d. les installations qui sont construites en lien avec d'autres interventions sur les cours d'eau telles que renaturations et mesures de protection contre les crues, pour autant qu'il en résulte une écologie des eaux globalement améliorée par rapport à l'état existant.	e. les installations implantées sur des cours d'eau déjà exploités qui ne prélèvent pas de quantités supplémentaires d'eau.	Concernant la let. e: Selon l'article 19, al. 5, LEne, le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions pour des installations implantées sur des cours d'eau déjà exploités.
Art. 11 Consommation propre Les dispositions du chapitre 4, section 2, de l'OEne s'appliquent à la consommation propre et au regroupement dans le cadre de la consommation propre.		
Chapitre 2 Système de rétribution de l'injection **Section 1 Dispositions générales**		
Art. 12 Exigences générales Les conditions de raccordement visées à l'art. 11 OEne et la disposition relative à la quantité d'électricité à rétribuer au sens de l'art. 12 OEne s'appliquent aussi par analogie aux exploitants d'installations participant au système de rétribution de l'injection.		
Art. 13 Garantie d'origine et plus-value écologique 1 Les exploitants d'installations dans le système de rétribution de l'injection sont tenus de transmettre à l'organe		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
d'exécution les garanties d'origine relevées. 2 La participation définitive au système de rétribution de l'injection (art. 25) comprend la plus-value écologique.		
Art. 14 Participation des installations photovoltaïques Seules les grandes installations photovoltaïques peuvent participer au système de rétribution de l'injection.		
Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence		
Art. 15 Commercialisation directe 1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe (art. 21 LEne) les exploitants de nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 kW. 2 Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe. 3 Tous les exploitants peuvent en tout temps passer à la commercialisation directe moyennant un préavis de trois mois pour la fin d'un trimestre. Le retour à l'injection au prix de marché de référence est exclu.		
Art. 16 Prix de marché de référence 1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité 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. 2 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue des autres technologies correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse. 3 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence chaque trimestre.	1 Le prix de marché de référence pour l'électricité ~~issue d'installations photovoltaïques~~ correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un ~~trimestre~~ mois sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure pour la technologie respective ~~des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge~~. 2 *Biffer*	Le prix de marché de référence pour les autres technologies devrait prendre en compte la production effective des installations au quart d'heure. A la différence des installations photovoltaïques, la production de petites centrales hydrauliques, par exemple, est constante au fil d'une journée, mais varie considérablement au cours des saisons. Cet effet doit être considéré.
Art. 17 Taux de rétribution et adaptation 1 Les taux de rétribution par technique de production, par catégorie et par classe de puissance sont fixés aux annexes 1.1 à 1.5.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 Le taux de rétribution des installations hybrides est calculé en fonction des taux de rétribution des agents énergétiques employés, pondérés selon leur teneur énergétique respective. L’ensemble de la production est utilisé pour déterminer les puissances équivalentes. 3 Les taux de rétribution sont régulièrement contrôlés et adaptés en cas de modification substantielle des conditions.		
Art. 18 Durée de rétribution et exigences minimales 1 La durée de rétribution et les exigences minimales sont fixées aux annexes 1.1 à 1.5. 2 La durée de rétribution commence à compter de la mise en service effective de l’installation et ne peut être interrompue. Elle commence également à courir alors que l’exploitant ne perçoit encore aucune rétribution pour l’installation.		
Section 3 Ordre de prise en compte et liste d’attente		
Art. 19 Ordre de prise en compte 1 Une demande de participation au système de rétribution de l’injection est prise en compte en fonction de sa date de dépôt. 2 Si toutes les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la puissance la plus importante sont choisis prioritairement.		
Art. 20 Liste d’attente 1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate de toutes les demandes, les projets sont inscrits sur une liste d’attente, sauf s’ils ne remplissent manifestement pas les conditions d’octroi. 2 L’organe d’exécution informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d’attente. 3 Il tient une liste d’attente pour les installations photovoltaïques et une liste d’attente pour les autres techniques de production.		
Art. 21 Réduction de la liste d’attente 1 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l’OFEN fixe des contingents dans le cadre desquels les installations figurant sur les listes d’attente peuvent être prises en compte.		**Remarque concernant la réduction des listes d’attente (art. 21, art. 44, art. 54 et art. 78 OEneR)** Le projet d’OEneR prévoit d’utiliser la date de dépôt de la demande de rétribution de l’injection, de rétribution unique et de contributions d’investissement comme critère de réduction des listes d’attente, ce qui n’est pas efficace du point de

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		vue macroéconomique. Il convient d'examiner si, pour les installations qui déposent une demande après l'entrée en vigueur de la SE 2050, il est possible de réduire la liste d'attente en fonction de la puissance de l'installation et de la nécessité de renforcer le réseau.
Al. 2, variante A: 2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande dans l'ordre suivant: a. installations mises en service le 31 décembre 2014 au plus tard; b. installations mises en service à partir du 1er janvier 2015; c. autres projets.	Al. 2: variante A	Concernant l'al. 2: l'AES se prononce en faveur de la variante A. Elle assure aux producteurs qui ont déjà investi sans soutien et qui ont donc assumé un risque entrepreneurial considérable d'être admis dans le système d'encouragement en premier.
Al. 2, variante B: 2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.		
3 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les autres techniques de production d'énergie sont prises en compte dans l'ordre suivant: a. 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: en fonction de la date de transmission de l'avis; b. autres projets: en fonction de la date de dépôt de la demande.	3 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les autres techniques de production d'énergie sont prises en compte dans l'ordre suivant: a. 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: en fonction de la date de ~~transmission de l'avis~~ dépôt de la demande;	Concernant l'al. 3: Les installations figurant sur la liste d'attente devraient être prises en compte comme à la let. b, c'est-à-dire en fonction de la date de dépôt de la demande et non de la date de transmission de l'avis. Si la prise en compte s'effectue en fonction de la date de transmission de l'avis d'avancement du projet, cela avantagera les petits projets, qui obtiennent plus facilement et plus rapidement une autorisation. Ces derniers requièrent généralement une rétribution plus importante de l'injection. Le fait de privilégier les installations plus petites et moins efficaces par rapport aux installations plus grandes n'est pas conforme à la nouvelle loi sur l'énergie.
Section 4 Procédure de demande		
Art. 22 Demande 1 La demande de participation au système de rétribution de l'injection doit être déposée auprès de l'organe d'exécution. 2 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés aux annexes 1.1 à 1.5.		
Art. 23 Garantie de principe 1 Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance,		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
l'organe d'exécution décide dans son principe de la participation de l'installation au système de rétribution de l'injection. 2 Cette décision n'a aucun effet préjudiciel sur les procédures d'autorisation et d'octroi de concession nécessaires pour le projet.		
Art. 24 Avancement du projet, mise en service et obligation d'annoncer 1 Après réception de la décision visée à l'art. 23, le requérant doit, dans les délais prescrits, progresser dans l'avancement de son projet et mettre en service l'installation. 2 L'avancement du projet, la mise en service et les délais applicables en la matière sont fixés aux annexes 1.1 à 1.5. 3 Si le requérant ne peut pas respecter les délais d'avancement du projet et 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 par écrit avant l'expiration du délai concerné. 4 Le requérant doit transmettre à chaque fois un avis d'avancement du projet par écrit dans les deux semaines. 5 Il doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard un mois après la mise en service. S'il ne respecte pas ce délai, il ne peut prétendre qu'à la rétribution au prix de marché de référence.	4 Le requérant doit transmettre à chaque fois un avis d'avancement du projet par écrit dans les ~~deux~~ quatre semaines.	Concernant l'al. 4: Le délai doit être prolongé à 4 semaines, étant donné que le volume des documents portant sur l'état d'avancement du projet peut être considérable.
Art. 25 Participation définitive au système de rétribution de l'injection 1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi aussi après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment: a. l'entrée dans le système de rétribution de l'injection; b. si l'installation relève de la commercialisation directe ou si elle est rétribuée au prix de marché de référence, et c. le montant du taux de rétribution. 2 L'organe d'exécution rejette la demande de participation au système de rétribution de l'injection: a. si les conditions d'octroi ne sont pas remplies; b. si le requérant ne respecte pas les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service; c. si l'emplacement de l'installation varie considérablement par rapport à la demande. 3 Si un requérant a mis en service son installation, pour laquelle des moyens sont disponibles, avant que la participa-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
tion au système de rétribution de l’injection ne lui ait été garantie dans son principe, l’organe d’exécution rend directement une décision conformément à l’al. 1 si la personne concernée a transmis l’avis complet de mise en service.		
Art. 26 Sortie du système de rétribution de l’injection 1 Une sortie du système de rétribution de l’injection est possible en tout temps moyennant un délai de résiliation de trois mois pour la fin d’un trimestre. 2 Une nouvelle participation au système de rétribution de l’injection est exclue.		
Art. 27 Versement de la rétribution 1 L’organe d’exécution verse chaque trimestre: a. aux exploitants d’installations participant à la commercialisation directe: la prime d’injection; b. aux exploitants qui injectent de l’électricité produite par leurs installations au prix de marché de référence: la prime d’injection et le prix de marché de référence. 2 Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l’al. 1, l’organe d’exécution verse la rétribution au prorata durant l’année en cours. Il verse la différence l’année suivante. 3 L’organe d’exécution réclame à l’exploitant les montants versés en trop par rapport à la production effective, sans intérêt. Il peut aussi les déduire au cours de la période de paiement subséquente. 4 Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, l’organe d’exécution facture la part excédentaire aux exploitants chaque trimestre. 5 La rétribution est versée jusqu’à la fin du mois complet où sa durée prend fin.	2 *Biffer*	Concernant l’al. 2. La planification des liquidités incombe à l’organe d’exécution et ne doit pas concerner l’exploitant de l’installation, qui est tributaire d’un versement fiable de la rétribution. Du reste, tout retard de versement n’améliore pas les comptes annuels de l’organe d’exécution. L’ordre dans lequel il faut procéder aux versements l’année suivante n’est en outre pas clair: verse-t-on d’abord la différence ou la rétribution normale?
Art. 28 Refus de la rétribution 1 Tant qu’il ne transmet pas les informations requises dans les délais, l’exploitant n’a pas droit à la rétribution. 2 Tant qu’il ne respecte pas les dispositions légales, l’exploitant n’a également pas droit à la rétribution.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	Art. 29, 30, 31: Conserver le GB ER Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables doit être conservé moyennant quelques modifications (cf. art. 24, 24a, 24b et 25 OApEl).	**Au sujet des art. 29, 30 et 31** La solution envisagée, selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de reprendre de l'électricité produite par des installations bénéficiant déjà d'une rétribution selon l'ancien droit et de la rétribuer au prix de marché de référence, n'est pas viable pour les raisons suivantes: **Obligation de reprise vs risque commercial** Le concept de base de l'obligation de reprise et de rétribution remonte à la période préalable à l'ouverture du marché. Depuis, le marché de l'électricité a été partiellement libéralisé et doit, conformément à la LApEl, faire l'objet d'une ouverture totale dans le cadre d'une seconde étape. Ainsi, le gestionnaire de réseau ne dispose plus d'une clientèle fixe ou alors seulement de façon limitée, mais doit conquérir ses clients dans un climat de concurrence. La possibilité pour lui de revendre aux clients finaux le courant qu'il est obligé de reprendre n'est alors plus garantie sans autre. Il n'est pas compréhensible pourquoi l'obligation de reprise doit encore être élargie. **Vente d'électricité ne couvrant pas les coûts** Cette obligation de reprise génère un nouveau poste à risque pour le gestionnaire de réseau. Ce dernier doit verser à l'organe d'exécution le prix de marché de référence pour l'énergie reprise. Il a ainsi un poste de dépenses fixe. En ce qui concerne les recettes, il subsiste toutefois un doute quant à la possibilité pour lui de vendre l'énergie reprise à ce prix de marché de référence également. Le prix de marché de référence correspondant à la moyenne des prix dans l'espace d'un trimestre, le prix de vente du gestionnaire de réseau peut se révéler inférieur au prix de marché de référence. En outre, les installations photovoltaïques, dont la production est stochastique, génèrent des volumes importants d'énergie d'ajustement. Selon la quantité d'énergie injectée, cela affectera fortement les petits gestionnaires de réseau. Le gestionnaire de réseau doit de plus être en mesure de couvrir les pertes financières liées à l'énergie d'ajustement. Conformément à l'arrêt du Tribunal fédéral (arrêt 2C_681/2015 et 2C_682/2015 du 20 juillet 2016), le gestionnaire de réseau ne peut répercuter qu'au prorata les coûts découlant de cette obligation de reprise sur les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base. Même s'il était possible de répercuter la totalité de ces coûts sur les clients avec approvisionnement de base, il se pose-
Art. 29 Indemnité de gestion pour la reprise d'électricité 1 Le groupe-bilan qui reprend de l'électricité produite par des installations dont les exploitants vendent directement l'électricité sur le marché, reçoit chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion par kWh à hauteur de: a. 0,55 ct. pour les installations photovoltaïques et les éoliennes; b. 0,28 ct. pour les installations hydroélectriques; c. 0,22 ct. pour les installations de biomasse. 2 Le groupe-bilan qui reprend de l'électricité produite par des installations dont les exploitants injectent l'électricité au prix de marché de référence et disposent d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent, reçoit chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion par kWh à hauteur de: a. 0,38 ct. pour les installations photovoltaïques et les éoliennes; b. 0,2 ct. pour les installations hydroélectriques; c. 0,15 ct. pour les installations de biomasse.	2 *Biffer*	
Art. 30 Paiement du prix de marché de référence Pour l'électricité produite par des installations qui injectent au prix de marché de référence, les intervenants suivants sont tenus de verser le prix de marché de référence à l'organe d'exécution: a. pour les installations qui sont équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent: le groupe-bilan concerné; b. pour les installations qui ne font pas l'objet d'une mesure de la courbe de charge ni d'un système de mesure intelligent: le gestionnaire de réseau concerné.	*Biffer*	
Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau 1 Si un exploitant qui injecte au prix de marché de référence et dont l'installation est équipée d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent ne conclut aucune convention avec un groupe-bilan pour la reprise de sa production, l'installation est affectée au groupe-bilan du gestionnaire de réseau à l'emplacement	1 *Biffer*	

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
de l’installation. 2 Les groupes-bilan annoncent à l’organe d’exécution les gestionnaires de réseau qui lui sont affectés. Si un gestionnaire de réseau change de groupe-bilan, le nouveau groupe-bilan doit communiquer ce changement par écrit à l’organe d’exécution dans les meilleurs délais. 3 Les exploitants qui vendent directement leur électricité sur le marché (art. 21 LEne) annoncent à l’organe d’exécution le groupe-bilan auquel leur installation est affectée. Si un exploitant change de groupe-bilan, il doit le communiquer par écrit à l’organe d’exécution un mois à l’avance.	2 *Biffer*	rait la question du traitement des gestionnaires de réseau n’ayant pas ou trop peu de clients de ce type. En outre, cette solution n’est plus gérable dans le cadre d’une ouverture totale du marché. **Gestionnaire de réseau «long»** De nombreux gestionnaires de réseau en Suisse disposent d’une production propre. Cette dernière est parfois suffisante pour permettre au gestionnaire de réseau d’approvisionner lui-même totalement ses clients finaux. Cela signifie que le gestionnaire de réseau détient des positions longues (gestionnaire dit «long»). La reprise obligatoire de l’électricité produite par des installations injectant au prix de marché de référence peut donner lieu à un surapprovisionnement du gestionnaire de réseau. Cela veut dire qu’il dispose de plus de courant qu’il ne peut en vendre à ses clients finaux. Il doit par conséquent écouler cette production excédentaire sur le marché. Or il n’est pas certain qu’il obtienne le prix de marché de référence ou couvre les coûts de revient de sa production propre avec cette surproduction. **Inégalité de traitement des EAE** Le poids qui pèse sur les gestionnaires de réseau ou leurs groupes-bilan n’est pas homogène, il varie en fonction du nombre d’installations au prix de marché de référence de leur zone de desserte. Ces tâches ne concernent pas les EAE dépourvues de zone de desserte ni les groupes-bilan correspondants. Il n’y aucune raison objective justifiant cette inégalité de traitement. Cela crée des distorsions de marché, les EAE potentielles, étrangères notamment, étant favorisées par rapport aux gestionnaires de réseau traditionnels. Il existe le risque de voir se constituer de bons et de mauvais groupes-bilan, selon l’étendue de la reprise aux prix de marché de référence. La loi (art. 19, al. 7g, LEnE) ne prévoit pas l’introduction impérative de l’obligation de reprise du gestionnaire de réseau ou du groupe-bilan pour les installations injectant au prix de marché de référence. Cette obligation est considérée comme problématique par l’AES pour les raisons évoquées précédemment. D’où la proposition de l’AES de conserver le groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Le GB-ER assure le traitement des acteurs du marché sur un pied d’égalité. La

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		variante selon le projet d'ordonnance en revanche impose, au hazard et sans justification objective, des charges et risques financiers différents aux groupes-bilan et aux entreprises d'approvisionnement en énergie en fonction des installations de production situées dans la zone de desserte respective. Elle a ainsi un effet de distorsion de la concurrence, et ceci notamment au détriment des entreprises d'approvisionnement en électricité indigènes. La reprise par le GB-ER peut être conçue de façon compatible avec une ouverture complète du marché, ce qui n'est pas le cas pour le projet d'ordonnance pour les raisons citées ci-dessus. Le GB-ER assure en plus une transparence sur les coûts engendrés indirectement, ce qui doit être salué d'un point de vue politique. Le GB-ER étant un système éprouvé, il n'y a pas de coûts d'établissement et il est bien connu que le système fonctionne en pratique. L'efficacité de ce système qui fonctionne bien peut même encore être améliorée: si le GB-ER vend directement l'électricité reprise sur le marché «spot», les étapes intermédiaires touchant les groupes-bilan sont supprimées et la transparence est encore améliorée. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables constitue une solution établie permettant une distribution solidaire de l'énergie promue à travers le système de rétribution de l'injection. Il n'est pas compréhensible pourquoi ce système doit être supprimé en ce moment. Il convient toutefois d'optimiser deux aspects du système (cf. art. 24 OApEl): - Le GB-ER vend directement et uniquement l'électricité reprise sur le marché «spot» au lieu de la distribuer aux groupes-bilan. La charge est ainsi maintenue minimale, voire réduite. - Le GB-ER opère explicitement *exclusivement* sur le marché de l'énergie et ne prend notamment pas part, avec ses installations, au marché complètement libéralisé des services-système. Les installations qui aspirent à ces possibilités de commercialisation ou à d'autres peuvent opter pour la commercialisation directe.
Art. 32 Agrandissements ou rénovations ultérieurs 1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection est tenu d'annoncer les agrandissements ou rénovations à l'organe d'exécution au moins un mois avant leur mise en service. Il doit indiquer toutes les modifications qui seront apportées à l'installation existante. 2 La durée de rétribution n'est pas prolongée par un agrandissement ou une rénovation ultérieurs.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
3 Pour les installations photovoltaïques, le taux de rétribution initial est réduit proportionnellement dès la mise en service de l'agrandissement ou de la rénovation en fonction de la puissance installée supplémentaire. 4 Si l'annonce visée à l'al. 1 n'a pas lieu ou n'est pas effectuée dans les délais impartis, l'exploitant est tenu de restituer à l'organe d'exécution, sans intérêt, la différence entre la rétribution obtenue et la rétribution calculée au sens de l'al. 3.	3 Pour les installations photovoltaïques, ~~le taux de rétribution~~ la prime d'injection initiale est réduite proportionnellement dès la mise en service de l'agrandissement ou de la rénovation en fonction de la puissance installée supplémentaire.	Concernant l'al. 3: Il faut tenir compte du prix de marché dans le calcul de la rétribution en cas d'agrandissements ou de rénovations. Conformément au projet existant, le courant pour les agrandissements est pris en compte au tarif nul.
Art. 33 Conséquences en cas de non-respect des exigences minimales 1 Si les exigences minimales ne sont pas respectées, la prime d'injection n'est provisoirement plus versée. La production de l'installation est alors rétribuée au prix de marché de référence correspondant, avec effet rétroactif pour la période d'évaluation concernée. La rétribution perçue en trop doit être restituée à l'organe d'exécution. Elle peut être déduite de prestations futures. 2 Lorsque les exigences minimales sont à nouveau respectées, la prime d'injection due est versée à la fin de l'année civile sans intérêt. 3 En cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables pour le non-respect des exigences minimales, l'exploitant peut exposer à l'organe d'exécution les mesures qu'il entend prendre pour que les exigences minimales soient à nouveau respectées. 4 L'organe d'exécution peut lui accorder un délai approprié pour la mise en œuvre de ces mesures, assorti le cas échéant de charges. Jusqu'à l'expiration de ce délai, le droit à la prime d'injection demeure, dans la mesure où les charges éventuelles sont observées. 5 Si, après l'expiration du délai, les exigences minimales ne sont pas respectées pendant toute une période d'évaluation, la production de l'installation est rétribuée au prix de marché de référence correspondant, avec effet rétroactif pour la période suivant l'expiration du délai. La rétribution perçue en trop doit être restituée. Elle peut être déduite de prestations futures.		
Art. 34 Exclusion du système de rétribution de l'injection 1 L'organe d'exécution décide l'exclusion d'un exploitant du système de rétribution de l'injection: a. si les exigences minimales ne sont pas respectées à plusieurs reprises et que la production de l'installation a été rétribuée pour cette raison au prix de marché de ré-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
férence pendant trois années civiles consécutives pour au moins une période d'évaluation; b. si les exigences minimales ne sont pas respectées une année après l'expiration du délai visé à l'art. 33, al. 4. 2 Une nouvelle participation au système de rétribution de l'injection est exclue.		
Chapitre 3 Dispositions générales sur la rétribution unique et les contributions d'investissement		
Art. 35 Exclusion de la contribution d'investissement Tant qu'une installation bénéficie d'un financement des coûts supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne ou d'une rétribution de l'injection, aucune rétribution unique ou contribution d'investissement ne peut lui être allouée.		
Art. 36 Autorisation d'un début anticipé des travaux L'OFEN peut autoriser un début anticipé des travaux pour les installations hydroélectriques et les installations de biomasse lorsque l'attente de la garantie de principe impliquerait de sérieux préjudices. L'autorisation ne donne pas droit à une contribution d'investissement.	*Précision nécessaire pour lever la contradiction entre l'art. 24 LEne et l'art. 28 LEne.*	Conformément à l'art. 24, al. 3, LEne, les nouvelles installations ou celles faisant l'objet d'un agrandissement ou d'une rénovation notables mises en exploitation après le 1er janvier 2013 peuvent prétendre à des contributions d'investissement. D'autre part, la construction, l'agrandissement ou la rénovation notables ne peuvent débuter qu'une fois la garantie accordée par l'OFEN (art. 28, al. 1 et 2, LEne). Ces deux articles se contredisent – problème également non résolu à l'art. 36 OEneR.
Art. 37 Exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement de l'installation 1 Une installation pour laquelle une rétribution unique ou une contribution d'investissement a été versée doit faire l'objet, à compter de l'obtention de la rétribution ou de la contribution et pendant la durée fixée ci-après, d'une maintenance permettant d'assurer une exploitation régulière: a. 15 ans pour les installations photovoltaïques, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations hydroélectriques; b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale. 2 Les installations photovoltaïques doivent être exploitées pendant 15 ans au moins de sorte à atteindre une production minimale telle qu'elle peut être attendue compte tenu de leur emplacement et de leur orientation.	1 Une installation pour laquelle une rétribution unique ou une contribution d'investissement a été versée doit faire l'objet, à compter de l'obtention de la rétribution ou de la contribution et pendant la durée fixée ci-après, d'une maintenance <u>par l'exploitant de l'installation</u> permettant d'assurer une exploitation régulière: a. 15 ans pour les installations photovoltaïques, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations hydroélectriques; b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale.	Il convient de préciser que l'exploitant de l'installation est responsable de la maintenance.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 38 Restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement 1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions s'appliquent par analogie à la restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement. 2 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement est exigée entièrement ou partiellement notamment lorsque les exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement au sens de l'art. 37 ne sont pas ou plus remplies. 3 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement peut aussi être exigée lorsque les conditions du marché de l'énergie entraînent une rentabilité excessive.	4 Sont exclues des dispositions figurant aux al. 1 et 3 les contributions d'investissement pour lesquelles d'éventuelles restitutions sont déjà réglées dans cette ordonnance. En font partie notamment les contributions d'investissement pour lesquelles les coûts non amortissables doivent être recalculés 5 ans après la mise en service.	Concernant l'al. 4: Pour certaines contributions d'investissement, l'OEneR prévoit déjà un mécanisme de contrôle concret. Un deuxième mécanisme conforme à la loi sur les subventions serait disproportionné. En outre, il convient de tenir compte de ce qui suit pour les autres rétributions uniques et contributions d'investissement: l'al. 3 ménage une marge pour les restitutions si le marché de l'énergie devait mener à une rentabilité excessive (également consigné à l'art. 29, al. 3, let. c, LEne). La définition d'une «rentabilité excessive» n'est pas claire. L'investisseur devra prendre en compte le risque d'une restitution, ce qui réduira à son tour sa propension à investir. Cela est contraire à l'intention du législateur.
Art. 39 Délai de carence 1 Le délai minimal pendant lequel l'exploitant ne pourra pas à nouveau demander une rétribution unique ou une contribution d'investissement est de: a. 15 ans pour les installations photovoltaïques et les usines d'incinération des ordures ménagères; b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale. 2 Ce délai minimal ne s'applique pas aux installations photovoltaïques pour lesquelles un exploitant a bénéficié d'une rétribution unique selon l'ancien droit.		
Chapitre 4 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques **Section 1 Dispositions générales**		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 40 Taille minimale et limite supérieure de puissance pour le versement d’une rétribution unique Une rétribution unique est versée pour les installations d’une puissance comprise entre 2 kW et 50 MW au maximum.		
Art. 41 Agrandissement ou rénovation notable d’une installation L’agrandissement ou la rénovation d’une installation est réputé notable lorsque la puissance de l’installation augmente d’au moins 2 kW suite à l’agrandissement ou à la rénovation.		
Art. 42 Calcul de la rétribution unique et adaptation des taux 1 La rétribution unique se compose d’une contribution de base et d’une contribution liée à la puissance. 2 Les taux sont fixés à l’annexe 2.1. Le DETEC les contrôle chaque année. En cas de modification substantielle des conditions, il propose au Conseil fédéral de les adapter. 3 Pour les grandes installations mises en service après le 1er janvier 2013, les taux pour les installations ajoutées et les installations isolées s’appliquent, même si ces installations appartiennent à la catégorie des installations intégrées. 4 Les agrandissements et les rénovations notables bénéficient uniquement d’une contribution liée à la puissance en fonction de l’augmentation de la puissance obtenue suite à l’agrandissement ou à la rénovation. Aucune contribution de base n’est versée. 5 Si une installation est agrandie avant l’obtention de la rétribution unique, la contribution de base est versée pour la partie de l’installation qui est mise en service en premier et la contribution liée à la puissance en fonction de la date de mise en service des différentes parties de l’installation. 6 Si une installation se compose de plusieurs champs de modules appartenant à diverses catégories aux termes de l’art. 7, la contribution de base se calcule selon la moyenne des taux pondérée en fonction de la puissance et la contribution liée à la puissance en fonction de la part de puissance par catégorie.		
Section 2 Ordre de prise en compte et liste d’attente		
Art. 43 Ordre de prise en compte 1 La date de dépôt de la demande est déterminante pour la prise en compte d’une demande.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la puissance supplémentaire la plus importante sont choisis prioritairement.	1bis Si le gestionnaire qui dépose une demande de rétribution unique pour de petites installations photovoltaïques a déjà déposé une demande pour ces mêmes installations en vertu des art. 22 ou 47, la date de dépôt de cette demande est déterminante.	Concernant l'al. 1bis: Pour les installations qui ont déposé une demande de rétribution de l'injection ou de rétribution unique pour de grandes installations photovoltaïques et qui décident après la construction de l'installation de solliciter une rétribution unique pour de petites installations photovoltaïques, la date de dépôt de la première demande est déterminante.
Art. 44 Liste d'attente 1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente en fonction de la date de dépôt de la demande, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi. 2 L'organe d'exécution informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente. 3 Il tient une liste d'attente pour les petites installations et une liste d'attente pour les grandes installations. 4 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l'OFEN fixe des contingents dans le cadre desquels les projets figurant sur la liste d'attente des petites et des grandes installations peuvent être pris en compte.		Pour des raisons de rentabilité, il faudrait favoriser un plus gros contingent pour de grandes installations. **Remarque relative à la réduction des listes d'attente (art. 21, art. 44, art. 54 et art. 78 OEneR)** Le projet d'OEneR prévoit d'utiliser la date de dépôt de la demande de rétribution de l'injection, de rétribution unique et de contributions d'investissement comme critère de réduction des listes d'attente, ce qui n'est pas efficace du point de vue macroéconomique. Il convient d'examiner si, pour les installations qui déposent une demande après l'entrée en vigueur de la SE 2050, il est possible de réduire la liste d'attente en fonction de la puissance de l'installation et de la nécessité de renforcer le réseau.
Section 3 Procédure de demande pour les petites installations photovoltaïques		
Art. 45 Demande 1 La demande de rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques doit être déposée auprès de l'organe d'exécution après la mise en service de l'installation. 2 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.1, ch. 3. 3 Les exploitants d'installations visées à l'art. 8, al. 3, sont tenus de communiquer, dans la demande, à l'organe d'exécution qu'ils renoncent à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW. 4 Si l'exploitant a déjà déposé une demande au sens de l'art. 22 ou 47 pour la même installation, cette demande est réputée retirée suite au dépôt de la demande visée à l'al. 1.		Nous signalons le fait suivant: Cette réglementation implique que les petites installations PV ne peuvent être construites qu'en ignorant l'obtention oui ou non d'une contribution unique. Cette incertitude quant à l'obtention d'un encouragement pourrait pousser de nombreux exploitants potentiels de petites installations PV à renoncer à la construction de l'installation. Ceci n'est guère conforme à l'objectif de la Stratégie énergétique.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 46 Fixation de la rétribution unique Lorsque l’installation remplit les conditions d’octroi et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l’organe d’exécution fixe le montant de la rétribution unique en se basant sur les taux prévus à l’annexe 2.1.		
Section 4 Procédure de demande pour les grandes installations photovoltaïques		
Art. 47 Demande 1 La demande de rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques doit être déposée auprès de l’organe d’exécution. 2 Elle doit comporter l’ensemble des données et des documents visés à l’annexe 2.1, ch. 4.1. 3 Si la catégorie ou la puissance de l’installation projetée est modifiée après le dépôt de la demande, le requérant doit communiquer ce changement à l’organe d’exécution dans les meilleurs délais.		
Art. 48 Garantie de principe Lorsque les conditions d’octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l’organe d’exécution garantit la rétribution unique dans son principe et fixe le montant maximal en se basant sur la puissance mentionnée dans la demande et sur les taux prévus à l’annexe 2.1.		
Art. 49 Délai et avis de mise en service 1 L’installation doit être mise en service dans les 12 mois suivant l’octroi de la garantie visée à l’art. 48. 2 La mise en service doit être annoncée à l’organe d’exécution dans les trois mois suivant la mise en service. 3 L’avis de mise en service doit comporter les données et les documents mentionnés à l’annexe 2.1, ch. 4.2. 4 Si le requérant ne peut pas respecter le délai de mise en service pour des raisons qui ne lui sont pas imputables, l’organe d’exécution peut le prolonger sur demande. La demande doit être déposée avant l’expiration du délai. 5 L’organe d’exécution révoque la garantie visée à l’art. 48 et n’octroie pas de rétribution unique si la mise en service n’a pas lieu dans les délais. 6 Il peut aussi révoquer la garantie visée à l’art. 48 s’il n’est pas avisé de la mise en service dans les trois mois suivant la mise en service.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 50 Fixation définitive de la rétribution unique 1 Après réception de l'avis complet de mise en service, l'organe d'exécution fixe le montant définitif de la rétribution unique sur la base des données relatives à l'installation, authentifiées dans le cadre de la garantie d'origine. Le montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 48 ne doit pas être dépassé. 2 Si un requérant a mis en service son installation, pour laquelle des moyens sont disponibles, avant que la rétribution unique ne lui soit garantie dans son principe, l'organe d'exécution rend directement une décision selon l'al. 1 si la personne concernée a transmis l'avis complet de mise en service.		
Chapitre 5 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques **Section 1 Dispositions générales**		
Art. 51 Agrandissement ou rénovation notable 1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent: a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins 20 %; b. d'augmenter la hauteur de chute brute moyenne d'au moins 10 %; c. d'utiliser davantage d'eau, à hauteur d'au moins 10 % de la quantité annuelle moyenne d'eau utilisée au cours des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement; d. d'augmenter le volume d'accumulation utilisable d'au moins 15 %, ou e. d'augmenter la production annuelle nette d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant la mise en service de l'agrandissement.	a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins 15 ~~20~~ %; e. d'augmenter la production annuelle nette moyenne attendue d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant la mise en service de l'agrandissement.	Concernant l'al. 1, let. a: Le seuil de «bagatelle» est trop élevé et doit être réduit de 20 à 15 %. Concernant l'al. 1, let. e: Il convient de s'appuyer sur la production attendue, de sorte que la satisfaction du critère ne dépende pas des conditions hydrologiques variables.
2 La rénovation d'une installation est réputée notable: a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et b. si l'investissement s'élève à au moins 10 ct. par kWh de	a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines, les pompes d'alimentation ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et b. si l'investissement pour des installations d'une puissance	Concernant l'al. 2, let. a: Ajout des pompes d'alimentation comme autre composante principale essentielle d'une installation Concernant l'al. 2, let. b: Le seuil de «bagatelle» est trop

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation.	d'au maximum 10 MW s'élève à au moins 10 ct. par kWh ou pour des installations d'une puissance supérieure à 10 MW à au moins 5 ct./kWh de la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation~~.~~; ou c. si la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation s'élève à au moins 20 % ou 30 GWh.	élevé pour les grandes installations. Une rénovation pour une installation avec une production annuelle de 500 GWh ne serait par exemple considérée comme notable qu'à partir d'une contribution d'investissement de 50 millions de CHF. Une répartition entre grandes (> 10 MW) et petites (< 10 MW) installations est donc judicieuse. Concernant l'al. 2, let. c: Cet ajout permet de garantir que le maintien de la force hydraulique existante par le biais de rénovations ne revêt pas d'une importance moindre pour la production totale de la force hydraulique en Suisse que la production supplémentaire réalisée par le biais des agrandissements.
Art. 52 Taux 1 L'OFEN fixe la contribution d'investissement individuellement pour chaque installation conformément à l'art. 29, al. 2, LEne. 2 Pour les installations d'une puissance maximale de 10 MW, la contribution d'investissement s'élève au maximum: a. à 60 % des coûts d'investissement imputables pour les agrandissements notables; b. à 40 % des coûts d'investissement imputables pour les rénovations notables. 3 Pour les installations d'une puissance supérieure à 10 MW, la contribution d'investissement s'élève au maximum: a. à 40 % des coûts d'investissement imputables pour les nouvelles installations et les agrandissements notables; b. à 20 % des coûts d'investissement imputables pour les rénovations notables. 4 Le DETEC contrôle les taux au moins tous les cinq ans. En cas de modification substantielle des conditions, il demande au Conseil fédéral de les adapter. 5 Pour les installations hydroélectriques frontalières, la contribution d'investissement est réduite de la part de souveraineté non suisse.	2 *Biffer* 3 *Biffer*	Concernant les al. 2 et 3: Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables: i) le fait que la production locale issue de la force hydraulique soit le résultat d'une création ou d'un maintien importe peu pour le bilan; ii) d'un point de vue écologique, le maintien des installations par le biais de rénovations est plus judicieux que les créations ou interventions majeures ou nouvelles dues à des installations nouvelles ou des agrandissements notables; iii) étant donné que la distinction n'est pas prévue conformément à l'art. 26 LEne, les deux al. 2 et 3 peuvent être biffés sans remplacement. iv) L'art. 26 LEne ne confère aucune base légale permettant de différencier au niveau de l'ordonnance.
Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW et liste d'attente	**Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW ~~et liste d'attente~~**	Pour les installations < 10 MW, les projets du système de rétribution de l'injection sont en concurrence avec les projets aspirant à une contribution d'investissement, l'ensemble des projets étant financés par les mêmes fonds (art. 36 LEne). Une part doit ainsi être provisionnée pour les contributions d'investissement. On renonce cependant sciemment à défi-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		nir une clé de répartition.
Art. 53 Ordre de prise en compte 1 La date de dépôt de la demande est déterminante pour la prise en compte d'un projet d'agrandissement ou de rénovation notable d'une installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 10 MW. 2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante sont choisis prioritairement.	*Biffer et remplacer par un nouvel article 53* **Art. 53 Moyens mis à disposition** 1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW sont attribués à un rythme biennal. 2 La période de deux ans débute le 1er janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2020, le 30 juin 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028 et le 30 juin 2030. 3 Le montant des moyens utilisés pour les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW est défini par…	Concernant les al. 1 et 2: comme pour les installations > 10 MW. Là aussi, une hiérarchisation des demandes les plus efficaces doit avoir lieu avec le regroupement. Concernant l'al. 3: Pour les installations < 10 MW, les projets du système de rétribution de l'injection sont en concurrence avec les projets sollicitant une contribution d'investissement pour les mêmes ressources (art. 36 LEne). L'allocation des ressources doit être réglementée de manière appropriée.
Art. 54 Liste d'attente 1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi. 2 L'OFEN informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente. 3 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.	*Biffer et remplacer par un nouvel article 54* **Art. 54 Ordre de prise en compte** 1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite	L'efficacité doit occuper le premier plan non seulement pour les grandes centrales hydrauliques, mais aussi pour les petites. Il convient par conséquent de rejeter la date de dépôt de la demande comme premier critère d'attribution. Ainsi, les art. 55 et 56 OEneR doivent être repris de ma-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces deux années soient épuisés. 2 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement. 3 La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. 4 La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation. 5 Les demandes pour les installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles n'aient pas été retirées dans l'intervalle. Sur demande, l'OFEN autorise le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36. Il considère alors le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice. 6 Si des moyens réservés pour un projet ne sont pas utilisés, ils sont utilisés au fur et à mesure pour la prise en compte de projets dans l'ordre en vertu des al. 1 à 3.	nière analogue également pour les petites centrales hydrauliques.
Section 3 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW		
Art. 55 Moyens disponibles 1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme quadriennal.	1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme ~~quadriennal~~ biennal.	Les périodes de quatre ans sont trop longues. Si un projet ne peut pas être pris en compte à la date de référence du fait d'un manque de moyens, sa réalisation ne peut guère attendre quatre années ou ne serait généralement pas rentable.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 La période de quatre ans débute le 1er janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2022, le 30 juin 2026 et le 30 juin 2030.	2 La période de ~~quatre~~ deux ans débute le 1er janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2020, le 30 juin 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028 et le 30 juin 2030.	
Art. 56 Ordre de prise en compte		
1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces quatre années soient épuisés.	1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces ~~quatre~~ deux années soient épuisés.	Concernant les al. 1 et 2: i) Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables (cf. justification art. 52); ii) Si le rythme quadriennal prévu devait en outre être mis en œuvre, cette hiérarchisation mènerait à ce qu'aucune contribution d'investissement ne soit de fait versée pour les rénovations, étant donné que le contingent pourrait constamment être épuisé par les nouvelles installations et les agrandissements notables. Cela ne va pas dans le sens du législateur, qui souhaitait clairement soutenir aussi les rénovations.
2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets de nouvelle installation ou d'agrandissement qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.	2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets ~~de nouvelle installation ou d'agrandissement~~ qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.	
3 Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.	3 La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. ~~Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.~~ 3bis La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation.	Concernant les al. 3 et 3bis: La définition de la production supplémentaire en cas de rénovation, qui comporte une part escomptée, permet de hiérarchiser l'ensemble des demandes en fonction du même critère.
4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles	4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles	Concernant l'al. 4: Le report du début des travaux de 4 ans (ou, conformément à la proposition, de 2 ans) pourrait souvent s'avérer impossible ou non rentable. Du point de vue de l'autorité, l'autorisation ne crée aucun préjudice, dans la

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
n'aient pas été retirées dans l'intervalle.	n'aient pas été retirées dans l'intervalle. L'OFEN octroie sur demande une autorisation pour le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36 en considérant le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice.	mesure où elle ne contient pas de droit à une contribution d'investissement.
5 Si des moyens réservés pour un projet ne sont pas utilisés, ils servent au fur et à mesure à la prise en compte des projets dans l'ordre établi aux al. 1 à 3.		
	6 La décision concernant la prise en compte doit être communiquée aux requérants au plus tard trois mois après la date de référence.	Concernant l'al. 6: Un nouveau délai pour l'OFEN doit être défini moyennant le nouvel alinéa 6. Les procédures jusqu'à l'obtention d'une autorisation de construire durent souvent plusieurs années. La décision de construire était jusqu'à présent prise, en général, peu après l'obtention de l'autorisation de construire et en présence de tous les coûts. Les travaux de construction débutaient alors souvent 2 à 3 mois plus tard. Il est donc important que l'on dispose de la décision de l'OFEN en temps utile.
Section 4 Procédure de demande		
Art. 57 Demande		
1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN.		
2 Elle 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 démontrée.	2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, ~~le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois~~ dans des cas justifiés, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.	Concernant l'al. 2: Etant donné qu'une décision d'investissement définitive peut également dépendre des contributions de la Confédération, seule la constructibilité du projet doit être démontrée lors du dépôt de la demande, dans des cas justifiés.
3 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.2.		
Art. 58 Garantie de principe		
Lorsqu'il ressort de l'examen de la demande que les conditions d'octroi sont remplies et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'OFEN garantit la contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit: a. le montant de la contribution d'investissement en pourcentage des coûts d'investissement imputables compte tenu des coûts supplémentaires non amortissables attendus; b. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser; c. la date à laquelle la construction doit commencer au plus tard;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
d. le plan de paiement visé à l'art. 64; e. le délai de mise en service de l'installation.		
Art. 59 Avis de mise en service 1 Un avis de mise en service doit être remis à l'OFEN après la mise en service. 2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. date de mise en service; b. procès-verbal de reprise; c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande.		
Art. 60 Avis de fin des travaux 1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'OFEN au plus tard un an après la mise en service. 2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. décompte détaillé des coûts de construction; b. liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables.		
Art. 61 Prolongation des délais Sur demande, l'OFEN peut prolonger les délais de mise en service et de remise de l'avis de fin des travaux: a. si le requérant ne peut pas respecter le délai pour des raisons qui ne lui sont pas imputables, et b. si la demande est déposée avant l'expiration du délai.		
Art. 62 Annonce de la production nette La production nette annuelle depuis la mise en service doit être annoncée à l'OFEN après la cinquième année complète d'exploitation.		
Art. 63 Fixation définitive de la contribution d'investissement 1 Dès réception de l'avis de fin des travaux et de l'annonce de la production nette, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies. 2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base de la moyenne annuelle de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.	2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base <u>des coûts d'investissement imputables définitifs et</u> de la moyenne annuelle de la production nette annoncée~~, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel~~.	Concernant l'al. 2: i) L'actualisation ultérieure du scénario de prix et du taux d'intérêt calculé entraînerait une grande incertitude quant au montant de la contribution d'investissement au moment de l'investissement. Il y a fort à douter que des in-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
3 Le montant définitif de la contribution d'investissement est fixé sur la base du résultat de l'examen visé à l'al. 1 et du calcul visé à l'al. 2. 4 Si la production nette annuelle moyenne est inférieure à la production ou à la production supplémentaire présentée dans la demande, la contribution d'investissement peut être réduite en conséquence.		vestissements plus importants seraient entrepris avec de tels impondérables. Comme déjà mentionné à l'art. 38, la sécurité des investissements est indispensable. ii) Compte tenu de la durée d'utilisation restante de plus de 40 ans, l'actualisation du scénario de prix et du taux d'intérêt au bout de 5 ans ne conduit pas à de meilleures estimations, mais accroît uniquement la charge. Seuls les coûts d'investissement réellement imputables doivent être actualisés.
Art. 64 Versement échelonné de la contribution d'investissement 1 La contribution d'investissement est versée en plusieurs tranches. 2 Dans la garantie visée à l'art. 58, l'OFEN fixe le moment du versement des différentes tranches et les montants à verser par tranche au cas par cas (plan de paiement). 3 La première tranche peut être versée au plus tôt au début des travaux. En cas d'autorisation d'un début anticipé des travaux en vertu de l'art. 36, le premier versement est effectué au plus tôt lors de l'octroi de la garantie visée à l'art. 58. 4 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 58 peuvent être versés.		
Section 5 Critères de mesure		
Art. 65 Coûts d'investissement imputables 1 Les coûts de construction, de planification et de direction des travaux ainsi que les prestations propres de l'exploitant sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement: a. s'ils sont en lien direct avec les parties de l'installation nécessaires à la production d'électricité et démontrés; b. s'ils sont directement nécessaires pour augmenter ou maintenir la production d'électricité; c. s'ils sont appropriés, et	1 Les coûts de construction, de planification<u>, de financement</u> et de direction des travaux ainsi que les prestations propres de l'exploitant sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement: […]	Concernant l'al. 1: Les coûts de financement sont des coûts pertinents dans le cadre de projets d'investissement et sont, dans la pratique, pris en compte à chaque décompte du projet. En l'occurrence, cela est particulièrement pertinent car les versements ont en partie lieu juste après l'apparition des coûts. Pour le calcul, il est possible d'utiliser le taux d'intérêt calculé conformément à l'art. 70.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
d. s'ils sont exécutés de manière efficace. 2 Les coûts de planification et de direction des travaux sont pris en compte à concurrence de 15 % au maximum des coûts de construction imputables. 3 Les prestations propres de l'exploitant telles que les prestations de planification ou de construction propres ne sont imputables que si elles sont usuelles et peuvent être justifiées au moyen d'un rapport de travail détaillé.		
Art. 66 Coûts non imputables Ne sont notamment pas imputables: a. les coûts de construction de parties de l'installation qui interviennent avant l'octroi de la garantie de principe ou de l'autorisation de l'OFEN visant un début anticipé des travaux; b. les coûts qui sont indemnisés d'une autre manière, en particulier les coûts des mesures visées à l'art. 83*a* de la loi fédérale		
Art. 67 Coûts de revient capitalisés		En principe: les art. 67 et 68 décrivent un calcul de la valeur actuelle nette. Cet élément doit être formulé dans l'OEneR de façon à correspondre à un calcul d'investissement courant.
1 Les coûts de revient se composent des éléments suivants:	1 Les coûts de revient <u>capitalisés correspondent aux sorties de trésorerie escomptées et</u> se composent des éléments suivants:	Concernant l'al. 1: Le concept de «coûts de revient capitalisés» est certes employé dans la loi, mais il est inconnu dans les documents de référence. La notion doit par conséquent être précisée à l'al. 1. Conformément aux explications, «les coûts de revient n'entrent pas sous forme de taux (CHF/kWh)»», ce qui est en soi une contradiction, car les coûts de revient sont toujours entendus dans les documents de référence comme une valeur par unité d'énergie. Etant donné qu'il s'agit d'un modèle de cash-flow escompté (discounted cash flow, DCF) – comme cela est habituel pour les calculs d'investissement –, il conviendrait de clarifier que les «coûts de revient» désignent des entrées et des sorties de trésorerie.
a. coûts d'investissement imputables;	<u>a^{bis}. en cas de rénovations, valeur résiduelle des parties d'installation existantes nécessaires à l'exploitation;</u>	Concernant l'al. 1, let. a^{bis}: En cas de rénovations, la valeur résiduelle des parties d'installation existantes nécessaires à l'exploitation doit également être prise en compte. Les entrées de trésorerie de l'installation globale ne peuvent pas uniquement être utilisées pour l'amortissement de l'investissement de rénovation. Les parties d'installation existantes ne faisant pas l'objet d'une rénovation doivent elles aussi être amorties par les entrées de trésorerie.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
b. coûts d'exploitation de l'installation, coûts d'entretien et autres coûts d'exploitation;		
c. réinvestissements;	c. ~~réinvestissements~~ investissements de remplacement;	
d. autres coûts, notamment coûts pour l'énergie que nécessitent d'éventuelles pompes d'alimentation au prix du marché, et coûts liés au remplacement de l'accumulation d'eau;	d. autres coûts, notamment coûts pour l'énergie que nécessitent d'éventuelles pompes d'alimentation au prix du marché, ~~et~~ coûts liés au remplacement de l'accumulation d'eau, ainsi que coûts pour le dédommagement d'autres centrales pour leurs pertes de production;	Concernant l'al. 1, let. d: Il arrive souvent que les centrales doivent dédommager les centrales en aval pour une modification des heures ou volumes de débit.
e. coûts des redevances hydrauliques conformément aux réglementations légales en vigueur;		
f. coûts de capital;	f. *Biffer*	Concernant l'al. 1, let. f: La rémunération du capital ne relève pas du calcul de la valeur actuelle nette. Cf. al. a^{bis}.
g. impôts directs, pour autant que l'ayant droit ne soit pas exonéré d'impôts.	g. impôts directs~~, pour autant que l'ayant droit ne soit pas exonéré d'impôts.~~;	Concernant l'al. 1, let. g: Même en cas d'exonération fiscale, des impôts peuvent être dus dans le canton d'implantation.
	h. coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées;	Concernant l'al. 1, let. h et l'al. 7: Il faut tenir compte de l'ensemble des coûts en valeur nominale pour la mise à disposition des produits commercialisables. Ces coûts sont dus à la flexibilité d'utilisation et à l'efficacité du regroupement des travaux, même en cas de fourniture de services-système infime ou nulle.
	i. toutes les autres prestations de concession;	Concernant l'al. 1, let i: Les autres prestations de concession – énergie gratuite, par exemple – sont parfois considérables et ne peuvent par conséquent pas être négligées.
	j. coûts d'opportunité pour la fourniture de services-système.	Concernant l'al. 1, let j: Les coûts d'opportunité pour la fourniture de services-systèmes doivent être pris en compte, étant donné que les recettes des services-système le sont également.
2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année.	2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année ou d'après le relevé des coûts effectifs majorés du renchérissement sur la durée d'utilisation restante.	Concernant l'al. 2: Notamment en cas de rénovations pour lesquelles un calcul de la rentabilité de l'ensemble de la centrale est établi, le calcul sur la base de coûts d'exploitation effectifs en valeur nominale doit lui aussi être imputable, en plus du calcul forfaitaire.
3 Les coûts de capital s'obtiennent en multipliant le capital nécessaire à l'exploitation par le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.	3 *Biffer*	

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
4 Les recettes attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine, doivent être déduites des coûts.	4 Les recettes supplémentaires attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine et de l'offre de services-système, doivent être déduites des coûts.	Concernant l'al. 4: Il convient de prendre en compte l'ensemble des recettes du produit commercialisable.
5 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 71). Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs.	5 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 71), jusqu'à la fin de la concession au maximum cependant. Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs.	Concernant l'al. 5: Le «discounted cash flow (DCF)» doit être limité à la fin de la concession. Cela correspond à l'étude de rentabilité dans la pratique. Aujourd'hui, beaucoup de communes de montagne craignent qu'on leur laisse des «ruines» lors du retour des constructions car elles savent que les exploitants doivent baser leur décision d'investissement sur la possibilité d'amortissement jusqu'à la fin de la concession.
6 Ils sont capitalisés selon le taux d'intérêt calculé au sens de l'art. 70.	6 Ils sont ~~capitalisés~~ escomptés de façon homogène et pour chaque année selon le taux d'intérêt nominal calculé au sens de l'art. 70.	Concernant l'al. 6: L'ordonnance n'est pas claire sur la question de la formation du calcul des coûts non amortissables selon un modèle DCF réel ou nominal. Nous considérons qu'un modèle nominal serait plus simple. Il convient par conséquent d'utiliser aussi un taux d'escompte nominal. En outre: contrairement aux explications (p. 21), les coûts annuels effectifs ne peuvent pas être capitalisés selon le taux d'intérêt applicable à l'année visée. Il y a précisément un taux d'escompte par calcul DCF.
	7 Selon l'al. 1 let. h, les coûts sont imputés de façon forfaitaire à hauteur de CHF 8 par MWh de production nette, majorés du renchérissement sur la durée d'utilisation restante.	Concernant l'al. 7: Tous les coûts liés à la mise à disposition d'un produit viable sur le marché doivent être pris en compte. Les coûts mentionnés sont occasionnés par la gestion flexible ainsi que le regroupement efficient de travaux auprès du partenaire des sociétés de partenaires, même si pas ou que peu de services-système sont founis. Le législateur a reconnu à juste titre qu'un point de vue économique englobe toujours le partenaire des sociétés de partenaires, raison pour laquelle c'est lui l'ayant-droit à la prime de marché en vertu de l'art. 30, al. 2. Ces coûts doivent être pris en compte moyennant un forfait de 8 CHF/MWh afin de satisfaire à une application uniforme et de faciliter la tâche à l'autorité responsable. Cette valeur a été confirmée ces dernières années à travers une application à de multiples reprises.
Art. 68 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché réalisables	**Art. 68 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché capitalisées réalisables**	Titre: Il convient d'opposer les recettes du marché capitalisées ou escompté et non pas les recettes du marché aux coûts de revient capitalisés ou escomptés.
1 Le prix de marché capitalisé réalisable se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.	1 Le prix de marché capitalisé réalisable correspond au prix de marché escompté et se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.	Concernant l'al. 1: il convient de préciser.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 L'OFEN établit le scénario de prix sur une base horaire, l'actualise chaque année et le met à la disposition des exploitants.	2 L'OFEN établit le scénario de prix nominal sur une base horaire pour les 80 prochaines années, l'actualise chaque année accompagné d'un rapport sur les hypothèses sous-jacentes ainsi que les facteurs d'influence quantitatifs et le met à la disposition des exploitants. Il tient compte du principe de précaution par rapport aux perspectives du marché. Le scénario de prix est une prévision des prix de l'électricité au moment de leur réalisation.	Concernant l'al. 2: La méthode prévue par l'OFEN n'est applicable que si ce dernier met à disposition des scénarios de prix nominaux pour les 80 prochaines années. Il convient également de noter qu'aucune indication détaillée n'explique comment les prévisions de prix de marché sont calculées et actualisées. Les prix de marché sont cependant déterminants pour le calcul des investissements non amortissables. Dans le cadre du business plan, il est essentiel de pouvoir évaluer à quel montant l'OFEN estimera les prix. De plus, les scénarios de prix ne devraient pas constituer une boîte noire. Ils devraient être expliqués dans un rapport. Les scénarios de prix établis par la Confédération jusqu'à présent étaient chaque fois nettement trop élevés. Afin de ne pas mettre en péril l'utilisation des moyens prévus par le législateur, il convient de partir en principe, pour ce calcul de contrôle, d'une évolution du marché plutôt prudente et non pas d'une évolution optimiste. En ancrant le principe de précaution, on doit éviter que des scénarios trop optimistes soient utilisés pour le présent but. Le scénario doit en outre être calculé en fonction d'une prévision de prix spot pour le marché day-ahead (au moment de la réalisation).
3 Les recettes du marché réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché capitalisé réalisable par la production nette attendue. Le calcul doit se fonder sur un profil de production optimisé sur le plan économique. Pour les installations d'une puissance maximale à 10 MW, il est possible de se fonder sur des profils de production standard.	3 Les recettes du marché capitalisés ou escomptés réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché ~~capitalisé~~ escompté réalisable par la production nette attendue. Le calcul doit se fonder sur un profil de production optimisé sur le plan économique. Pour les installations d'une puissance maximale à 10 MW, il est possible de se fonder sur des profils de production standard.	Concernant l'al. 3: Les recettes du marché sont escomptées, elles aussi, et non seulement le prix de marché (cf. titre).
Art. 69 Coûts supplémentaires non amortissables 1 Les coûts supplémentaires non amortissables visés à l'art. 29, al. 2, LEne se calculent sur la durée d'utilisation restante comme la différence entre les coûts de revient capitalisés et les recettes du marché réalisables pour chaque année.		
2 En cas d'agrandissement d'installations existantes, les recettes du marché supplémentaires qui résultent de l'agrandissement sont déterminantes.	2 En cas d'agrandissement d'installations existantes, les recettes du marché supplémentaires qui en résultent sont déterminantes. Elles sont exclusivement mises en regard des coûts (sorties de trésorerie) de l'agrandissement.	Concernant l'al. 2: Il convient de préciser. Conformément à la modification suggérée à l'art. 67, le terme «sortie de trésorerie» est à mentionner dans cet alinéa.
3 En cas de rénovation d'installations existantes, les recettes du marché réalisables qui résultent de l'ensemble de la	3 En cas de rénovation d'installations existantes, les recettes du marché réalisables qui résultent de l'ensemble de la	Concernant l'al. 3: Il convient de préciser. Conformément à la modification suggérée à l'art. 67, le terme «sortie de tréso-

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
production nette de l'installation sont déterminantes.	production nette de l'installation sont déterminantes. Elles sont mises en regard des coûts (sorties de trésorerie) de l'installation globale.	rerie» est à mentionner dans cet alinéa.
Art. 70 Taux d'intérêt calculé Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital. Sous réserve des dérogations visées à l'annexe 3, le calcul et la communication se fondent sur l'art. 13, al. 3, let. b, et al. 3bis, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) en relation avec l'annexe 1 OApEl.	Le taux d'intérêt nominal calculé correspond au coût moyen pondéré du capital. ~~Sous réserve des dérogations visées à l'annexe 3, le~~ Le calcul et la communication se fondent sur l'annexe 3 ~~l'art. 13, al. 3, let. b, et al. 3bis, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) en relation avec l'annexe 1 OApEl~~.	Il convient de préciser qu'il s'agit d'un WACC nominal. En outre, l'annexe 3 doit être rédigée comme une annexe autonome. Il faut éviter les renvois à des différences par rapport à d'autres annexes d'ordonnance.
Art. 71 Durée d'utilisation restante La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.2 sert à déterminer la durée d'utilisation restante.	La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.2 sert à déterminer la durée d'utilisation restante, au maximum cependant jusqu'à l'expiration de la concession.	Le DCF doit être limité à la fin de la concession. Cela correspond à l'étude de rentabilité dans la pratique. Aujourd'hui, beaucoup de communes de montagne craignent qu'on leur laisse des «ruines» lors du retour des constructions car elles savent que les exploitants doivent baser leur décision d'investissement sur la possibilité d'amortissement jusqu'à la fin de la concession. Cela est notamment vrai pour les parties dites «humides» faisant l'objet d'un retour. Si la fin de vie technique de telles parties d'installation n'est pas atteinte à la fin de la concession, l'exploitant doit «ré-acquérir» les installations sous forme d'indemnité de renoncement au retour dans le cadre d'un renouvellement de concession. Il ne peut donc pas amortir les installations sur la durée de la concession.
Chapitre 6 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse **Section 1 Conditions d'octroi**		
Art. 72 Définitions 1 Sont réputées usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations destinées au traitement thermique des déchets visées aux art. 31 et 32 de l'ordonnance du 1er janvier 2016 sur les déchets (OLED). 2 Sont réputées installations au gaz d'épuration selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations destinées à utiliser le gaz d'épuration des stations d'épuration communales, que des cosubstrats collectés y fermentent ou non.		
3 Sont réputées centrales électriques à bois d'importance régionale selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations	3 Sont réputées centrales électriques à bois d'importance régionale selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations	Concernant l'al. 3: La limite de 3 MW ne corespond pas aux objectifs de développement de la Stratégie énergétique 2050.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
destinées à la production d'électricité à partir du bois d'une puissance électrique inférieure ou égale à 3 MW.	destinées à la production d'électricité à partir du bois ~~d'une puissance électrique inférieure ou égale à 3 MW~~.	
Art. 73 Agrandissement ou rénovation notable 1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent d'augmenter d'au moins 25 % la production annuelle d'électricité par rapport à la moyenne des trois dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. 2 La rénovation d'une installation est réputée notable lorsque les coûts d'investissement imputables de la rénovation atteignent au moins les montants suivants: a. 15 millions de francs pour les UIOM; b. 250 000 francs pour les installations au gaz d'épuration; c. 600 000 francs pour les centrales électriques à bois d'importance régionale.	1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent d'augmenter d'au moins 25 % la production <u>moyenne</u> annuelle d'électricité <u>attendue</u> par rapport à la moyenne des trois dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. <u>3 La rénovation d'une installation est également réputée notable lorsque la différence entre la production moyenne annuelle nette attendue avec rénovation par rapport à la production moyenne annuelle nette sans rénovation est d'au moins 25 % pour les cinq années complètes d'exploitation après la rénovation.</u>	Cf. remarque concernant l'art. 51
Art. 74 Exigences énergétiques minimales 1 Les exigences énergétiques minimales sont fixées à l'annexe 2.3. 2 En cas de rénovation notable, l'installation doit produire au moins autant d'électricité après la rénovation qu'avant celle-ci.		
Section 2 Taux		
Art. 75 Taux des contributions d'investissement 1 L'OFEN fixe la contribution d'investissement individuellement pour chaque installation conformément à l'art. 29, al. 2, LEne. 2 La contribution d'investissement s'élève au maximum à 20 % des coûts d'investissement imputables. 3 Le DETEC contrôle ce taux au moins tous les cinq ans. En cas de modification substantielle des conditions, il demande au Conseil fédéral de l'adapter.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 76 Contribution maximale La contribution d'investissement ne peut pas dépasser les montants suivants: a. 6 millions de francs pour les UIOM; b. 1,5 million de francs pour les installations au gaz d'épuration; c. 3,75 millions de francs pour les centrales électriques à bois d'importance régionale.		
Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente		
Art. 77 Ordre de prise en compte 1 Une demande est prise en compte en fonction de sa date de dépôt. 2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire d'électricité la plus importante sont choisis prioritairement.	2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets ~~qui présentent la production supplémentaire d'électricité la plus importante~~ qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de la contribution d'investissement sont choisis prioritairement.	Concernant l'al. 2: Les subventions doivent être allouées de la manière la plus efficace possible.
Art. 78 Liste d'attente 1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi. 2 L'OFEN informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente. 3 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.		
Section 4 Procédure de demande		
Art. 79 Demande 1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN. 2 Elle 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 démontrée. 3 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.3.	2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou~~, si le projet ne nécessite aucun permis de construire,~~ dans des cas justifiés, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.	Concernant l'al. 2: Étant donné qu'une décision d'investissement définitive peut également dépendre des contributions de la Confédération, seule la constructibilité du projet doit être démontrée lors du dépôt de la demande, dans des cas justifiés.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 80 Garantie de principe Lorsqu'il ressort de l'examen de la demande que les conditions d'octroi sont remplies et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'OFEN garantit la contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit: a. le montant de la contribution d'investissement en pourcentage des coûts d'investissement imputables compte tenu des coûts supplémentaires non amortissables attendus; b. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser; c. la date à laquelle la construction doit commencer au plus tard; d. le plan de paiement visé à l'art. 85; e. le délai de mise en service de l'installation.		
Art. 81 Avis de mise en service L'art 59 s'applique par analogie à l'obligation de transmettre un avis de mise en service.		
Art. 82 Avis de fin des travaux 1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'OFEN au plus tard deux ans après la mise en service. 2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. décompte détaillé des coûts de construction; b. liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables; c. annonce de la production nette de la première année complète d'exploitation.		
Art. 83 Prolongation des délais L'art. 61 s'applique par analogie à la prolongation des délais de mise en service et de remise de l'avis de fin des travaux.		
Art. 84 Fixation définitive de la contribution d'investissement 1 Dès réception de l'avis de fin des travaux, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies. 2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.	2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base <u>des coûts d'investissement imputables définitifs</u> ~~de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel~~.	Concernant l'al. 2 : Compte tenu de la durée d'utilisation restante, l'actualisation du scénario de prix et du taux d'intérêt ne conduit pas à de meilleures estimations, mais accroît uniquement la charge. Seuls les coûts d'investissement réellement imputables doivent être actualisés.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		La formulation conformément au projet génère de grandes incertitudes pour l'investisseur au moment de la décision d'investir étant donné que la contribution d'investissement peut encore changer en raison de facteurs non influençables et d'hypothèses confuses (scénarios de prix, taux d'intérêt).
3 Le montant définitif de la contribution d'investissement est fixé sur la base du résultat de l'examen visé à l'al. 1 et du calcul visé à l'al. 2. 4 Si la production nette est inférieure à la production ou à la production supplémentaire présentée dans la demande, la contribution d'investissement peut être réduite en conséquence.		
Art. 85 Versement échelonné de la contribution d'investissement 1 La contribution d'investissement est versée en plusieurs tranches. 2 Dans la garantie visée à l'art. 80, l'OFEN fixe le moment du versement des différentes tranches et les montants à verser par tranche au cas par cas (plan de paiement). 3 La première tranche peut être versée au plus tôt au le début des travaux. En cas d'autorisation d'un début anticipé des travaux en vertu de l'art. 36, le premier versement est effectué au plus tôt lors de l'octroi de la garantie visée à l'art. 80.		
4 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 80 peuvent être versés.	4 La dernière tranche ~~ne peut~~ doit être versée ~~qu'~~après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 80 peuvent être versés.	
Section 5 Critères de mesure		
Art. 86 Coûts d'investissement imputables Les coûts d'investissement visés à l'art. 65 sont imputables par analogie.		
Art. 87 Coûts non imputables Ne sont notamment pas imputables: a. les coûts de construction de parties de l'installation qui interviennent avant l'octroi de la garantie de principe ou de l'autorisation de l'OFEN visant un début anticipé des travaux; b. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement thermique des déchets;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
c. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement des eaux usées; d. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement des combustibles ou à l'exploitation d'un réseau de chaleur à distance.		
Art. 88 Coûts de revient capitalisés 1 Les coûts de revient se composent des éléments suivants: a. coûts d'investissement imputables; b. coûts d'exploitation de l'installation, coûts d'entretien et autres coûts d'opération; c. réinvestissements; d. coûts de capital.	e. impôts directs.	Concernant l'al. 1, let. e: Les impôts directs font également partie des coûts de revient. Ils doivent être pris en compte pour toutes les technologies, et non uniquement pour les centrales électriques à bois, comme prévu par l'al. 5.
2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année. 3 Les coûts de capital s'obtiennent en multipliant le capital nécessaire à l'exploitation par le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 91. 4 Les recettes attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine, doivent être déduites des coûts. 5 Pour les centrales électriques à bois d'importance régionale, les impôts directs et les coûts énergétiques, déduction faite des recettes provenant de la vente de chaleur, sont en outre pris en compte comme des coûts récurrents.	5 *Biffer*	Concernant l'al. 5: Les impôts directs font partie des coûts de revient pour toutes les installations de biomasse et doivent par conséquent être réglés à l'al. 1. Il n'est pas opportun de traiter les centrales électriques à bois différemment des autres installations de biomasse, qui disposent elles aussi d'une vente de chaleur. Cette réglementation dévaloriserait les centrales électriques à bois par rapport aux autres installations de biomasse.
6 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 92). Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs. 7 Ils sont capitalisés selon le taux d'intérêt calculé au sens de l'art. 91.	*L'article doit du reste être adapté par analogie avec l'art. 67.*	
Art. 89 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché réalisables 1 Le prix de marché capitalisé réalisable se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 91.	*L'article doit être adapté par analogie avec l'art. 68.*	

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 L'OFEN établit le scénario de prix sur une base horaire, l'actualise chaque année et le met à la disposition des exploitants. 3 Les recettes du marché réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché capitalisé réalisable par la production nette attendue.		
Art. 90 Coûts supplémentaires non amortissables L'art. 69 s'applique par analogie au calcul des coûts supplémentaires non amortissables visés à l'art. 29, al. 2, LEne.		
Art. 91 Taux d'intérêt calculé L'art. 70 s'applique par analogie au calcul et à la communication du taux d'intérêt calculé.		
Art. 92 Durée d'utilisation restante La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.3, sert à déterminer la durée d'utilisation restante.		
Chapitre 7 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques		
Art. 93 Précisions concernant le droit à la prime de marché 1 La prime de marché est accordée non seulement aux grandes installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, mais aussi aux groupes d'installations si toutes les installations individuelles d'un tel groupe sont reliées sur le plan hydraulique, optimisées conjointement et si les coûts de revient ne sont pas couverts dans l'ensemble. 2 Il n'y a pas de transfert du risque, au sens de l'art. 30, al. 2, LEne, de devoir prendre en charge des coûts de revient non couverts vers une entreprise d'approvisionnement en électricité, si l'achat d'électricité repose sur des contrats dont la durée est inférieure à trois ans ou qui ont été conclus depuis le 1er janvier 2016. L'entreprise d'approvisionnement en électricité n'a pas droit à la prime de marché. 3 L'al. 2 s'applique par analogie à un propriétaire qui n'est pas une entreprise d'approvisionnement en électricité mais qui achète de l'électricité sur la base de tels contrats.		Concernant l'al. 2: préciser éventuellement (double négation difficilement compréhensible)

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 94 Recettes du marché		
1 Seules les recettes qui proviennent de la vente d'électricité sur le marché (recettes du marché) sont prises en compte. Les autres recettes, notamment les recettes des services-système et des garanties d'origine, ne sont pas prises en compte.	1 ~~Seules les~~ Les recettes qui proviennent de la vente d'électricité, de garanties d'origine et d'autres certificats sur le marché ~~(recettes du marché) sont prises en compte. Les autres recettes, notamment~~ ainsi que les recettes des services-système ~~et des garanties d'origine, ne~~ sont ~~pas~~ prises en compte.	Concernant l'al. 1: Il convient de prendre en compte l'ensemble des recettes et des coûts. Les recettes issues des services-système sont facilement calculables *ex post*.
2 Les recettes du marché sont déterminées sur la base du prix du marché pour chaque grande installation hydroélectrique, séparément, à l'aide de son profil horaire effectif. Pour les installations dont l'électricité va à plusieurs ayants droit à la prime de marché, le profil effectif correspondant à leur part est déterminant pour les ayants droit.	2 Les recettes du marché sont déterminées sur la base du prix du marché pour chaque grande installation hydroélectrique, séparément, à l'aide de son profil horaire effectif. Pour les installations dont l'électricité va à plusieurs ayants droit à la prime de marché, le profil qu'ils ont annoncé ~~effectif correspondant à leur part~~ est déterminant pour les ayants droit.	Concernant l'al. 2: Il peut y avoir des différences entre le plan d'utilisation de la centrale que les partenaires annoncent à l'exploitant de l'installation partenaire et le programme réellement effectif de l'installation de production (optimisation de la centrale de l'entreprise gérant l'exploitation). Il convient de préciser le profil qui doit être annoncé. Le profil annoncé par les entreprises partenaires est pertinent pour les recettes de marché.
3 Est considéré comme prix du marché, aussi pour l'électricité négociée hors bourse, le prix spot horaire pour la zone de prix Suisse, converti à un cours mensuel en francs suisses.		
4 Pour une installation participant au système de rétribution de l'injection, le taux de rétribution qui correspond à la part de l'installation dans le groupe d'installations (art. 93, al. 1) est considéré comme recettes du marché.		
Art. 95 Coûts de revient et autres coûts		
1 Seuls les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés indispensables pour une production efficace sont pris en compte comme coûts de revient. Ne sont pas pris en compte les autres coûts, notamment les dépenses pour des prestations de services globales et les impôts sur le bénéfice pour autant qu'aucun gain n'ait été réalisé; l'impôt demeure dû de manière fixe sur la base d'une convention et indépendamment des bénéfices réels.	1 Seuls les coûts d'exploitation, les taxes, les impôts et d'autres prestations de concession, et les coûts de capital calculés et coûts d'opportunité pour la fourniture de services-système, ~~indispensables~~ nécessaires pour une production efficace sont pris en compte comme coûts de revient. ~~Ne sont pas pris en compte les autres coûts, notamment les dépenses pour des prestations de services globales et les impôts sur le bénéfice pour autant qu'aucun gain n'ait été réalisé; l'impôt demeure dû de manière fixe sur la base d'une convention et indépendamment des bénéfices réels.~~ Ils recouvrent notamment aussi les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées ainsi que les impôts théoriques. 1bis Les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées sont imputés de façon forfaitaire à hauteur de CHF 8 par MWh de production nette.	Concernant les al. 1 et 1bis: Il convient de prendre en compte l'ensemble des coûts pour la mise à disposition du produit commercialisable. Les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées sont dus à la flexibilité d'utilisation et à l'efficacité du regroupement des travaux, même en cas de fourniture de services-système infime ou nulle. Le tarif de CHF 8/MWh a été confirmé dans toute la branche dans le cadre de multiples applications (assainissement des débits résiduels, imposition des centrales partenaires). Les impôts théoriques sont également utilisés dans le cadre des contributions d'investissement et permis lors de l'imputation des coûts de revient d'après l'ElCom. Les concepts figurant dans l'ordonnance doivent être harmonisés. Sur le fond, le contenu des coûts d'exploitation manque de clarté, même en comparaison avec l'art. 67, al. 1.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 Pour les coûts de capital, le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70 est déterminant.		
3 Par ailleurs, l'OFEN peut préciser les coûts d'exploitation et de capital, y compris les amortissements, dans une directive. Il peut aussi autoriser la prise en compte de coûts spécialement justifiés dans cette directive ou au cas par cas.	3 Par ailleurs, <u>sur proposition de la branche de l'électricité,</u> l'OFEN peut préciser les coûts d'exploitation et de capital, y compris les amortissements, dans une directive. Il peut aussi autoriser la prise en compte de coûts spécialement justifiés dans cette directive ou au cas par cas.	Concernant l'al. 3: En ce qui concerne la détermination des coûts d'exploitation et de capital, il convient de miser sur le principe de la subsidiarité qui a fait ses preuves.
4 Si l'électricité provient d'une grande installation hydroélectrique pour laquelle l'exploitant a obtenu une contribution d'investissement conformément à l'art. 24, al. 1, let. b, LEne, les amortissements et les intérêts diminuent d'autant.		
Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base		
1 Les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base doivent, pour déterminer la déduction arithmétique de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 1, LEne), inclure l'ensemble de leur potentiel de vente réalisable dans l'approvisionnement de base.		
2 A la place de cette déduction, ils peuvent appliquer une déduction ajustée de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 2, LEne). Cette déduction s'obtient en retranchant de la première déduction l'électricité provenant d'autres énergies renouvelables qu'ils vendent au titre de l'approvisionnement de base (quantité renouvelable). Une telle réduction n'est pas admissible lorsqu'il s'agit d'électricité: a. qui participe au système de rétribution de l'injection ou bénéficie d'une autre forme de soutien; b. qui ne provient pas de propres installations, à moins que l'achat se fonde sur des contrats à long terme conclus avant le 1er janvier 2016.		
	2bis <u>Les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base peuvent y écouler intégralement la quantité déterminée pour la déduction de l'approvisionnement de base à des coûts de revient.</u>	Concernant l'al. 2bis: Il convient de préciser
3 Ceux qui ont dans leur portefeuille de l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques ne peuvent faire de moyenne des coûts de revient non couverts, pondérée en fonction des quantités. La prime de marché est accordée aux ayants droit par installation en fonction de leur taux de prime de marché. Celui-ci se calcule comme quotient de:	3 ~~Ceux qui ont dans leur portefeuille de l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques~~ <u>Les entreprises qui produisent de l'électricité à partir de plusieurs grandes installations hydroélectriques ayant droit à la prime de marché</u> ne peuvent faire de moyenne des coûts de revient non couverts, pondérée en fonction des quantités. La prime de marché est accordée aux ayants droit par installation en fonction de leur taux de prime de marché. Celui-ci se calcule comme quotient de:	Concernant l'al. 3: Il convient de préciser car le concept de portefeuille n'est pas défini ici. L'article de loi désigne les installations ayant droit à la prime de marché.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
a. la différence entre l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille et la déduction de l'approvisionnement de base appliquée conformément à l'al. 1 ou 2; par b. l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille. 4 Si un ayant droit à la prime de marché obtient globalement davantage avec la prime de marché ainsi calculée et les ventes d'électricité provenant des installations concernées dans l'approvisionnement de base que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient, la prime de marché se réduit au montant qui permet d'atteindre globalement cette couverture.	a. la différence entre l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts ~~dans le portefeuille~~ et la déduction de l'approvisionnement de base appliquée conformément à l'al. 1 ou 2; par b. l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts ~~dans le portefeuille~~.	
Art. 97 Prise en compte globale de l'entreprise en lien avec l'approvisionnement de base		
1 Si l'ayant droit à la prime de marché est une entreprise appartenant à une entreprise d'approvisionnement en électricité dont les secteurs, notamment la production, l'exploitation du réseau et l'approvisionnement de base, sont répartis en entités juridiques autonomes, il doit se faire imputer le potentiel des autres entités en matière d'approvisionnement de base.	1 *Biffer*	Biffer les al. 1 et 2 et prévoir une nouvelle formulation à la place.
2 Les entités juridiques autonomes qui forment un secteur d'une entreprise d'approvisionnement en électricité peuvent aussi vendre au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 2, LEne) l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques si elles ne sont pas elles-mêmes des ayants droit à la prime de marché, mais qu'une autre entité de l'entreprise bénéficie de ce droit. Celles qui ne sont pas liées de la sorte à un ayant droit à la prime de marché, mais par la seule appartenance à un groupe, par exemple, n'ont pas ce droit.	2 *Biffer* Nouvelle formulation: <u>1 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché est en principe facturée au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEl, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base des filiales, sociétés affiliées et sociétés mères l'entreprise ayant droit à la prime de marché doit tenir compte de ce potentiel d'approvisionnement de base de ces filiales, sociétés affiliées et sociétés mères.</u>	Il convient de renvoyer ici à la LApEl et à l'OApEl car ce sont elles qui règlent le droit à la fourniture d'énergie au prix de revient. Sinon, on court le risque de voir émerger une pratique différente. De plus, le terme «secteur» manque de clarté et ne devrait pas être utilisé.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	2 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché peut en principe être facturé au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEl, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base de filiales, sociétés affiliées et sociétés mères, ces dernières peuvent vendre dans l'approvisionnement de base et au prix de revient l'électricité issue de grandes centrales hydrauliques (art. 31, al. 2, LEne).	
Art. 98 Demande 1 Les ayants droit à la prime de marché doivent déposer leur demande auprès de l'OFEN jusqu'au 31 mai de l'année suivant celle pour laquelle ils sollicitent la prime de marché. 2 La demande doit porter sur l'ensemble de l'électricité de leur portefeuille donnant droit à une prime de marché et démontrer les éléments suivants: a. installations desquelles provient l'électricité et parts d'électricité correspondantes; b. profils horaires effectifs par installation; c. coûts imputables par installation sur la base des comptes annuels; d. si une installation relève du système de rétribution de l'injection: sa part de production dans le groupe d'installations, y compris le profil horaire effectif; e. les conditions donnant droit à la prime de marché. 3 Dans les cas qui comprennent l'approvisionnement de base, les ayants droit à la prime de marché chargés de l'approvisionnement de base présentent en outre, le cas échéant avec le soutien des entités de l'entreprise qui leur sont associées, les éléments suivants: a. potentiel en matière d'approvisionnement de base; b. déduction de l'approvisionnement de base appliquée (art. 96, al. 1 ou 2); c. quantité renouvelable (art. 96, al. 2); d. vente effective dans le cadre de l'approvisionnement de base par installation; e. s'il y a plusieurs installations: indications sur la façon dont les recettes de l'approvisionnement de base et la prime de marché se répercutent sur la couverture des coûts de revient (art. 96, al. 4). 4 Les exploitants d'installations ventilent en temps utile les parts de leur production en fonction des destinataires, à l'intention des ayants droit à la prime de marché qui leur sont associés. Les ayants droits à la prime de marché remettent cette répartition en même temps que la demande.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Sur demande de l'OFEN et au terme de la procédure, ils lui donnent la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation et lui remettent les documents pertinents pour la prime de marché. Le propriétaire, l'exploitant de l'installation et les entités de l'entreprise qui leur sont associées les soutiennent dans cette démarche. Le cas échéant, l'OFEN peut directement s'adresser à ces acteurs.		
Art. 99 Procédure auprès de l'OFEN 1 L'OFEN peut, dans la décision où il fixe la prime de marché, se réserver le cas échéant la possibilité d'une correction ultérieure. 2 Si les moyens ne suffisent globalement pas pour une année (art. 38, al. 2, OEne), il réduit proportionnellement les primes de marché de chaque bénéficiaire. S'il ne réduit pas la prime dans la décision initiale mais qu'il la corrige ultérieurement, par exemple après le règlement d'autres cas, il le fait aussi par voie de décision. 3 Il verse si possible les primes de marché l'année du dépôt de la demande, le cas échéant avec une retenue provisoire partielle des moyens alloués. 4 L'ElCom soutient l'OFEN dans le cadre de l'exécution, en particulier en lui fournissant les données dont elle dispose sur l'approvisionnement de base. Elle contrôle notamment, en coordination avec l'OFEN, si les ayants droit à la prime de marché ne vendent pas non plus dans le cadre de l'approvisionnement de base l'électricité pour laquelle ils perçoivent la prime de marché. L'OFEN soutient ce contrôle en fournissant les données nécessaires dont il dispose.	4 L'ElCom soutient l'OFEN dans le cadre de l'exécution, ~~en particulier en lui fournissant les données dont elle dispose sur l'approvisionnement de base. Elle contrôle notamment, en coordination avec l'OFEN,~~ en contrôlant si les ayants droit à la prime de marché ne vendent pas non plus dans le cadre de l'approvisionnement de base l'électricité pour laquelle ils perçoivent la prime de marché. L'OFEN soutient ce contrôle en fournissant les données nécessaires ~~dont il dispose~~.	Concernant l'al. 4: Il n'est pas nécessaire et donc infondé que l'ElCom fournisse des données à l'OFEN à des fins de contrôle. Il suffit que l'OFEN soumette les demandes sous une forme adaptée à l'ElCom et que cette dernière procède à la vérification sur la base de ses données découlant des déclarations de coûts et en indique le résultat à l'OFEN. Les déclarations de coûts des entreprises sont en principe soumises au secret commercial et doivent être protégées.
Art. 100 Restitution 1 L'OFEN peut procéder à des vérifications subséquentes. Les bénéficiaires d'une prime de marché, les propriétaires et les entités de l'entreprise qui leur sont associées doivent transmettre, sur demande, les informations et les documents nécessaires à l'OFEN. 2 S'il résulte des vérifications qu'un bénéficiaire a perçu indûment une prime de marché ou une prime de marché trop élevée en raison de fausses indications, l'OFEN exige, jusqu'à cinq ans après le dernier versement, la restitution de la prime perçue en trop pour toutes les années concernées (art. 30, al. 3, de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions).		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 8 Evaluation, publication, renseignements, communication de données à la Direction générale des douanes, contrôle et mesures		
Art. 101 Evaluation 1 L’OFEN évalue les données sur les projets et les installations pour lesquels un encouragement a été sollicité en vertu de la présente ordonnance, en vue de la planification des moyens disponibles du fonds alimenté par le supplément et du contrôle de l’efficacité des instruments d’encouragement. 2 Pour ce faire, il peut utiliser toutes les indications figurant dans la demande, les éventuels avis d’avancement du projet et l’avis de mise en service. 3 Il peut en outre utiliser la quantité d’électricité produite, le montant des aides versées et le montant des coûts d’exécution pour ses évaluations. 4 Il peut publier les résultats des évaluations. 5 L’organe d’exécution met les données nécessaires aux évaluations à la disposition de l’OFEN chaque mois ou sur demande.		
Art. 102 Publication 1 L’OFEN publie les données suivantes sur les installations pour lesquelles une aide est versée en vertu de la présente ordonnance, indépendamment de leur taille: a. nom ou raison de commerce de l’exploitant et emplacement de l’installation; b. agent énergétique utilisé; c. catégorie et type d’installation; d. puissance avant et après l’investissement; e. montant de l’aide; f. date de la demande; g. date de mise en service. 2 Sur les installations qui participent au système de rétribution de l’injection, il publie en outre la quantité d’électricité bénéficiant de la rétribution et la durée de rétribution. 3 S’agissant de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, il publie le nom ou la raison de commerce des bénéficiaires de la prime de marché et, par bénéficiaire: a. le montant total de la prime de marché; b. le nombre d’installations pour lesquelles il perçoit la prime de marché; c. la quantité d’électricité produite par de grandes installa-		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
tions hydroélectriques qui est vendue dans le cadre de la prime de marché dans l’approvisionnement de base.		
Art. 103 Renseignements 1 L’organe d’exécution ou l’OFEN communique des renseignements: a. aux requérants sur la position qu’occupe leur projet sur la liste d’attente; b. aux cantons sur l’ensemble des projets et des installations situés sur leur territoire; c. aux communes sur l’ensemble des installations en exploitation situées sur leur territoire. 2 Les cantons et les communes traitent les données reçues de manière confidentielle. Ils ne sont notamment pas autorisés à s’en servir pour planifier des installations devant être réalisées: a. par eux-mêmes; b. par l’un de leurs établissements, ou c. par une société à laquelle ils participent. 3 Les dispositions sur le principe de la transparence et les dispositions sur la protection des données pour les organes fédéraux s’appliquent aux renseignements individuels.		
Art. 104 Communication de données à la Direction générale des douanes Pour l’exécution de l’ordonnance du 20 novembre 1996 sur l’imposition des huiles minérales, l’OFEN communique à la Direction générale des douanes les données ci-après relatives aux exploitants d’installation qui produisent de l’électricité à partir de biomasse: a. le nom et l’adresse des personnes physiques et des associations de personnes, ou la raison de commerce et le siège des personnes morales; b. des indications sur le genre, la quantité et la provenance des matières premières biogènes; c. des indications sur le genre, la quantité et la provenance des carburants et combustibles issus de matières premières biogènes; d. des indications sur l’électricité et la chaleur produites à partir de carburants et de combustibles; e. des indications sur l’installation, en particulier les procédés de production, la capacité, la puissance, le rendement et la date de mise en service.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Art. 105 Contrôle et mesures 1 L'OFEN contrôle si les exigences légales sont respectées. A cet effet, il peut exiger les documents et les informations nécessaires, organiser des contrôles ou effectuer des contrôles par échantillonnage. Il examine la situation lorsqu'il y a des présomptions fondées d'irrégularités. 2 Lorsqu'il ressort du contrôle ou de l'expertise que les exigences légales ont été violées, l'OFEN et l'organe d'exécution décident des mesures appropriées dans leurs domaines de compétences respectifs. 3 L'OFEN est par ailleurs habilité à exiger les documents et les informations nécessaires ainsi qu'à organiser des contrôles en vue d'établir une rentabilité excessive.	*Biffer*	Charge supplémentaire inutile
Chapitre 9 Dispositions finales		
Art. 106 Disposition transitoire relative à la fin de la durée de rétribution selon l'ancien droit Pour les installations qui perçoivent une rétribution de l'injection selon l'ancien droit, la rétribution est versée jusqu'au 31 décembre de l'année où sa durée prend fin.		
Art. 107 Disposition transitoire relative à la réduction de la liste d'attente pour les autres techniques de production Les projets qui, conformément à l'art. 3*g*^{bis}, al. 4, let. b, ch. 1, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie dans sa version du 2 décembre 2016, ont progressé dans la liste d'attente jusqu'au 31 octobre 2016 en raison de l'avis complet de mise en service ou de l'avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, en raison du second avis d'avancement du projet, sont pris en compte selon l'ordre suivant: a. les projets qui ont progressé jusqu'au 31 octobre 2015: en fonction de la date d'annonce; b. les projets qui ont progressé jusqu'au 31 octobre 2016: en fonction de la date d'annonce.		[*Ne concerne que le texte allemand:* La distinction entre les alinéas a et b n'est pas visible.]
Art. 108 Dispositions transitoires relatives aux installations photovoltaïques 1 Les installations pour lesquelles un exploitant a déjà demandé ou obtenu une rétribution unique avant le 1er janvier 2018 et dont la puissance globale est égale ou supérieure à 30 kW avant cette même date ne donnent pas droit à une rétribution unique pour la puissance supérieure à 30 kW.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
2 Les installations d'une puissance comprise entre 30 et moins de 100 kW qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit sont prises en compte en fonction de la date de transmission de l'avis de mise en service. 3 Les exploitants d'installations qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit doivent exercer le droit d'option visé à l'art. 9 jusqu'au 30 juin 2018. Si le droit d'option n'est pas exercé dans ce délai, l'annonce est considérée comme une demande de rétribution unique. 4 Les exploitants d'installations d'une puissance comprise entre 30 et moins de 100 kW qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit doivent informer l'organe d'exécution jusqu'au 30 juin 2018 si la puissance atteint ou dépasse vraisemblablement 100 kW en raison d'une modification du projet. Sans annonce, l'installation est considérée comme une petite installation et la contribution liée à la puissance est tout au plus versée pour la puissance allant jusqu'à 99,9 kW.	5 Les exploitants, auxquels une rétribution a déjà été garantie (décision positive) avant l'entrée en vigueur, bénéficient du taux de rétribution et de la durée de rétribution selon l'ancien droit.	Concernant l'al. 5: L'ordonnance n'éclaircit pas à quel taux de rétribution a droit un exploitant auquel a déjà été garanti une rétribution (décision positive) avant l'entrée en vigueur. Pour ces producteurs, la nouvelle législation doit être interprétée de façon à ce qu'à l'avenir, la rétribution sera fixée sur la base du nouveau droit et des taux de rétribution réduits. Or, il convient d'assurer la continuité des taux et la durée de rétribution selon l'ancien droit.
	Art. 108a Dispositions transitoires relatives aux installations de biomasse Si le gestionnaire qui dépose une demande de contribution d'investissement pour une installation de biomasse a déjà déposé une demande de rétribution à prix coûtant pour la même installation en vertu de l'ancien droit, la date de dépôt de cette demande est déterminante.	Pour les installations qui ont déposé une demande de rétribution de l'injection pour installations de biomasse et qui décident de solliciter une contribution d'investissement, la date de dépôt de la première demande doit être déterminante.
Art. 109 Dispositions transitoires relatives à la commercialisation directe 1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants de nouvelles installations d'une puissance: a. inférieure à 500 kW au cours des deux premières années suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance;		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
b. égale ou supérieure à 500 kW au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance. 2 Sont en outre exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants d'installations visés à l'art. 15, al. 2, au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance (art. 72, al. 5, LEne).		
Art. 110 Disposition transitoire relative à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques 1 La prime de marché peut être versée pour la première fois en 2018 pour les demandes relatives à l'année 2017 et pour la dernière fois en 2022 pour les demandes relatives à l'année 2021. 2 Les ayants droit peuvent faire usage du droit de vendre l'électricité au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne) pour la première fois en 2018 pour l'année 2018 et pour la dernière fois en 2022 pour l'année 2022.	2 Les ayants droit peuvent faire usage du droit de ~~vendre~~ prendre en compte l'électricité au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne) pour la première fois ~~en 2018~~ pour l'année 2018 et pour la dernière fois ~~en 2022~~ pour l'année 2022.	Concernant l'al. 2: La quantité d'énergie vendue, les recettes ainsi que les coûts engendrés ne peuvent être calculés que l'année suivante sur la base de coûts réels. D'éventuelles différences entre les recettes réelles et les coûts réels sont réduites ensuite au fil du temps à travers des différences de couverture. La formulation du Conseil fédéral pourrait empêcher l'imputation basée sur la post-calculation aux valeurs réelles.
	Art. 110a Dispositions transitoires relatives à la force hydraulique Les nouveaux investissements réalisés au maximum cinq ans avant l'entrée en vigueur de ce projet sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement en vertu de l'art. 65.	Selon l'Ordonnance sur l'énergie du 7 déc. 1998, en vigueur dans sa version du 2 déc. 2016, l'art. 3a, al. 1, let. a indique que les nouveaux investissements réalisés au cours des cinq dernières années précédant la mise en service représentent au moins 50 % des investissements nécessaires pour une nouvelle installation pour que celle-ci soit réputée notablement agrandie ou rénovée. Voilà la base sur laquelle le calcul de nouveaux projets s'effectuait jusqu'à présent. Selon l'art. 66 du projet d'ordonnance, nul coût ne pourra plus être imputé avant l'octroi par l'OFEN. Il existe toutefois des projets qui ont déjà réalisé des investissements se fiant sur l'imputabilisé rétroactive avant l'octroi. Il serait contraire aux principes de la bonne foi et de la sécurité juridique de modifier subitement et sans dispositions transitoires les règles concernant cette imputabilité.
Art. 111 Entrée en vigueur La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018.		

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Annexe 1.1 **Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l’injection**	**2 Taux de rétribution** *Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.*	Dans le cadre de la révision de l’OEne/de l’OApEl 2016, les coûts de revient et les taux de rétribution des installations hydroélectriques ont été examinés en détail et adaptés. L’adaptation des taux de rétribution n’a eu lieu que début 2017. La durée de rétribution doit être désormais réduite de cinq ans dans le présent projet et portée de 20 à 15 ans, sans adaptation correspondante des taux de rétribution. Cela équivaut à une baisse des tarifs d’injection de 15 à 20 %. Cette adaptation a lieu bien que la rentabilité des installations n’ait absolument pas changé depuis l’examen des taux dans le cadre de la révision de l’OEne 2016. On ne peut pas partir du principe que ces taux de rétribution recalculés étaient jusqu’à 20 % trop élevés. Par conséquent, les taux de rétribution doivent être adaptés en fonction de la nouvelle durée de rétribution. Selon la modification prévue de l’ordonnance sur l’énergie, les petites centrales hydroélectriques mises en service après le 1er janvier 2017 doivent obtenir une durée de rétribution plus courte. Ce principe s’applique aussi aux centrales ayant déjà soumis le deuxième avis d’avancement du projet et/ou étant déjà très avancées dans la planification (octroi de la concession ou du permis de construire). La décision de construire a été prise pour ces centrales sur la base des tarifs de rétribution actuellement en vigueur. Avec l’adaptation de la durée de rétribution prévue dans la procédure de consultation, une exploitation permettant de couvrir les coûts n’est désormais plus possible pour de telles centrales. L’AES demande donc que les tarifs de rétribution actuels continuent de s’appliquer aux petites centrales hydroélectriques ayant déjà soumis le deuxième avis d’avancement du projet et/ou étant très avancées dans la planification, qu’elles aient déjà reçu une décision positive ou non. Etant donné la longueur des périodes de planification pour les petites centrales hydroélectriques, c’est là la seule façon de garantir la sécurité de planification.
	4.3.2 Les installations qui ont progressé dans la liste d’attente en raison du second avis complet d’avancement du projet, conformément à l’art. 21, al. 3, let. a, doivent être mises en service au plus tard ~~trois~~ quatre ans après l’octroi de la garantie de principe (art. 23).	Concernant le crhiffre 4.3.2: Les projets plus importants de petite hydraulique ont besoin d’au moins une année et demie à deux ans à compter de la date de la décision positive pour la planification détaillée, l’appel d’offres (procédure publique) et la décision d’investissement (souvent plusieurs comités décisionnels/autorités impliqués). A cela s’ajoute deux à trois années de construction. De ce fait, la mise en

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		service s'étend sur quatre à cinq ans.
	Ch. 5.1 L'exploitant qui, pour son installation, a reçu une décision positive et a transmis le premier avis d'avancement du projet complet selon l'ancien droit avant le 1er janvier 2018 est soumis aux dispositions déterminantes avant cette modification ~~au moment de la transmission de cet avis~~, tant en ce qui concerne la durée de rétribution que son calcul.	Concernant le chiffre 5.1 La formulation du chiffre 5.1 et le Rapport explicatif se contredisent diamétralement: Selon le rapport : «La disposition transitoire du chiffre 5.1 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 1er 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.» «Les investissements des exploitants d'installations qui se sont fiés, d'une part, à la décision positive et, d'autre part, ont investi considérablement sur la base de cette foi, sont ainsi protégés.» *[citation selon le rapport en allemand*] Il peut y avoir eu une baisse massive des taux de rétribution entre le moment de la décision positive et l'avancement du projet, ce qui débouche sur un changement drastique des règles du jeu pendant le jeu pour l'investisseur. Jusqu'à présent, l'investisseur était protégé par les dispositions transitoires, étant donné que les prescriptions en vigueur avant cette modification faisaient foi aussi bien pour la durée de rétribution que pour le calcul du taux. Cette disposition doit également être reflétée dans la nouvelle ordonnance; dans le cas contraire, les investissements dans un projet basés sur une décision positive seraient perdus. Il s'agit de garantir la sécurité juridique et d'invesissement.
	Ch. 5.2 b. au plus tard le 31 décembre ~~2019~~ 2020 si l'exploitant a reçu une décision positive entre le 1er janvier 2016 et le 1er janvier 2017.	Concernant le chiffre 5.2 Il faut garantir la possibilité de déposer plus tard l'avis de mise en service. Raisonnement sur la base d'un exemple réel: suite au deuxième avis d'avancement, la turbine de dotation du Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) a avancé dans la liste d'attente le 15.3.16. Malgré ceci, la mise en service n'est prévue que pour le premier semestre 2020.
Annexe 1.2 **Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection**	**2 Taux de rétribution** *Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.*	Les taux de rétribution doivent être une fois encore fortement réduits par la présente adaptation de l'OEneR. En principe, l'AES salue cette réduction. La durée de rétribution raccourcie doit toutefois être prise en

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		compte lorsque les nouveaux taux de rétribution sont clalculés. Les taux de rétribution proposés auraient pour conséquence que les investissements couvrant les coûts dans de grandes installations photovoltaïques seraient rendus impossibles pour une plus longue durée. Le reste de la justification est analogue à l'annexe 1.1
Annexe 1.3 **Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection**	**2 Taux de rétribution** *Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.*	Raisonnement analogue à l'annexe 1.1 avec l'ajout suivant: pour l'éolien, il est déjà possible aujourd'hui, au bout de cinq années d'exploitation, d'adapter individuellement le taux de rétribution pour une installation (cf. 3.2.2).
Annexe 1.4 **Installations géothermiques dans le système de rétribution de l'injection**		
Annexe 1.5 **Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection**		
Annexe 2.1 **Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques**		
Annexe 2.2 **Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques**		Le calcul des coûts supplémentaires non amortissables est très laborieux. Afin d'atteindre la plus grande efficacité et pour servir les requérants plus petits, l'OFEN doit établir avec la branche une feuille de calcul qui contient également toutes les données de base (scénarios de prix, taux moyen du coût du capital) pertinentes et la mettre à disposition.
Annexe 2.3 **Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse**		
Annexe 3 **Détermination du coût moyen pondéré du capital**	*L'annexe ne doit pas être formulée comme un écart par rapport à l'annexe 1 OApEl, mais doit se suffire à elle-même.*	Les renvois entre les ordonnances doivent être évités à des fins de lisibilité.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		Il est également intriguant que le même WACC doit être appliqué pour différentes années (prime de marché: t-1, Contributions d'investissement: t, intérêts du réseau: t+1)
	Complément avant le Ch. 3.3 Le groupe d'entreprises se compose si possible d'entreprises intensives en production.	Concernant le complément avant le Ch. 3.3: La valeur bêta d'un groupe d'entreprises composé d'entreprises énergétiques cotées ou de fonds d'infrastructures sous-estime le risque et, respectivement, les coûts des fonds propres, en raison des activités dans d'autres domaines énergétiques et la réduction du risque y relative due à la diversification. Les investissements dans des installations de production par exemple présentent un risque plus élevé que les investissements dans le réseau électrique.
	Complément avant le Ch. 4.1 Ch. 4.1 La prime de risque d'insolvabilité se calcule en fonction du credit spread des entreprises suisses présentant une solvabilité de niveau BB.	Concernant le complément avant le Ch. 4.1: Les investissement dans l'hydraulique comportent plus de risque que les investissements dans le réseau. C'est la raison pour laquelle les bailleurs de capital étranger demandent un intérêt du risque plus élevé qui se manifeste lors du supplément sur la qualité du crédit pour les capitaux étrangers. A l'instar de l'étude de l'OFEN „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz" du 12 déc. 2014, il conviendrait de se baser sur le spread de crédit d'une note de crédit BB.
	Complément avant le Ch. 4.2 Un Small Size Premium peut être ajouté à la prime de risque d'insolvabilité en vertu du chiffre 4.1. L'office fédéral compétent fixe l'application et le calcul de ce Premium.	Concernant le complément avant le Ch. 4.2: Comme le montre l'analyse empirique, les entreprises plus petites enregistrent des coûts de capital plus élevés que les grandes entreprises cotées. Ce constat s'explique par nombre de facteurs, tels que la liquidité des investissements manquante ou les gros risques plus élevés. Une telle approche de «Size Premium» se trouve déjà dans l'Ordonnance sur les redevances aéroportuaires.
	Ch. 5: Pour les nouvelles installations ou les installations notablement agrandies, une prime de risque de construction est additionnée au WACC avant son utilisation pour capitaliser les recettes et coûts.	Concernant le Ch. 5: Le risque de construction (risque du projet) constitue le principal facteur de risque pour les nouvelles constructions de centrales. Ce risque n'est systémiquement inhérent à aucun groupe d'entreprises, étant donné que les entreprises cotées en bourse représentent en général le risque de centrales déjà operationnelles. Selon l'approche des Bonnes pratiques, il convient d'indiquer pour toutes les nouvelles constructions de centrale, lors du calcul des investissements, un rendement résultant de la somme du WACC et d'une prime de risque de construction.

Projet de révision de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEl

27.4.2017

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement			
	Art. 3a Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre		
	1 Un gestionnaire de réseau peut refuser à un regroupement dans le cadre de la consommation propre au sens de l'art. 17 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) le raccordement au réseau si ce raccordement nécessite la prise de mesures disproportionnées pour assurer la sécurité de l'exploitation du réseau ou si l'utilisateur final ne peut pas donner de garantie quant au fonctionnement de l'exploitation en interne.	1 Un gestionnaire de réseau peut refuser à un regroupement dans le cadre de la consommation propre au sens de l'art. 17 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) le raccordement au réseau si ce raccordement nécessite la prise de mesures disproportionnées pour assurer la sécurité de l'exploitation du réseau ~~ou si l'utilisateur final ne peut pas donner de garantie quant au fonctionnement de l'exploitation en interne~~.	Concernant l'al. 1: Il n'incombe pas au gestionnaire du réseau de distribution de vérifier les installations de raccordement du côté de la consommation propre (NR 7 du coupe-surintensité général). Une telle garantie par le consommateur final ne peut donc pas être vérifiée par le gestionnaire de réseau et ne doit par conséquent pas être fournie par ce dernier.
	2 Si le regroupement pour la consommation propre a pour effet la non-utilisation d'installations de raccordement existantes, les coûts de capital qui en découlent sont pris en charge par le regroupement. Si les installations de raccordement existantes ne sont plus utilisées que partiellement, la prise en charge est adaptée proportionnellement.	2 Si le regroupement pour la consommation propre a pour effet la non-utilisation d'installations de raccordement <u>et de réseau</u> existantes <u>appartenant au gestionnaire de réseau de distribution</u>, les coûts de capital <u>ainsi que les éventuels coûts dus à la transformation ou au démontage de l'infrastructure de réseau</u> qui en découlent sont pris en charge par le regroupement. Si les installations de raccordement <u>et de réseau</u> existantes ne sont plus utilisées que partiellement, la prise en charge est adaptée proportionnellement.	Concernant l'al. 2: Les coûts dus à la transformation ou au démontage devraient également être supportés selon le principe de causalité, et l'infrastructure située en amont doit être dédommagée proportionnellement. Au cas où l'art. 15 LEne n'est pas adapté selon la proposition de l'AES, l'al. 2 doit être formulé de manière à éviter que des infrastructures parallèles, économiquement inefficaces, soient construites.
		<u>3 Les installations de raccordement du gestionnaire de réseau de distribution</u>	Concernant l'al. 3: Le concept «installations de raccordement» doit être précisé.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
		englobent aussi les systèmes de mesure, de commande et de réglage.	
Chapitre 3 Utilisation du réseau **Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information**			
Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique 1 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau de distribution et de réseau de transport peuvent fixer eux-mêmes les dates de l'exercice. Celui-ci peut correspondre en particulier à l'année civile ou à l'année hydrologique. 2 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet. 3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier: a. les coûts de capital calculés des réseaux; b. les installations estimées sur la base des coûts de remplacement (selon l'art. 13, al. 4); c. les coûts d'exploitation des réseaux; d. les coûts des réseaux des niveaux supérieurs; e. les coûts des services-système; f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;	***Art. 7, al. 3, let. f^{bis}, h et m*** 3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier: f^{bis}. les coûts des systèmes de mesure intelligents visés à l'art. 8a;	f^{bis}. *Biffer*	Concernant l'al. 3, let. f^{bis}: Un certain nombre de gestionnaires de réseau de distribution a déjà fourni des efforts pour recourir à des systèmes de mesure intelligents. L'état de déploiement devrait donc être hétérogène, rendant les coûts correspondants peu éloquents. Au vu de la charge supplémentaire engendrée, il convient donc de renoncer à l'obligation de les faire apparaître.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
g. les coûts administratifs; h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité visée aux art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie; i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau; j.les autres coûts facturés individuellement; k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques; et l. les impôts directs. 4 Chaque gestionnaire et chaque propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif. 5 Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance. 6 Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires de réseau les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique. 7 Les gestionnaires de réseau présentent leur comptabilité analytique à l'ElCom au plus tard le 31 août.	h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité provenant d'installations visées aux art. 15 et 19 LEne; m. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses.		D'autres raisons plaident contre une obligation de faire apparaître séparément ces coûts: le problème de la délimitation de ces coûts par rapport à d'autres coûts de mesure, les difficultés posées par l'attribution après coup des investissements dans des systèmes de mesure intelligents déjà effectués, la charge de travail induite par une saisie séparée, le manque de plus-value de cette saisie séparée (rapport coût-bénéfice).
Art. 8 Système de mesure et processus d'information	***Art. 8 al. 3, 3bis et 5***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
1 Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information. 2 Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information. 3 Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans des délais convenus, de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires à l'exploitation du réseau, à la gestion du bilan d'ajustement, à la fourniture d'énergie, à l'imputation des coûts, au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau et aux processus de facturation découlant de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie et de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie. Ces prestations ne peuvent pas être facturées en sus de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si elles sont fournies par des tiers, ceux-ci ont droit à un dédommagement équitable de la part des gestionnaires de réseau.	3 Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans des délais convenus, de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires: a. à l'exploitation du réseau; b. à la gestion du bilan d'ajustement; c. à la fourniture d'énergie; d. à l'imputation des coûts; e. au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau; et f. aux processus de facturation découlant de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) et de l'ordonnance du 1er janvier 2018 sur l'énergie (OEne). 3bis Ils ne doivent pas facturer les prestations visées à l'al. 3 aux acquéreurs en sus de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si les prestations visées à l'al. 3 sont fournies par des tiers, ils sont tenus d'indemniser ces derniers de manière équitable.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
4 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent des données et informations supplémentaires aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres acteurs concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés. 5 Tous les consommateurs finaux qui font valoir leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données. Ils supportent les frais d'acquisition de cet équipement ainsi que les frais récurrents.	5 *Abrogé*		
	Art. 8a Systèmes de mesure intelligents 1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs. 2 Un système de mesure intelligent est une installation de mesure comportant les éléments suivants: a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final ou le producteur qui: 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive, 2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de quinze minutes et les enregistre pendant au moins 30 jours, 3. dispose d'interfaces, dont une est réservée à la communication bidirectionnelle avec le système	*Biffer et reformuler* Nouvelle formulation: <u>1 Les systèmes de mesure intelligents permettent au moins aux consommateurs finaux d'utiliser directement leurs données de mesure. À cet effet, il faut introduire auprès des consommateurs finaux une interface standardisée qui leur permet d'accéder directement à leurs données de mesure. Les gestionnaires de réseau s'entendent sur un standard d'interface approprié.</u> <u>2 Les appareils de mesure nouvellement installés sont obligatoirement des systèmes de mesure intelligents selon l'al. 1. Une interface standardisée doit être ajoutée aux installations de mesure existantes sur demande du client.</u>	Du point de vue de l'AES, d'éventuelles nouvelles exigences posées à la mesure doivent satisfaire à deux critères: 1. L'amélioration de l'efficacité énergétique auprès du consommateur final 2. La facilitation de Smart Grid La loi et l'ordonnance doivent prévoir les bases nécessaires permettant d'atteindre ces objectifs. L'AES est toutefois de l'avis que ces objectifs sont atteignables sans qu'il y ait des prescriptions contraignantes relatives au déploiement de smart meter. Un déploiement à cent pourcent n'est donc par exemple pas requis pour faciliter le Smart Grid. Des solutions locales, quant à elles, peuvent permettre l'amélioration de l'efficacité auprès du client sans conséquences coûteuses. Pour ces raisons, l'AES propose une nouvelle formulation pour l'art. 8a.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	de traitement des données et une autre peut être utilisée par le consommateur final ou le producteur, et 4. enregistre et consigne les interruptions de l’approvisionnement en électricité; b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données du compteur électrique au système de traitement des données du gestionnaire de réseau; et c. un système de traitement des données installé chez le gestionnaire de réseau qui: 1. gère l’ensemble des compteurs électriques du gestionnaire de réseau visés à la let. a, 2. traite les données, notamment les relève, vérifie leur plausibilité et constitue des valeurs de remplacement, 3. permet aux consommateurs finaux et aux producteurs de consulter leurs valeurs de courbes de charge et d’autres données de mesure au moyen d’un portail clients basés sur internet. 3 Les éléments du système de mesure intelligent interagissent de façon à pouvoir: a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d’interopérabilité; b. mettre à jour à distance les logiciels des compteurs électriques visés à l’al. 2, let. a; c. fournir au gestionnaire de réseau des données sur l’état du réseau en temps utile; d. intégrer d’autres instruments de mesure numériques et d’autres systèmes de commande et de réglage; et	3 Les coûts des systèmes de mesure intelligents constituent des coûts imputables prévus à l’art. 15, al. 1 LApEl.	

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.		
	Art. 8b Contrôle de conformité 1 Seuls des systèmes de mesure intelligents soumis à un contrôle de conformité peuvent être utilisés. 2 Les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent à cet effet, sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent satisfaire et les modalités du contrôle. 3 L'évaluation de la conformité doit être réalisée par un service accrédité, conformément à l'ordonnance du 17 juin 1996 sur l'accréditation et la désignation.		
	Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents		
	1 Le gestionnaire de réseau ne peut utiliser, à des fins d'efficacité du réseau, des systèmes de commande et de réglage intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs qu'avec leur consentement. A cet effet, les consommateurs finaux et les producteurs conviennent avec le gestionnaire de réseau de l'étendue de l'accès et d'une indemnité équitable et appropriée.	1 Le gestionnaire de réseau ~~ne~~ peut utiliser, à des fins d'efficacité du réseau, des systèmes de commande et de réglage intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs si ces derniers n'interdisent pas leur utilisation. ~~qu'avec leur consentement.~~ A cet effet, les consommateurs finaux et les producteurs conviennent avec le gestionnaire de réseau de l'étendue de l'accès et d'une indemnité équitable et appropriée.	Concernant l'al. 1: Si le GRD doit obtenir le consentement, la charge de travail est bien plus importante que dans le cas où un droit de recours est accordé au client final (opt-out). C'est pourquoi il faut prévoir un système opt-out.
	2 En l'absence de ce consentement, le gestionnaire de réseau ne peut utiliser des systèmes de commande et de réglage intelligents que dans la mesure où cela est nécessaire pour garantir la stabilité de l'exploitation du réseau. Une telle intervention est prioritaire	2 En l'absence de ce consentement, le gestionnaire de réseau ne peut utiliser des systèmes de commande et de réglage intelligents que dans la mesure où cela est nécessaire pour garantir la stabilité de l'exploitation du réseau. Une telle intervention est prioritaire	Concernant l'al. 2: Une telle information n'est pas praticable.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les consommateurs finaux et les producteurs au moins une fois par année ou sur demande des interventions visées au présent alinéa.	par rapport à la commande par des tiers. ~~Le gestionnaire de réseau informe les consommateurs finaux et les producteurs au moins une fois par année ou sur demande des interventions visées au présent alinéa.~~	
	3 Le gestionnaire de réseau met toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage ainsi que les méthodes de calcul d'une indemnité à disposition sur un site internet librement accessible.	3 *Biffer*	Concernant l'al. 3: Pas de méthodes de calcul sur Internet. Ceux-ci ne sont communiqués qu'à l'ElCom.
	4 Le gestionnaire de réseau accorde aux tiers un accès non discriminatoire à des systèmes de commande et de réglage intelligents pour autant que les conditions techniques et d'exploitation requises soient remplies et que les coûts de capital et d'exploitation de systèmes de ce type soient imputés à titre de coûts de réseau. Ces conditions sont publiées par le gestionnaire de réseau sur un site internet librement accessible.	4 *Biffer*	Concernant l'al. 4: Pour des questions relatives au droit de la propriété, une telle disposition n'est pas envisageable dans l'ordonnance et doit être rejetée.
	Art. 8d Traitement des données enregistrées par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents 1 Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données récoltées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées aux fins suivantes: a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour la mesure, la commande et le réglage, pour l'utilisation de systèmes tarifaires ainsi	a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour la mesure, la commande et le réglage, pour l'utilisation de systèmes tarifaires<u>, pour le développement de</u>	

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	que pour une exploitation sûre et efficace du réseau et la planification du réseau; b. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de l'indemnité pour l'accès aux systèmes de commande et de réglage. 2 Les gestionnaires de réseau sont habilités à transmettre les données récoltées au moyen des systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées aux personnes suivantes: a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: les acteurs visés à l'art. 8, al. 3; b. informations relatives au décodage des pseudonymes: les fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés.	produits ainsi que pour une exploitation sûre et efficace du réseau et la planification du réseau; c. tiers pour le développement de la mesure, de la commande et du réglage, de l'utilisation de systèmes tarifaires et le développement de produits.	Concernant l'al. 2, let. c: Les droits (notamment en matière de protection de données) des personnes concernées sont protégés par l'utilisation exclusive de données pseudonymisées. Étant donné que les fins d'utilisation listées font partie du domaine clé d'un gestionnaire de réseau, l'utilisation des données est affectée à la fonction. Un consentement explicite de la personne concernée n'est donc pas nécessaire. Dans le cas contraire, l'encouragement de produits de réseau et de décompte novateurs pourrait être retardé et, dans des cas individuels, empêché.
	3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de douze mois s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés.	3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de douze mois s'ils ne sont pas ~~déterminants pour le décompte~~ liés à des données déterminantes pour le décompte ou anonymisés.	Concernant l'al. 3: Sur le plan technique, il est difficile de mettre en œuvre une suppression sélective des données car celles-ci sont liées à des données personnelles. Si une des lignes est déterminante pour le décompte, toutes les lignes doivent être sauvegardées.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	4 Le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents toutes les 15 minutes au maximum, pour autant qu'une exploitation sûre et efficace ne nécessite pas une consultation plus fréquente. 5 Le gestionnaire de réseau garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. A cet égard, il tient notamment compte des art. 8 à 10 de l'ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données ainsi que des éventuelles normes et recommandations internationales édictées par des organisations techniques reconnues.		
Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau			
	Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage Sont considérés comme imputables: a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance; b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage nécessaires à garantir la stabilité de l'exploitation du réseau: c. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés pour une exploitation efficace, avec le consentement du consommateur final ou du producteur; et d. l'indemnité pour l'utilisation des systèmes de commande et de réglage versé à un consommateur fi-	*Biffer*	Cela est déjà couvert par la loi (cf. en particulier les modifications à l'art. 15 LApEl). De plus, les coûts sont déclarés en vertu de l'art. 7 OApEl, ce qui règle leur imputabilité. Le cahier des charges restrictif empêche des solutions adaptées aux groupes de clients. Ainsi, les compteurs intelligents avec enregistrement de l'énergie réactive ne sont guère pertinents pour les ménages. Pour les autres groupes de clients, ces dispositifs sont cependant judicieux et devraient donc aussi être imputables. Si seuls les compteurs intelligents prévus par la loi sont imputables, des exigences auxquels doivent répondre ces compteurs intelligents doivent donc être définis, exigences qui ne présentent aucune valeur ajoutée pour nombre de groupes de clients, tout en rendant les appareils de mesure inutilement plus chers. Une réglementation absolue détaillant tous les cas dans lesquels les systèmes intelligents sont imputables ou non empêcherait des solutions adaptées au coup par coup.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	nal sur la base d’une convention visant à assurer une exploitation efficace.		
Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport 1 La société nationale du réseau de transport facture individuellement: a. aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés; b. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement (y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire) et de la gestion du programme prévisionnel qu'ils ont occasionnés; c. à ceux qui ont occasionné des manques à gagner dans l'utilisation transfrontalière du réseau, le montant correspondant. Le DETEC peut prévoir des règles dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEl. 2 Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux: a. les coûts de gestion des systèmes, de gestion des mesures, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et	***Art. 15, al. 2, let. b*** 2 Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l’énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux:		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
tertiaire qui ne peuvent être imputés à un groupe-bilan. Leur montant maximum est fixé chaque année par l'ElCom; b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité visée aux art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie; et c. les suppléments sur les coûts de transport des réseaux à haute tension. 3 Elle facture aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau de transport le solde des coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques; ces éléments sont facturés de manière non discriminatoire et à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse: a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs; b. à hauteur de 60 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau inférieur demande au réseau de transport; c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport	b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité provenant d'installations visées aux art. 15 et 19 LEne.		
Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau 1 Il appartient aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.	***Art. 18, al. 1bis et 2***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. Il est possible de constituer des groupes de clients séparés pour des consommateurs finaux ayant des caractéristiques de consommation similaires uniquement lorsque leurs profils d'acquisition diffèrent de manière considérable. S'agissant des consommateurs finaux qui font état d'une consommation propre selon l'art. 2, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie1 et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure à 10 kVA, seules les caractéristiques de consommation sont déterminantes pour la formation de groupes de clients.	1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.	1bis Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux présentant des caractéristiques de consommation similaires forment un groupe de clients. ~~Seul un groupe de clients est autorisé pour les consommateurs finaux dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 15 kVA.~~	Concernant l'al. 1bis: Le recentrage sur les «caractéristiques de consommation» garantit le traitement équitable des groupes de clients. La mention supplémentaire de la puissance de raccordement est inutile et crée en outre une confusion, car un même raccordement peut être associé à plusieurs consommateurs finaux avec des caractéristiques de consommation très différentes. De plus, l'introduction d'une limite rigide empêche la possibilité de créer des tarifs d'utilisation du réseau séparés, p. ex. chez les prestataires de flexibilités.
2 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV sans mesure de puissance, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70 % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.	2 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. Les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir d'une taxe de consommation d'un pourcentage inférieur, pour autant qu'ils aient recours à une mesure de puissance.	2 *Biffer* *Subsidiairement:* 2 Pour les consommateurs finaux <u>sans mesure de la puissance</u> dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins <u>50%</u> ~~70%~~ en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. ~~Les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir d'une taxe de consommation d'un pourcentage inférieur, pour autant qu'ils aient recours à une mesure de puissance.~~	Concernant l'al. 2: Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, deux modifications relatives aux tarifs d'utilisation du réseau ont été décidées dans la LApEl: - Ils doivent désormais se baser sur les caractéristiques de consommation (art. 14, al. 2, let. c LApEl) - Ils doivent désormais tenir compte des objectifs en matière d'efficacité d'infrastructure du réseau (art. 14, al. 2, let. e LApEl) (L'évocation de cette deuxième modification fait complètement défaut dans le Rapport explicatif.) Le dimensionnement d'un réseau est déterminé essentiellement par la puissance maximale à fournir, car il faut assurer un approvisionnement fiable en électricité même durant les pics de consommation. C'est donc la puissance nécessaire qui détermine les coûts du réseau. De ce fait, si l'on veut tenir compte de l'efficacité en matière de structure de réseau, conformément aux nouvelles prescriptions de la LApEl, il faut laisser la possibilité aux gestionnaires de réseau d'introduire dans les tarifs de réseau des composantes de puissance plus élevées et basées sur la puissance mesurée pour un groupe de clients. Les tarifs correspondants ne sont pas non plus dégressifs (ct./kW) et contribuent à la fois à l'efficacité énergétique et à celle du réseau. Ils autorisent aussi des incitations liées au comportement de consommation et, dans la mesure où ils se fondent précisément sur

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
			la puissance mesurée, ils permettent une conformité au principe de causalité nettement supérieure lors de l'attribution des coûts de réseau. Par conséquent, l'art. 18, al. 2 OApEl doit être supprimé, ou la part basée sur la puissance doit être augmentée à au moins 50%. Il n'existe notamment pas de besoin de durcir la réglementation en obligeant désormais aussi les clients avec mesure et tarification de puissance (déjà depuis des années) à s'acquitter d'une taxe de consommation. Les gestionnaires de réseau sont tenus de construire des réseaux efficaces et sûrs, ainsi que de répercuter les coûts selon le principe de causalité et sans discrimination. Ces obligations régulatoires étant déjà très exigeantes et suffisantes, il importe de laisser au gestionnaire de réseau la plus grande latitude possible pour ce qui est de la réalisation de ces objectifs ambitieux. Des contraintes, en particulier en matière de tarification, entravent les possibilités de mettre en place les incitations adaptées visant à faire évoluer les comportements de consommation des clients finaux, de conférer une valeur à la flexibilité démontrée par les clients et de déployer ainsi un smart grid sur le principe. Un durcissement supplémentaire de la tarification contredit la pratique qui a fait ses preuves jusqu'à présent, notamment la proposition de prix de la de puissance aux clients commerciaux. L'allégation selon laquelle les prix de la puissance ne serviraient pas l'efficacité énergétique est fausse. L'application de longue date (longtemps avant la LApEl) d'un prix de la puissance aux clients commerciaux, ainsi que les exemples pratiques actuels tirés de projets pilotes menés auprès de clients finaux particuliers ont montré qu'il existe au moins les mêmes incitations en faveur de l'efficacité énergétique lorsque la facturation repose sur une puissance mesurée (smart meter). Dans la plupart des cas, on a pu même observer une efficacité accrue, car une telle tarification pousse le client à réfléchir activement à son comportement de consommation et à adopter une attitude nettement plus responsable. L'application de taxes de consommation pures également aux clients avec mesure de la puissance ne contribuerait pas à l'efficacité énergétique, mais se révélerait même plutôt préjudiciable pour cette dernière. Néanmoins, cela ôterait surtout toute possibilité de tarification intelligente en fonction du temps, puisque seule la quantité soutirée serait mesurée, non l'heure de soutirage. Cette approche incitative est déjà utilisée avec succès depuis des années par les gestionnaires de réseaux auprès des clients commerciaux. L'adaptation de l'article mettrait fin à ces possibilités de tarification éprouvées, ce qui impliquerait une importante reventilation des coûts actuels contraire au principe de

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
			causalité. De même, l'installation de compteurs intelligents sans possibilité de tarification basée sur la puissance ou sur la courbe de charge mesurée serait obsolète. Enfin, mentionnons l'élément qui joue un rôle décisif dans la réussite de ce modèle dans un monde de plus en plus décentralisé caractérisé par une part accrue d'injection d'énergie stochastique et renouvelable: la consommation doit être ajustée dans le temps à la disponibilité des énergies renouvelables. C'est précisément pour cela que des incitations et une rétribution appropriées s'avèrent nécessaires, si le comportement de consommation est adapté, soit de manière active, soit au moyen d'appareils/batteries supplémentaires. La tarification du moment du soutirage (prix de la puissance = quantité par période) conditionne l'existence du smart grid et constitue la base de fonctionnement d'un système avec utilisation et tarification de la flexibilité. Enfin, cette disposition contredit les prescriptions législatives selon lesquelles la rémunération de l'utilisation du réseau doit répondre au principe de causalité et ne pas être discriminatoire. La formulation «les gestionnaires de réseau et les consommateurs finaux peuvent convenir» n'est pas conforme à la loi par rapport aux autres dispositions, étant donné que le gestionnaire de réseau est tenu d'établir des tarifs uniformes, basés sur les coûts, régis par le principe de causalité et non discriminatoires pour chaque groupe de clients. Des «accords» individuels vont à l'encontre de ces principes, sans tenir compte du fait que ces négociations tarifaires individuelles induiraient un énorme surcoût administratif et susciteraient chez les clients finaux des attentes injustifiées, que le gestionnaire de réseau devrait à son tour traiter et motiver. Au final, une approche incitative ne peut être efficace que si elle est dispensée de manière équitable à tout le monde et ne peut être contournée par le client par des choix individuels. Comme déjà évoqué précédemment, il a été décidé dans la LApEl au travers de la Stratégie énergétique 2050 que les tarifs d'utilisation du réseau se baseraient désormais sur les caractéristiques de consommation et tiendraient compte des objectifs en matière d'infrastructure de réseau efficace. (L'évocation de cette deuxième modification fait complètement défaut dans le Rapport explicatif.) La volonté du législateur était de permettre, via cette modification, une tarification régie par le principe de causalité en pondérant davantage les composantes de puissance, ainsi qu'en témoignent les éléments suivants: Bundesrätin Doris Leuthard, Nationalrat Frühjahrssession 2016 Vierte Sitzung 02.03.16 15h00 13.074: "Wir sind noch beim

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
			StromVG: Hier bitte ich Sie, sich ebenfalls der Mehrheit anzuschliessen. Es geht um die Frage, wieweit sich kleine Produzenten, z. B. bei Fotovoltaikinstallationen, an den Netzkosten zu beteiligen haben. Das ist eine Frage, die bei Ihnen, dem Erstrat, durch Herrn Nationalrat Gasche eingebracht worden ist. Wir haben die Frage der Regelung des Eigenverbrauchs sehr intensiv studiert. Wer den selber produzierten Strom auch gleich selber verbraucht, beteiligt sich in diesem Umfang eben nicht an den Netzkosten. Das ist aber unfair, das haben wir gesagt; das ist eigentlich eine Benachteiligung. Wenn er dann, etwa im Winter, trotzdem Strom vom Netz braucht, benutzt er die Infrastruktur, die der Netzbetreiber ihm zur Verfügung gestellt hat. Der Ständerat hat hier unseres Erachtens eine sehr gute Lösung gefunden, indem er auch bei Litera e die "effiziente Netzinfrastruktur" aufgenommen hat. Die vom Ständerat beschlossene Änderung zielt darauf ab, über verursachergerechte Tarife einen effizienten Netzausbau zu begünstigen. Netze müssen auf die maximale Leistung ausgelegt werden, unabhängig davon, ob diese täglich oder nur saisonal oder alle paar Jahre abgerufen wird. Die heutigen Tarife basieren zu einem grossen Teil auf dem Energiebezug und setzen somit eben keine Anreize, die Belastung der Netze zu minimieren. Wir wissen aus Erfahrung, dass beim Hochspannungsnetz relativ viel drinliegt. Das senkt die Kosten schlussendlich auch für die Netzinfrastruktur. Wir meinen deshalb, dass wir mit diesen Lösungen dem berechtigten Anliegen von Herrn Nationalrat Gasche entgegenkommen und einen vernünftigen Kompromiss mit dem Ständerat finden." Nationalrat Müller-Altermatt Stefan (C, SO), für die Kommission, Nationalrat Frühjahrssession 2016 Vierte Sitzung 02.03.16 15h00 13.074: "Der letzte Minderheitsantrag betrifft die Festlegung der Netznutzungstarife bei kleinen Produzenten mit Eigenverbrauch. Summarisch, kann man sagen, geht es um die Frage, ob man auf die Leistung oder auf die Strommenge abstellt. Die Minderheit Grunder findet, man solle auf die Leistung abstellen, wie dies der Bundesrat getan hat. Die Mehrheit hingegen findet richtig, was der Ständerat beschlossen hat. Dieser hat grundsätzlich auch beschlossen, sich an der Leistung respektive am Bezugsprofil zu orientieren. Der Bundesrat soll für kleine Endverbraucher und Produzenten aber separate Bestimmungen erlassen können. [Au terme des délibérations parlementaires, les exceptions pour petits auto-consommateurs ne se sont pas imposés.] Nationalrat Schiliger, schriftlich, Nationalrat Herbstsession 2016

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
			Erste Sitzung 12.09.16 14h30 13.074 : "...Das Stromversorgungsgesetz verlangt, dass die Netztarife die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln (Art. 14 Abs. 3 Bst. a; Grundsatz der Verursachergerechtigkeit). Dieser Grundsatz wurde nun richtigerweise dahingehend ergänzt, dass bei der Festlegung der Netznutzungstarife auch den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur Rechnung getragen werden muss (Art. 14 Abs. 3 Bst. e; Grundsatz effiziente Netzinfrastruktur). Dies ermöglicht die Erhebung verursachergerechter Tarife, die an die neuen Verbrauchsmuster angepasst sind. Die Festlegung von Ausnahmen zugunsten von Eigenverbrauchern relativiert diese Ergänzung und widerspricht den beiden genannten Grundsätzen." [La proposition Schilliger visant à supprimer les exceptions pour les petits auto-consommateurs a été approuvée.]
Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan			
Art. 22 Services-système 1 Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente. 2 Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a. 3 Les renforcements de réseau nécessaires pour les injections d'énergie par les producteurs au sens des art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie1 font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport. 4 Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'ElCom. 5 La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire	***Art. 22, al. 3*** 1 Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente. 2 Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a. 3 Les renforcements de réseau nécessaires pour les injections d'énergie provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport. 4 Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'ElCom. 5 La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à	3 *Biffer* 4 *Biffer* 5 *Biffer*	À long terme, du fait du développement des énergies renouvelables (cf. objectifs de la Stratégie énergétique 2050), il faudra tabler sur la hausse des coûts dus aux renforcements du réseau conformément aux art. 15 et 19 LEne. En 2015, ceux-ci représentaient 10% des charges d'acquisition relatives aux services-système généraux (cf. Rapport annuel de Swissgrid 2015). Conformément à l'actuel art. 22, al. 3 OApEl, les coûts de renforcements du réseau font partie des services-système. Cette appartenance n'est pas appropriée du point de vue de l'AES. Les services-système englobent les prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux (cf. art. 4 LApEl). Les présents renforcements de réseau conformément aux art. 15 et 19 LEne ne correspondent pas à cette définition. Pour des raisons de transparence des coûts, il convient donc de créer une base juridique afin que les renforcements de réseau puissent apparaître séparément dans les tarifs de la société nationale du réseau. Les services-système et les renforcements de réseau peuvent continuer à apparaître sous un poste de la facture aux consommateurs finaux. L'indemnisation pour les coûts des renforcements de réseau qui sont engendrés par le raccordement d'installations de production selon l'art. 7 LEne est aujourd'hui appréciée et exécutée ex post et au cas par cas, indépendamment de la taille de l'installation de production. Pour des coûts de renforcement de réseau relativement bas, la charge administrative est disproportionnée aussi

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'ElCom. 6 Elle fait rapport annuellement à l'ElCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.	l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'ElCom. 6 Elle fait rapport annuellement à l'ElCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.	**Art. 22a Renforcements de réseau** 1 Les coûts des renforcements du réseau nécessaires pour les injections d'énergie issue d'installations au sens des art. 15 et 19 LEne sont indemnisés au gestionnaire du réseau par la société nationale du réseau de transport et déclarés par celle-ci séparément. 2 Les indemnités pour les coûts de renforcement du réseau visés à l'al. 1 sont soumises à une décision de l'ElCom si elles dépassent 800 CHF/kW ou 100 000 CHF par raccordement. Pour les autres renforcements de réseau, un contrôle des coûts par l'ElCom reste réservé.	bien pour le gestionnaire de réseau, pour ce qui est du dépôt des demandes, que pour l'ElCom, pour ce qui est de l'examen desdites demandes. La Stratégie énergétique 2050 fera augmenter notablement le nombre de renforcements de réseau. D'un point de vue économique, les coûts des procédures doivent rester aussi minimes que possible. C'est la raison pour laquelle l'AES préconise une approche différenciée pour les «renforcements de réseau moindres» lors de l'appréciation de celles-ci: – Les renforcements de réseau présentant des coûts ≤ 800 CHF/kW et ≤ 100 000 CHF par raccordement doivent être rassemblés par le gestionnaire de réseau moyennant une documentation minime et déposés périodiquement auprès de l'ElCom. On renoncera à un examen approfondi par l'ElCom, qui se contente d'exécuter des contrôles aléatoires. – Les renforcements > 800 CHF/kW de puissance nouvellement installée ou présentant des coûts globaux dépassant les 100 000 CHF par raccordement doivent continuer à être appréciés par l'ElCom.
	Art. 23, al. 5, 24, 24a, 24b et 25 *Abrogé* *(Les art. 24a et 24b sont entrés en vigueur le 01.01.2017)*		
Art. 23 Groupes-bilan 1 Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans la zone de réglage Suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan.	***Art. 23 al. 5***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
2 La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan. 3 Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan. 4 Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers. 5 …	5 *Abrogé*		
Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables 1 L'OFEN désigne le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables après consultation de la société nationale du réseau de transport. 2 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (LEne). Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN. 3 … 4 Il établit des programmes prévisionnels et les communique aux autres groupes-bilan et à la société nationale du réseau de transport. 5 Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables conformément au programme prévisionnel et au prorata de l'électricité soutirée par les consommateurs finaux qui leur sont attribués. Pour un groupe-bilan nouvellement créé,	**Art. 24** *Abrogé*	**Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables** 1 *Ne pas abroger* 2 *Ne pas abroger* 4 *Biffer* 5 <u>Il vend l'électricité exclusivement à la bourse de l'électricité au lendemain pour le marché suisse.</u> ~~Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables conformément au programme prévisionnel et au prorata de~~	Art. 24, 24a, 24b et 25: cf. raisonnement aux art. 29 à 31 OEneR

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
l'électricité soutirée par les consommateurs finaux fait l'objet d'une évaluation.		~~l'électricité soutirée par les consommateurs finaux qui leur sont attribués. Pour un groupe-bilan nouvellement créé, l'électricité soutirée par les consommateurs finaux fait l'objet d'une évaluation.~~	
6 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables demande à la société nationale du réseau de transport d'indemniser les coûts de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution.		6 *Ne pas abroger*	
Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport	**Art. 24a**	**Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport**	
1 Pour l'électricité reprise du groupe-bilan pour les énergies renouvelables au sens de l'art. 24, al. 5, les groupes-bilan sont tenus de verser à la société nationale du réseau de transport, à destination du Fonds visé à l'art. 15b, al. 5, LEne, le prix du marché selon l'art. 3b^{bis}, al. 2, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEne).	*Abrogé*	1 *Biffer*	
2 Pour l'électricité injectée au sens de l'art. 7a LEne par des points d'injection sans mesure de la courbe de charges, les gestionnaires des réseaux auxquels sont raccordés les producteurs d'électricité sont tenus de verser à la société nationale du réseau, à destination du Fonds visé à l'art. 15b, al. 5, LEne, le prix du marché selon l'art. 3b^{bis}, al. 2, OEne.		2 *Ne pas abroger*	
Art. 24b Refus de rétribuer	**Art. 24b**	**Art. 24b Refus de rétribuer**	
La société nationale du réseau peut refuser de rétribuer l'électricité reprise selon l'art. 7a LEne tant que le producteur ne fournit pas les informations nécessaires ou qu'il enfreint les règles.	*Abrogé*	*Ne pas abroger*	

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Art. 25 Attribution des points d'injection 1 Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie1 et qui ne sont pas équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ainsi que les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 28a de ladite loi sont attribués dans une mesure équivalente au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante. 2 Les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie et qui sont équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données relèvent dans une mesure équivalente du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.	**Art. 25** *Abrogé*	**Art. 25 Attribution des points d'injection** *Ne pas abroger*	
Art. 26 Energie de réglage et d'ajustement 1 Pour les besoins d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité issue d'énergies renouvelables. 2 Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales. 3 Les producteurs dont les installations injectent de l'électricité selon les art. 7 ou 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie et qui vendent l'électricité livrée physiquement ou une part de	***Art. 26, al. 3*** 3 Les producteurs dont les installations injectent de l'électricité selon les art. 15 et 19 LEne et qui vendent l'électricité livrée physiquement ou une part de celle-ci à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
celle-ci à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie de réglage n'obtiennent pour cette électricité aucune rétribution supplémentaire sur la base des art. 7 et 7a de la loi sur l'énergie.	de réglage n’obtiennent pour cette électricité aucune rétribution supplémentaire sur la base des art. 15 et 19 LEne.		
Chapitre 5 Dispositions finales **Section 1 Exécution**			
Art. 27 1 L'OFEN exécute l'ordonnance dans la mesure où l'exécution ne relève pas d'une autre autorité. 2 Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires. 3 Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEl et dans l'ordonnance. 4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives sur un site internet unique librement accessible. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans les domaines concernés. 5 Les art. 23 à 25 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie sont applicables par analogie à la collaboration d'organisations privées.	***Art. 27, al. 4 et 5*** 4 Avant d’édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 8b, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives sur un site internet unique librement accessible. S’ils ne peuvent pas s’entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l’OFEN peut fixer des dispositions d’exécution dans les domaines concernés. 5 L’art. 67 LEne est applicable par analogie à la collaboration d’organisations privées.		
Section 3 Dispositions transitoires			

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Art. 29 Mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données Les producteurs ayant des conditions de raccordement selon l'art. 28a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie1 sont libérés de l'obligation d'installer un système de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données au sens de l'art. 8, al. 5, quelle que soit leur puissance de raccordement.	***Art. 29*** *Abrogé*		
	Chapitre 4a: **Disposition transitoire de la modification du xx.xx.xxxx** **Art. 31e Disposition transitoire de la modification du XXX.XX.XXXX** 1 Les installations de mesure ne satisfaisant pas aux exigences visées à l'art. 8a déjà installées avant l'entrée en vigueur des modifications du xx.xx.xxxx peuvent être utilisées durant sept ans au maximum à dater de l'entrée en vigueur de la modification du xx.xx.xxxx. Pendant ce délai transitoire, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper une telle installation d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a. Indépendamment de ce cas, les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique doivent être équipés d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a. 2 Les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données peuvent être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie. La prise en charge des coûts est régie par l'art. 8, al. 5 de l'ancien droit.	1 *Biffer* 2 ~~Les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données peuvent être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie.~~ La prise en charge des coûts <u>pour les mesures de la courbe de charge avec</u>	Concernant les al. 1 et 2: L'AES propose de prévoir un déploiement naturel, c.-à-d. que l'utilisation de systèmes de mesure intelligents ne doit être obligatoire que lors du remplacement de compteurs.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
		transmission automatique des données est régie par l'art. 8, al. 5 de l'ancien droit.	
	3 Les coûts d'exploitation des installations de mesure qui ne satisfont pas aux exigences visées à l'art. 8a, demeurent imputables, dans les mêmes limites qu'actuellement. Les amortissements nécessaires des installations de mesure du gestionnaire de réseau pas encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.	3 Les coûts ~~d'exploitation~~ des installations de mesure qui étaient déjà installés avant l'entrée en vigueur de la présente révision ~~ne satisfont pas aux exigences visées à l'art. 8a~~, demeurent imputables~~, dans les mêmes limites qu'actuellement~~. Sont notamment imputables les amortissements extraordinaires dus au remplacement par des systèmes de mesure intelligents. ~~Les amortissements nécessaires des installations de mesure du gestionnaire de réseau pas encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.~~	Concernant l'al. 3: Tous les coûts sont imputables. La rémunération du capital en tant que coûts imputables prévue dans la proposition de l'OFEN n'est pas évoquée. Or un abandon de cette rémunération serait contraire à la loi et conduirait tout d'abord au remplacement des installations existantes les plus récentes, car ce sont celles qui engagent le plus de capital. La suppression de la précision «dans les mêmes limites qu'actuellement» est requise pour permettre des amortissements extraordinaires suite à un remplacement prématuré. Les amortissements extraordinaires dus au remplacement par des systèmes de mesure intelligents doivent être mentionnés spécifiquement afin d'améliorer la sécurité juridique.
	4 Un gestionnaire de réseau ayant installé des systèmes de commande et de réglage intelligents chez des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du xx.xx.xxxx peut les utiliser comme précédemment sans le consentement de ces derniers, à titre d'exception à l'art. 17b, al. 3, LApEl, jusqu'à ce que le consommateur final ne l'interdise expressément. Le consommateur final ne peut pas interdire l'utilisation de l'installation à des fins de maintien de la stabilité de l'exploitation du réseau.		
	5 Les demandes d'autorisation visées à l'art. 22, al. 4, qui sont encore en suspens auprès de l'ElCom au moment de l'entrée en vigueur de la modification du xx.xx.xxxx sont traitées selon l'ancien droit.		
Section 5 Entrée en vigueur			
Art. 32	***Art. 32, al. 4***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
1 La présente ordonnance entre en vigueur le 1er avril 2008, sous réserve des al. 2 à 4 ci-après. 2 L'art. 11, al. 1 et 4, entre en vigueur le 1er janvier 2009. 3 L'art. 2, al. 2, let. d, entre en vigueur le 1er janvier 2010. 4 Le ch. 2 de l'annexe (ordonnance sur l'énergie) entre en vigueur comme suit: a. l'art. 1d, al. 1 et 5, et l'appendice 2.1 entrent en vigueur le 1er avril 2008, b. les art. 3b, 3f à 3i, 3j, al. 1 et 2, l'art. 5, al. 1, l'art. 17c, al. 1, et l'art. 29, al. 4 et 5, entrent en vigueur le 1er mai 2008, c. les autres dispositions du ch. 2 de l'annexe entrent en vigueur le 1er janvier 2009.	4 *Abrogé*		
	II La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018.	II La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018 à l'exception de l'art. 7, al. 3, let. f^{bis}, de l'art. 8a, de l'art. 8b, de l'art. 8c, de l'art. 13a *(dans la mesure où il n'est pas supprimé)* et de l'art. 18, qui entrent en vigueur le 1er janvier 2019.	Les tarifs d'utilisation du réseau doivent être publiés au 31 août de l'année précédente. Étant donné que les ordonnances définitives relatives à la SE 2050 ne devraient être disponibles qu'à la fin de l'été, il n'est pas possible de calculer les tarifs d'utilisation du réseau pour l'année 2018 conformément aux dispositions de l'ordonnance révisée. Sachant que le délai de transition relatif à l'art. 18 court jusqu'au 1er janvier 2019, les versions définitives des ordonnances seront prêtes au plus tard en janvier 2018. Si tel n'est pas le cas, ce délai doit être ajusté en conséquence. L'utilisation d'appareils de mesure est désormais soumise à un contrôle de conformité, lequel ne pourra être mis en œuvre au 1er janvier 2018. De ce fait, aucun nouvel appareil de mesure ne pourra être installé à compter de cette date, et il convient de définir que les articles correspondants ne pourront entrer en vigueur qu'au 1er janvier 2019. Les nouvelles règles concernant les systèmes de réglage intelligents nécessitent elles aussi suffisamment de temps en amont pour leur implémentation.

Projet de révision de l'Ord. sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité OGOM

27.4.2017

Remarques générales

Il faut compléter l'ordonnance par le cas où plusieurs petites installations, p. ex. en cas de regroupement pour la consommation propre, se trouvent derrière le même raccordement au réseau et ne doivent donc pas être mesurées séparément. Dans ce cas, il n'est pas possible de fournir l'excédent d'énergie par installation; on ne peut avoir des données que sur l'agglomérat de ces installations. La réglementation proposée ne clarifie pas si, dans ce cas, les GO doivent être saisies pour chaque installation (ce qui impliquerait que chaque installation soit mesurée séparément) ou par agglomérat des installations. Dans le deuxième cas, il n'est p. ex. pas possible d'avoir des données sur l'encouragement des installations, car celui-ci ne doit pas obligatoirement être semblable pour toutes les installations. En conséquence, les ordonnances relatives à la SE 2050 doivent être précisées comme suit:

- Si le regroupement, prévu à l'art. 17, al. 1 LEne, englobe plusieurs installations, les propriétaires fonciers doivent ouvrir un compte commun dans la base de données des garanties d'origine afin d'enregistrer les garanties d'origine pour le surplus au point de mesure auprès du gestionnaire de réseau. Ce dernier enregistre le surplus de production et le transmet au portail des garanties d'origine de l'organe d'exécution. Aucune information concernant les encouragements ne peut être donnée dans ce cas.
- Dans le cas d'installations de plus de 30 kVA au sein d'un regroupement, le gestionnaire de réseau reste responsable pour le système de mesure et les processus d'information en vertu de l'art. 8 OApEl.

Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Section 1 Garantie d'origine		
Art. 1 Garantie d'origine 1 La période de production déterminante pour la saisie de la quantité d'électricité produite est d'un mois civil pour les installations d'une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA, et d'un mois civil, d'un trimestre civil ou d'une année civile pour les autres installations, au choix. 2 La garantie d'origine comprend notamment: a. la quantité d'électricité produite en kWh; b. la période de production en mois; c. la mention des agents énergétiques utilisés pour produire l'électricité, conformément à l'annexe, ch. 1.1; d. les indications permettant d'identifier l'installation de production, notamment la désignation, le lieu, la date de la mise en service, la date du dernier octroi de la concession pour les installations hydroélectriques, le nom et l'adresse de l'exploitant; e. les données techniques de l'installation de production, notamment le type de l'installation, la puissance électrique et, pour les installations hydroélectriques, également l'indication précisant s'il s'agit d'une centrale au fil de l'eau ou d'une centrale par accumulation avec ou sans pompage;		

Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
f. les indications permettant d'identifier le point de mesure de l'électricité injectée dans le réseau par le producteur, notamment le nom et l'adresse de l'exploitant et les indications concernant le contrôle officiel, le numéro d'identification, le lieu, le nom et l'adresse de l'exploitant du réseau approvisionné via le point de mesure; g. l'indication précisant si, et dans quelle mesure, le producteur a bénéficié d'une rétribution unique, d'une contribution d'investissement, d'une prime de marché ou d'un financement des coûts supplémentaires. 3 Une garantie d'origine qui n'est pas annulée dans les 12 mois suivant la fin de la période de production correspondante perd sa validité et ne peut plus être utilisée. Une garantie d'origine dont la période de production correspond au mois de janvier, de février, de mars ou d'avril ou au premier trimestre ne perd sa validité qu'à la fin du mois de mai de l'année suivante. 4 L'organe d'exécution au sens de l'art. 64 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) édicte des directives déterminant la forme de la garantie d'origine; il offre préalablement la possibilité aux milieux intéressés de donner leur avis.		
Art. 2 Enregistrement de l'installation de production 1 Les indications visées à l'art. 1, al. 2, let. c à g, constituent la base de l'enregistrement de l'installation. 2 Elles doivent être certifiées par un laboratoire d'évaluation de la conformité accrédité pour ce domaine (auditeur). Pour les installations dont la puissance de raccordement est de 30 kVA au plus et pour les installations qui font déjà l'objet de contrats au sens de l'art. 73, al. 4, LEne, un certificat de conformité de l'exploitant de la station de mesure suffit, à condition que ce dernier soit juridiquement distinct du producteur. 3 L'organe d'exécution vérifie régulièrement les données des installations enregistrées et les données de production saisies. A cet effet, il peut procéder à des contrôles sur place et demander un renouvellement périodique du certificat de conformité visé à l'al. 2. 4 Le producteur doit annoncer immédiatement à l'organe d'exécution toute modification des données de l'installation de production concernée.		
Art. 3 Exception à l'enregistrement 1 Les installations suivantes ne peuvent pas être enregistrées: a. installations d'une puissance maximale en courant continu inférieure à 2 kW pour le photovoltaïque; b. installations d'une puissance de raccordement inférieure à 2 kVA pour les autres technologies.		
Art. 4 Enregistrement des données de production 1 Les indications visées à l'art. 1, al. 2, let. a et b, (données de production) doivent être enregistrées au niveau du point de mesure ou à un point de mesure virtuel. 2 La quantité d'électricité (production nette) à enregistrer correspond à la différence entre l'électricité produite directement à la génératrice (production brute) et la consommation de l'installation produisant l'énergie (alimentation auxiliaire). 3 L'enregistrement se fait en mesurant directement la quantité d'électricité ou en la calculant à l'aide de valeurs mesurées. 4 Pour les installations d'une puissance de raccordement de 30 kVA au plus, il est possible d'enregistrer uniquement l'électricité injectée physiquement dans le réseau (surplus d'énergie) au lieu de la production nette.		
Art. 5 Transmission des données de production 1 Les données de production doivent être transmises à l'organe d'exécution sur demande du producteur par un procédé automatisé directement depuis le point de mesure. 2 Si une transmission automatique n'est pas possible, les données peuvent être transmises par l'exploitant du point de		

Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
mesure, à condition qu'il soit juridiquement distinct du producteur, ou par l'auditeur via le portail de garantie d'origine de l'organe d'exécution. 3 Pour les installations qui utilisent différents agents énergétiques pour produire de l'électricité (installations hybrides), la part des différents agents énergétiques doit aussi être transmise. 4 Les données de production doivent être transmises à l'organe d'exécution au plus tard: a. à la fin du mois suivant pour les enregistrements mensuels; b. à la fin du mois suivant pour les enregistrements trimestriels; c. à la fin du mois de mars de l'année suivante pour les enregistrements annuels.		
Art. 6 Détermination de la quantité d'électricité produite en cas de recours au pompage-turbinage 1 Lorsqu'une installation hydroélectrique recourt au pompage pour disposer d'eau en vue d'une production ultérieure d'électricité, la quantité d'électricité produite est calculée de la manière suivante: la quantité d'électricité utilisée pour actionner les pompes, multipliée par un coefficient d'efficacité de 83 %, est déduite de la quantité d'électricité injectée. Un éventuel solde négatif de la période précédente est aussi déduit. 2 Si le coefficient d'efficacité est inférieur à 83 % en moyenne annuelle, le producteur peut demander à l'organe d'exécution l'application d'une valeur moins élevée. Celle-ci aura été établie par une étude émanant d'un organisme indépendant. Elle devra être assez élevée pour que la saisie des garanties d'origine ne porte jamais que sur la quantité d'électricité imputable à des sources naturelles.		
Art. 7 Tâches de l'organe d'exécution 1 L'organe d'exécution saisit les données nécessaires à l'enregistrement des installations ainsi qu'à la saisie, à l'établissement, à la surveillance du transfert et à l'annulation des garanties d'origine et gère une base de données correspondante. 2 Il établit, sur demande, une confirmation vérifiable pour l'annulation d'une garantie d'origine par écrit ou sous la forme d'un document électronique. 3 Il contrôle la transmission en Suisse des garanties d'origine qu'il a enregistrées. 4 Il assure qu'aucune autre garantie d'origine n'est établie pour la quantité d'électricité qu'il a certifiée par une garantie d'origine donnée. 5 Il perçoit les émoluments pour l'enregistrement des installations ainsi que pour la saisie, l'établissement, le transfert et l'annulation des garanties d'origine et pour d'autres prestations en lien avec l'exécution de la présente ordonnance et il les facture aux différents utilisateurs. 6 Il exerce l'ensemble de ses activités à un coût raisonnable et de manière transparente. L'OFEN surveille et contrôle ces activités et approuve chaque année le montant des émoluments. L'organe d'exécution met à la disposition de l'OFEN tous les documents et toutes les informations nécessaires à cette fin. 7 L'organe d'exécution représente la Suisse au sein de l'Association of Issuing Bodies et d'autres organismes internationaux en lien avec les garanties d'origine.		
Section 2 Marquage de l'électricité		
Art. 8 1 Le marquage de l'électricité visé à l'art. 9, al. 3, de la loi sur l'énergie doit figurer au moins une fois par année civile sur la facture d'électricité ou en annexe de celle-ci, et comporter les indications suivantes: a. pourcentage des agents énergétiques utilisés pour produire l'électricité fournie; b. origine nationale ou étrangère de l'électricité (production nationale ou étrangère); c. année de référence;		

Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
d. nom et adresse de l'entreprise soumise à l'obligation de marquage. 2 L'entreprise soumise à l'obligation de marquage est également tenue d'informer les consommateurs finaux lorsque la facture d'électricité est transmise par une autre entreprise. 3 Le marquage de l'électricité doit par ailleurs être effectué conformément à l'annexe 1.		
Section 3 Dispositions finales		
Art. 9 Disposition transitoire Pour les installations dont la puissance de raccordement est de 300 kVA au plus, qui ont été mises en service avant le 1er janvier 2013 et qui présentent une consommation propre (alimentation auxiliaire y comprise) se montant à 20 % au plus de la quantité d'électricité produite, l'énergie injectée (principe de la mesure du surplus) peut être enregistrée dans la garantie d'origine, en dérogation à l'art. 1, al. 2, let. a.		
Art. 10 Abrogation et modification du droit existant L'abrogation et la modification du droit existant sont réglementées à l'annexe 2.		
Art. 11 Entrée en vigueur La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2018.		
Annexe 1 **Exigences concernant le marquage de l'électricité**	Figure 1: - «courant» doit être remplacé par «électricité» (par analogie à la terminologie des art. 8s) - «clients» doit être remplacé par «consommateurs finaux» (par analogie à l'art. 8, al. 2) Ch. 2.4 Le marquage se fait au moyen d'un tableau (exemple: fig. 1 ou 2). ~~Sa taille doit être de 10 × 7 cm minimum.~~	Concernant la figure 1: La terminologie doit être cohérente Concernant le Ch. 2.4: La spécification d'une taille de 10 x 7 représente un excès de réglementation et doit être biffée.
Annexe 2 **Abrogation et modification d'autres actes**		
I 1 L'ordonnance du DETEC du 24 novembre 2006 sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité est abrogée. 2 L'ordonnance du DETEC du 15 avril 2003 sur la procédure d'expertise énergétique des chauffe-eau, des réservoirs		

Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
d'eau chaude et des accumulateurs de chaleur est abrogée.		
II Les actes mentionnés ci-après sont modifiés comme suit:		
1. Ordonnance du DETEC du 5 juillet 2011 sur les données figurant sur l'étiquette-énergie des voitures de tourisme neuves		
Art. 4 Valeur moyenne des émissions de CO2 La valeur moyenne des émissions de CO2 de toutes les voitures neuves immatriculées visée à l'annexe 4, ch. 6.2.1, OEEE est de YYY g/km pour l'année XXXX.		
2. Ordonnance du DETEC du 11 mars 2016 concernant le calcul des coûts imputables des mesures d'exploitation visant à assainir des centrales hydroélectriques		
Art. 2, al. 1 1 Si les mesures d'assainissement ont des effets sur l'exploitation d'une centrale hydroélectrique et entraînent une diminution de la production d'énergie ou un décalage temporel de la production d'énergie, les pertes de gain qui en résultent sont considérées comme des coûts imputables au sens de l'annexe 3, ch. 3.1, let. c et e, OEne.		
Art. 5, al. 1 phrase introductive 1 La procédure d'allocation de l'indemnité est régie par les art. 30 à 33 OEne. La demande d'indemnisation adressée par les détenteurs de centrales hydroélectriques doit contenir:		

Projet de révision de l'Ordonnance sur le CO2

27.4.2017

Remarques générales

En ce qui concerne la définition des projets de géothermie, les textes de l'OEne et de l'ordonnance sur le CO2 sont très similaires mais pas identiques. Nous supposons que l'ambition de départ était de les faire coïncider, mais que les deux projets ont évolué différemment. Nous recommandons de faire correspondre ces deux textes (en particulier dans les annexes) ou d'y faire référence. Des différences même minimes peuvent conduire à l'avenir à des ambiguïtés.

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 1 Dispositions générales **Section 2 Définitions**			
Art. 2 Au sens de la présente ordonnance, on entend par: a. *voitures de tourisme*: les voitures de tourisme au sens de l'art. 11, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 19 juin 1995 concernant les exigences techniques requises pour les véhicules routiers (OETV)1, l'état des véhicules lors de leur admission définitive à la circulation étant déterminant; ne sont pas considérées comme des voitures de tourisme: 1. les véhicules blindés au sens de l'appendice 2 de l'annexe XI de la directive 2007/46/CE, 2. les véhicules équipés de places autorisées pour le transport de personnes en fauteuil roulant;	***Art. 2m, let. a, a^{bis}, a^{ter}, a^{quater} et d*** Au sens de la présente ordonnance, on entend par: a. *voitures de tourisme*: les voitures de tourisme au sens de l'art. 11, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 19 juin 1995 concernant les exigences techniques requises pour les véhicules routiers (OETV), l'état des véhicules lors de leur première immatriculation étant déterminant; la présente ordonnance ne considère pas comme des voitures de tourisme les véhicules à usage spécial au sens de l'annexe II, partie A, ch. 5, de la directive 2007/46/CE; a^{bis}. *voitures de livraison*: les voitures de livraison au sens de l'art. 11, al. 2, let. e, OETV, l'état des véhicules lors de leur première immatriculation étant déterminant; la présente ordonnance ne considère pas comme des voitures de livraison les véhicules dont le poids à vide est supérieur à 2585 kg, qui ont été		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	pesés selon la procédure de mesure pour les voitures automobiles lourdes prévue dans le règlement (CE) nº 595/2009 et pour lesquels le règlement (CE) nº 715/2007 ne prévoit pas de valeurs d'émissions, ainsi que les véhicules à usage spécial au sens de l'annexe 2, partie A, ch. 5, de la directive 2007/46/CE;		
	a^{ter}. *tracteurs à sellette légers*: tracteurs à sellette au sens de l'art. 11, al. 2, let. i, OETV dont le poids total n'excède pas 3,50 t, l'état des véhicules lors de leur première immatriculation étant déterminant; la présente ordonnance ne considère pas comme des tracteurs à sellette légers les véhicules dont le poids à vide est supérieur à 2585 kg, qui ont été pesés selon la procédure de mesure pour les véhicules à moteur lourds prévue dans le règlement (CE) nº 595/2009 et pour lesquels le règlement nº 715/2007 ne prévoit pas de limites d'émissions, ainsi que les véhicules à usage spécial au sens de l'annexe 2, partie A, ch. 5, de la directive 2007/46/CE;		
b. *entreprise*: un exploitant d'installations fixes sises sur un emplacement donné;			
c. *puissance calorifique de combustion*: l'énergie calorifique maximale pouvant être fournie à une installation fixe par unité de temps;			
d. *puissance calorifique totale de combustion*: la somme des puissances calorifiques de combustion de l'ensemble des installations fixes d'une entreprise qui sont prises en compte dans le système d'échanges de quotas d'émission;	d. *puissance calorifique totale de combustion*: la somme des puissances calorifiques de combustion des installations fixes d'une entreprise qui sont prises en compte dans le système d'échange de quotas;		
e. *puissance totale*: la somme des puissances nominales électrique et			

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
thermique fournies par une centrale thermique à combustible fossile; f. *rendement total*: le rapport entre la puissance totale et la puissance calorifique de combustion d'une centrale thermique à combustible fossile indiqué par le constructeur.			
Section 5 Attestations pour des projets et des programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse			
Art. 5 Exigences 1 Des attestations sont délivrées pour des projets et des programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse, si les exigences suivantes sont remplies: a. l'annexe 3 ne l'exclut pas; b. le projet, ou les projets inclus dans un programme: 1. ne seraient pas rentables sans le produit de la vente des attestations, 2. correspondent au moins à l'état de la technique, et 3. prévoient des mesures induisant une réduction d'émissions supplémentaire par rapport à l'évolution de référence au sens de l'art. 6, al. 2, let. d; c. les réductions d'émissions: 1. peuvent être prouvées et quantifiées, 2. n'ont pas été réalisées dans une entreprise couverte par le Système d'échange de quotas d'émission (SEQE), et 3. n'ont pas été réalisées dans une entreprise ayant pris un engagement de réduction; des attestations au sens de la présente section peuvent en revanche être délivrées pour des réduc-	***Art. 5, al. 1, let. c, ch. 3*** 1 Des attestations sont délivrées pour des projets et des programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse, si les exigences suivantes sont remplies: c. les réductions d'émissions : 3. n'ont pas été réalisées dans une entreprise ayant pris un engagement de réduction et demandant simultanément que des attestations lui soient délivrées en application de l'art. 12; sont ex-		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
tions d'émissions réalisées dans une entreprise avec objectif d'émission au sens de l'art. 67, mais non comprises dans cet objectif; et d. la mise en œuvre du projet ou du programme a débuté au plus tôt trois mois avant le dépôt de la demande au sens de l'art. 7. 2 Est considérée comme le début de la mise en œuvre la date à laquelle le requérant s'engage financièrement de façon déterminante envers des tiers ou prend, en interne, des mesures organisationnelles en lien avec le projet ou le programme.	clues les entreprises avec objectif d'émission au sens de l'art. 67, pour autant que les réductions d'émissions issues de projets ou de programmes ne sont pas comprises dans cet objectif; et		
Art. 5a Programmes 1 Des projets peuvent être réunis en un programme si les exigences suivantes sont remplies: a. ils poursuivent un but commun outre la réduction d'émissions; b. ils utilisent une des technologies définies dans la description du programme; c. ils remplissent les critères d'inclusion définis dans la description du programme, qui garantissent que les projets satisfont aux exigences de l'art. 5; et d. leur mise en œuvre n'a pas encore débuté. 2 Des projets peuvent être inclus dans des programmes existants s'ils remplissent les exigences fixées à l'al. 1 et s'il peut être prouvé qu'ils avaient déjà été inscrits au programme avant d'y être inclus.	***Art. 5a, al. 3*** 3 Les programmes qui, à la fin de la période de crédit, ne comprennent qu'un seul projet, sont poursuivis en tant que projets au sens de l'art. 5.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Art. 6 Validation de projets et de programmes	***Art. 6, al. 2, let. j***		
1 Quiconque souhaite demander des attestations pour un projet ou un programme de réduction des émissions doit le faire valider, à ses frais, par un organisme agréé par l'OFEV.			
2 Une description du projet ou du programme doit être remise à l'organisme de validation. Cette description doit comporter des informations concernant:	2 Une description du projet ou du programme doit être remise à l'organisme de validation. Cette description doit comporter des informations concernant :		
a. les mesures de réduction des émissions;			
b. les technologies utilisées;			
c. la délimitation par rapport à d'autres instruments de politique climatique et énergétique;			
d. l'évolution hypothétique des émissions de gaz à effet de serre au cas où les mesures de réduction des émissions du projet ou du programme ne seraient pas mises en œuvre (évolution de référence);			
e. le volume des réductions d'émissions annuelles attendues et la méthode de calcul appliquée;			
f. l'organisation du projet ou du programme;			
g. une estimation des coûts d'investissement et d'exploitation et des bénéfices attendus;			
h. le financement;			
i. le plan de suivi, qui doit fixer la date du début du suivi et décrire la méthode permettant de prouver la réduction des émissions;			
j. la durée du projet ou du programme;	j. la durée du projet, du programme et des projets inclus dans un programme;		
k. en outre, dans le cas des programmes: le but, les critères d'inclusion des projets dans le programme, la gestion des projets ainsi qu'un exemple de projet pour chaque technologie envisagée.			

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
3 Lors de la validation, l'organisme de validation contrôle les informations visées à l'al. 2 et si le projet remplit les exigences fixées à l'art. 5, ou si le programme remplit les exigences fixées aux art. 5 et 5a. 4 Il fait état des résultats du contrôle dans un rapport de validation..			
Art. 7 Demande de délivrance d'attestations 1 La demande de délivrance d'attestations doit être déposée auprès de l'OFEV. Elle comprend la description du projet ou du programme et le rapport de validation. 2 L'OFEV peut demander au requérant les informations supplémentaires qui lui sont nécessaires pour l'évaluation de la demande.	***Art. 7, al. 1*** 1 La demande de délivrance d'attestations doit être remise à l'OFEV. Elle comprend la description du projet ou du programme, le rapport de validation et le contrat conclu entre le requérant et l'organisme de validation.		
Art. 10 Délivrance des attestations 1 L'OFEV décide, sur la base du rapport de suivi et du rapport de vérification correspondant, de la délivrance des attestations. 2 Dans le cas des projets, des attestations sont délivrées à hauteur des réductions d'émissions obtenues de manière probante jusqu'à la fin de la période de crédit. 3 Dans le cas des programmes, des attestations sont délivrées à hauteur des réductions d'émissions obtenues de manière probante jusqu'à dix ans tout au plus après l'échéance de la période de crédit du programme, dans	***Art. 10, al. 1 et 1bis*** 1 L'OFEV contrôle le rapport de suivi, le rapport de vérification correspondant et le contrat conclu entre le requérant et l'organisme de vérification. L'OFEV procède à d'autres examens auprès du requérant si la délivrance d'attestations le requiert. 1bis Il décide, sur la base des informations demandées à l'al. 1, de la délivrance des attestations.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
la mesure où la mise en œuvre du projet concerné a débuté pendant la période de crédit. 4 Des attestations pour des réductions d'émissions qui découlent de prestations pécuniaires à fonds perdu allouées par la Confédération, les cantons ou les communes, destinées à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, ne sont délivrées au requérant que s'il démontre que la collectivité publique compétente ne fait pas valoir les réductions d'émissions autrement. Les réductions d'émissions découlant de l'octroi de fonds provenant du supplément visé à l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie1 ne donnent pas lieu à la délivrance d'attestations. 5 La plus-value écologique des réductions d'émissions est indemnisée par le biais de la délivrance des attestations. Aucune attestation n'est délivrée si la plus-value écologique a déjà été rétribuée.			
Section 5a Attestations pour les entreprises ayant pris un engagement de réduction ou conclu une convention d'objectifs concernant l'évolution de leur consommation d'énergie			
Art. 12 Attestations pour les entreprises ayant pris un engagement de réduction 1 Des attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse sont délivrées sur demande aux entreprises ayant pris un engagement de réduction au sens de l'art. 66, al. 1, dont l'ampleur est fixée par un objectif d'émission au sens de l'art. 67, si les conditions suivantes sont réunies:	***Art. 12, al. 1 phrase introductive et let. c, et al. 3*** 1 Des attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse sont délivrées sur demande aux entreprises ayant pris un engagement de réduction au sens de l'art. 66, al. 1, dont l'ampleur est fixée par un objectif d'émission au sens de l'art. 67, et qui ne réalisent pas de projets ou de programmes au sens de l'art. 5 ou 5a		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	permettant d'obtenir des réductions d'émissions prévues par l'objectif d'émission, si les conditions suivantes sont réunies:		
a. l'entreprise peut montrer de manière crédible qu'elle atteindra son objectif d'émission sans prendre en compte des certificats de réduction des émissions;			
b. au cours de l'année concernée, les émissions de gaz à effet de serre de l'entreprise ont été inférieures de plus de 5 % à la trajectoire de réduction au sens de l'art. 67; et			
c. aucune prestation pécuniaire à fonds perdu de la Confédération, des cantons ou des communes, destinée à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, ni fonds provenant du supplément visé à l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie pour de l'énergie géothermique, de la biomasse ou des déchets provenant de la biomasse n'ont été octroyés à l'entreprise pour des mesures de réduction des émissions; sont exceptées les entreprises qui avaient déjà fait une annonce pour l'obtention de fonds de ce type avant la modification du 8 octobre 2014.	c. aucune prestation pécuniaire à fonds perdu de la Confédération, des cantons ou des communes, destinée à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, ni fonds provenant du supplément visé à l'art. 35, al. 1, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) pour de l'énergie géothermique, de la biomasse ou des déchets provenant de la biomasse n'ont été octroyés à l'entreprise pour des mesures de réduction des émissions; sont exceptées les entreprises qui avaient déjà fait une annonce pour l'obtention de fonds de ce type avant la modification du 8 octobre 2014.		
2 Les attestations pour les réductions d'émissions sont délivrées à hauteur de la différence entre la trajectoire de réduction, moins 5 %, et les émissions de gaz à effet de serre au cours de l'année concernée, et ce pour la dernière fois en 2020.			
3 Aux fins de la réalisation de l'objectif d'émission, les réductions d'émissions pour lesquelles des attestations au sens de l'al. 2 ont été délivrées sont considérées comme des gaz à effet de serre émis par l'entreprise.	3 *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Art. 12a Attestations pour les entreprises ayant conclu une convention d'objectifs concernant l'évolution de leur consommation d'énergie	***Art. 12a, al. 1, let. d***		
1 Les entreprises qui ont conclu une convention d'objectifs concernant l'évolution de leur consommation d'énergie avec la Confédération et qui s'engagent, en outre, à réduire leurs émissions de CO2 (convention d'objectifs avec objectif d'émission), sans être pour autant exemptées de la taxe sur le CO2, se voient délivrer, sur demande, des attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse si les conditions suivantes sont réunies: a. la convention d'objectifs avec objectif d'émission est conforme aux exigences de l'art. 67, al. 1 à 3, et a été validée, aux frais de l'entreprise, par un organisme agréé par l'OFEV et jugée adéquate par ce dernier; b. l'entreprise remet chaque année, au plus tard le 31 mai, un rapport de suivi au sens de l'art. 72; c. les émissions de CO2 de l'entreprise ont été, chaque année, au cours des trois années précédentes, inférieures de plus de 5 % à la trajectoire de réduction définie dans la convention d'objectifs avec objectif d'émission; et d. aucune prestation pécuniaire à fonds perdu de la Confédération, des cantons ou des communes, destinée à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, ni fonds provenant du supplément visé à l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie pour de l'énergie géothermique, de la biomasse ou des déchets provenant de la biomasse n'ont été octroyés à l'entre-	1 Les entreprises qui ont conclu une convention d’objectifs concernant l’évolution de leur consommation d’énergie avec la Confédération et qui s’engagent, en outre, à réduire leurs émissions de CO2 (convention d’objectifs avec objectif d’émission), sans être pour autant exemptées de la taxe sur le CO2, se voient délivrer, sur demande, des attestations pour des réductions d’émissions réalisées en Suisse si les conditions suivantes sont réunies: d. aucune prestation pécuniaire à fonds perdu de la Confédération, des cantons ou des communes, destinée à encourager les énergies renouvelables, l’efficacité énergétique ou la protection du climat, ni fonds provenant du supplément visé à l’art. 35, al. 1, de la loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie (LEne) pour de l’énergie géothermique, de la biomasse ou des déchets provenant de la biomasse		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
prise pour des mesures de réduction des émissions; sont exceptées les entreprises qui avaient déjà fait une annonce pour l'obtention de fonds de ce type avant la modification du 8 octobre 2014. 2 La convention d'objectifs avec objectif d'émission validée doit être remise à l'OFEV au plus tard le 31 mai de l'année à partir de laquelle les attestations sont demandées. 3 Les modifications importantes et durables au sens de l'art. 73 ainsi que les changements au sens de l'art. 78 doivent être annoncés à l'OFEV. L'OFEV ordonne, si nécessaire, une nouvelle validation. 4 Les attestations sont délivrées pour des réductions d'émissions à hauteur de la différence entre la trajectoire de réduction, moins 5 %, et les émissions de gaz à effet de serre au cours de l'année concernée, et ce pour la dernière fois en 2020.	n'ont été octroyés à l'entreprise pour des mesures de réduction des émissions; sont exceptées les entreprises qui avaient déjà fait une annonce pour l'obtention de fonds de ce type avant la modification du 8 octobre 2014.		
Section 5b Gestion des attestations et protection des données			
Art. 14 Publication d'informations concernant des projets et des programmes L'OFEV peut publier les données suivantes si elles ne compromettent ni le secret de fabrication ni le secret d'affaires: a. la description des projets et des programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse; b. les rapports de validation au sens de l'art. 6, al. 4; c. les rapports de suivi au sens de l'art. 9, al. 1; d. les rapports de vérification au sens de l'art. 9, al. 4.	***Art. 14, al. 2***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	2 Avant la publication, l'OFEV remet au requérant les documents mentionnés à l'al. 1. Il demande au requérant de lui signaler les informations qui, selon lui, sont couvertes par le secret de fabrication ou le secret d'affaires.		
Chapitre 2 Mesures techniques visant à réduire les émissions de CO2 des bâtiments	***Art. 17 à 37: pas pertinents (émissions de CO2 des véhicules)***		
Section 5 Utilisation du produit de la sanction prévue à l'art. 13 de la loi sur le CO2 **Art. 38 Utilisation** Le produit de la sanction prévue à l'art. 13 de la loi sur le CO2 est utilisé pour le financement des tâches visées à l'art. 1, al. 2, de la loi du 6 octobre 2006 sur le fonds d'infrastructure. **Art. 39 Procédure** 1 Le produit correspond aux recettes au 31 décembre de l'année de perception, y compris les intérêts et après déduction des frais d'exécution. 2 Il est versé chaque année, deux ans après l'année de perception, au fonds d'infrastructure.	***Chapitre 3, section 5 (art. 38 et 39)*** *Abrogés*		
Chapitre 5 Engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre			
	Art. 74a Imputation des attestations à l'objectif d'émission Les réductions d'émissions donnant lieu à des attestations au sens de l'art. 12, al. 2, et les réductions d'émissions obtenues dans le cadre de projets ou de programmes au sens des art. 5 ou 5a sont considérées, pour ce qui est de la réalisation de l'objectif, comme des gaz à effet de serre émis par l'entreprise.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	Art. 74b Adaptation de l'engagement de réduction des entreprises qui exploitent des installations CCF 1 L'OFEV adapte sur demande l'engagement de réduction des entreprises qui exploitent des installations CCF et qui demandent le remboursement de la taxe sur le CO2. 2 La demande doit être transmise à l'OFEV jusqu'au 31 mai de l'année suivante au moyen du formulaire ad hoc prévu par celui-ci. 3 La demande doit contenir des informations concernant: a. les émissions de CO2 pour l'année 2012 dues à la production mesurée d'électricité injectée dans le réseau; b. l'évolution annuelle des émissions de CO2 dues à la production mesurée d'électricité injectée dans le réseau.		
Art. 76 Non-respect de l'engagement de réduction 1 Lorsque l'entreprise ne respecte pas son engagement de réduction des émissions, l'OFEV prononce la sanction prévue à l'art. 32 de la loi sur le CO2.	***Art. 76 Art. 76 Titre et al. 1bis, 1ter et 3*** **Art. 76 Non-respect de l'engagement de réduction et de l'obligation d'investissement** 1bis Si une entreprise qui exploite des installations CCF ne respecte pas l'obligation d'investissement à laquelle elle s'est soumise conformément à l'art. 96a, al. 2, l'OFEV prononce la restitution de 40 % du montant perçu dans le cadre du remboursement de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité conformément à l'art. 32a de la loi sur le CO2. 1ter Si une entreprise qui exploite des installations CCF ne respecte pas l'obligation d'investissement à laquelle		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	elle s'est soumise conformément à l'art. 98a, al. 2, l'OFEV prononce la restitution de 40 % du montant perçu dans le cadre du remboursement de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité conformément à l'art. 32a de la loi sur le CO2.		
2 Le délai de paiement est de 30 jours à compter de la notification de la décision. Des intérêts moratoires de 5 % par an s'appliquent en cas de retard.			
	3 Les montants restitués au titre des al. 1bis et 1ter sont considérés comme des recettes provenant de la taxe sur le CO2.		
Chapitre 6 Compensation des émissions de CO2 des centrales thermiques à combustibles fossiles			
Art. 83 Mesures compensatoires admises	***Art. 83, al. 2***		
1 Les mesures suivantes sont admises pour remplir l'obligation de compenser les émissions de CO2: a. projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse par l'exploitant, pour autant qu'ils satisfassent par analogie aux exigences des art. 5 et 5a; b. investissements dans des installations produisant de l'électricité ou de la chaleur en Suisse à partir d'énergies renouvelables, pour autant qu'ils satisfassent par analogie aux conditions fixées à l'art. 5; c. remplacement de sources de chaleur fossile par de la chaleur produite par la centrale et directement découplée; d. remise d'attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse; e. remise de certificats de réduction			

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
des émissions. 2 Les mesures compensatoires visées à l'al. 1, let. a à c, sont prises en compte à hauteur des réductions d'émissions qui ont été prouvées. Des attestations ne sont délivrées au requérant pour des réductions d'émissions qui découlent de prestations pécuniaires à fonds perdu allouées par la Confédération, les cantons ou les communes, destinées à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, que si celui-ci prouve que la collectivité publique compétente ne fait pas valoir les réductions d'émissions autrement. Les réductions d'émissions qui découlent de l'octroi de fonds provenant du supplément visé à l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie ne font pas l'objet d'attestations. 3 Les émissions moyennes de CO2 générées par la production d'électricité en Suisse sont déterminantes pour le calcul des réductions d'émissions obtenues grâce aux investissements visés à l'al. 1, let. b.	2 Les mesures compensatoires visées à l'al. 1, let. a à c, sont prises en compte à hauteur des réductions d'émissions qui ont été prouvées. Des attestations ne sont délivrées au requérant pour des réductions d'émissions qui découlent de prestations pécuniaires à fonds perdu allouées par la Confédération, les cantons ou les communes, destinées à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, que si celui-ci prouve que la collectivité publique compétente ne fait pas valoir les réductions d'émissions autrement. Les réductions d'émissions qui découlent de l'octroi de fonds provenant du supplément visé à l'art 35, al. 1, LEne ne font pas l'objet d'attestations.		
Chapitre 7 Compensation des émissions de CO2 des carburants			
Art. 90 Mesures compensatoires admises 1 Les mesures suivantes sont admises pour remplir l'obligation de compenser les émissions de CO2: a. projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse par la personne soumise à l'obligation de compenser, pour autant qu'ils satisfassent par analogie aux exigences des art. 5 et 5a; b. remise d'attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse.	***Art. 90, al. 2***		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
2 Les mesures compensatoires visées à l'al. 1, let. a, sont prises en compte à hauteur des réductions d'émissions qui ont été prouvées. Des attestations ne sont délivrées au requérant pour des réductions d'émissions qui découlent de prestations pécuniaires à fonds perdu allouées par la Confédération, les cantons ou les communes, destinées à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, que si celui-ci prouve que la collectivité publique compétente ne fait pas valoir les réductions d'émissions autrement. Les réductions d'émissions qui découlent de l'octroi de fonds provenant du supplément visé à l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie ne font pas l'objet d'attestations.	2 Les mesures compensatoires visées à l'al. 1, let. a, sont prises en compte à hauteur des réductions d'émissions qui ont été prouvées. Des attestations ne sont délivrées au requérant pour des réductions d'émissions qui découlent de prestations pécuniaires à fonds perdu allouées par la Confédération, les cantons ou les communes, destinées à encourager les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la protection du climat, que si celui-ci prouve que la collectivité publique compétente ne fait pas valoir les réductions d'émissions autrement. Les réductions d'émissions qui découlent de l'octroi de fonds provenant du supplément visé à l'art 35, al. 1, LEne ne font pas l'objet d'attestations.		
Chapitre 8 Taxe sur le CO2 **Section 2 Remboursement de la taxe sur le CO2**			
Art. 96 Droit au remboursement 1 Peuvent demander le remboursement de la taxe sur le CO2 les entreprises et les personnes: a. qui sont exemptées de la taxe; ou b. qui n'utilisent pas les combustibles soumis à la taxe à des fins énergétiques (art. 31, al. 1, let. a, de la loi sur le CO2). 2 Sont exemptés de la taxe sur le CO2: a. les entreprises couvertes par le SEQE (art. 17 de la loi sur le CO2);	***Art. 96, al. 1, al. 2, let. c*** 1 Peuvent demander le remboursement de la taxe sur le CO2 les entreprises et les personnes qui: a. sont exemptées de la taxe sur le CO2; b. exploitent des installations CCF qui ne participent pas au système d'échange de quotas d'émission (SEQE) et n'ont pas pris d'engagement de réduction (art. 32a, al. 1, loi sur le CO2); c. n'utilisent pas à des fins énergétiques les combustibles soumis à la taxe sur le CO2 (art. 32c, loi sur le CO2). 2 Sont exonérées de la taxe sur le CO2:		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
b. les exploitants de centrales (art. 25 de la loi sur le CO2); c. les entreprises ayant pris un engagement de réduction (art. 31, al. 1, let. b, de la loi sur le CO2).	c. les entreprises qui ont pris un engagement de réduction (art. 31 et Art. 31a, LCO 2).		
	Art. 96a Remboursement pour les entreprises qui exploitent des installations CCF et qui ont pris un engagement de réduction 1 Sur demande, une entreprise ayant pris un engagement de réduction et qui exploite des installations CCF obtient le remboursement de 60 % de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité conformément à l'art. 32a de la loi sur le CO2: a. si une ou plusieurs installations CCF possèdent une puissance calorifique de combustion d'au moins 1 MW et au plus de 20 MW; b. si une ou plusieurs installations CCF ont produit 1,2 GWh supplémentaire par an par rapport à 2012 à partir de combustibles fossiles, et c. si l'électricité supplémentaire produite a été utilisée en dehors de l'entreprise. 2 Elle a droit au remboursement des 40 % restants de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité conformément à l'art. 32a de la loi sur le CO2 : a. si elle engage ce montant dans des mesures visées à l'art. 31a, al. 2, de la loi sur le CO2; b. si les mesures servent à accroître efficacement la performance énergétique; c. si elle ne met pas en œuvre les mesures dans une autre entreprise soumise à un engagement de réduction ou participant au SEQE; d. si elle ne fait pas valoir l'efficacité des mesures autrement;		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	e. si elle met en œuvre les mesures d'ici 2020; l'OFEV peut prolonger ce délai de deux ans sur demande; f. si elle fournit régulièrement un rapport à l'OFEV, conformément à l'art. 72; g. si elle annonce et justifie auprès de l'OFEV les éventuels écarts par rapport à l'obligation d'investissement visée à la let. a, et qu'elle indique les mesures de correction prévues.		
	Art. 98a Remboursement pour les entreprises qui exploitent des installations CCF 1 Sur demande, une entreprise qui ne participe pas au SEQE et n'est pas non plus soumise à un engagement de réduction et qui exploite des installations CCF conformément à l'art. 32a, al. 1, de la loi sur le CO2, obtient sur demande pour chaque installation CCF dont la puissance calorifique de combustion atteint au moins 1 MW et au plus 20 MW, le remboursement de 60 % de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité. 2 L'entreprise a droit au remboursement des 40 % restants de la taxe sur le CO2 prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité: a. si elle engage ce montant dans des mesures visées à l'art. 32b, al. 2, loi sur le CO2; b. si les mesures servent à accroître efficacement la performance énergétique; c. si elle ne met pas en œuvre les mesures dans une autre entreprise soumise à un engagement de réduction ou participant au SEQE; d. si elle ne fait pas valoir l'efficacité des mesures autrement; e. si elle met en œuvre les mesures durant trois années consécutives;		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	l'OFEV peut prolonger ce délai de deux ans sur demande.		
	Art. 98b Demande de remboursement pour les autres entreprises qui exploitent des installations CCF 1 La demande de remboursement doit être présentée jusqu'au 30 juin à l'OFEV à l'attention de l'autorité d'exécution. Elle doit correspondre à la forme prescrite par l'autorité d'exécution et comporter notamment: a. la quantité de combustibles soumis à la taxe utilisée pour la production d'électricité, calculée sur la base de la quantité d'électricité annuelle indiquée sur la garantie d'origine et du pouvoir calorifique de l'agent énergétique utilisé; b. les informations relatives à la puissance calorifique de combustion; c. les informations relatives à l'évolution annuelle des émissions de CO2 générées par la production d'électricité mesurée; d. es informations sur des mesures prévues; e. des informations sur la quantité et le type de combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité, sous la forme de relevés de l'entrée, de la sortie et de la consommation des combustibles et des relevés de stocks; f. les factures correspondant aux taxes sur le CO2 versées; g. la garantie d'origine visée à l'art. 9, al. 1 de la LEne; h. le montant de la taxe appliqué. 2 L'OFEV examine les conditions visées à l'al. 1, let. a à d, et transmet la demande à l'AFD pour décision. 3 En outre, la demande de remboursement doit comporter un rapport de suivi sur formulaire. Ce rapport doit tout particulièrement comporter des		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	informations relatives à l'évolution des émissions de CO2 générées par la production d'électricité, ainsi qu'une description des mesures prises et des investissements effectués.		
	Art. 98c Périodicité du remboursement pour les entreprises qui exploitent des installations CCF et qui ne participent pas au SEQE et ne sont pas soumises à un engagement de réduction 1 La demande de remboursement est déposée pour une période de douze mois et porte sur les combustibles utilisés l'année précédente, ou au cours de l'exercice clos l'année précédente. 2 Le remboursement est effectué par l'AFD et concerne les 100 % de la taxe sur le CO2 prélevée sur les carburants utilisés pour produire de l'électricité. 3 Le droit au remboursement s'éteint si la demande n'est pas présentée dans les délais.		
Chapitre 9 Utilisation du produit de la taxe sur le CO2 **Section 1 Aides financières globales pour l'assainissement énergétique des bâtiments**	***Titre précédant l'art. 104*** **Chapitre 9 Utilisation du produit de la taxe sur le CO2** **Section 1 Contributions globales pour la réduction à long terme des émissions de CO2 des bâtiments**		
Art. 104 Droit aux contributions 1 La Confédération accorde aux cantons, sur demande, des aides financières globales au sens de l'art. 34, al. 1, let. a, de la loi sur le CO2 pour encourager des mesures d'assainissement énergétique destinées notamment à améliorer l'isolation thermique de l'enveloppe des bâtiments existants. 2 Les aides financières globales visées à l'al. 1 sont accordées lorsque les me-	**Art. 104 Droit aux contributions globales** 1 La Confédération accorde aux cantons des contributions globales, conformément à l'art. 34 de la loi sur le CO2 afin d'encourager des mesures de réduction à long terme des émissions de CO2 des bâtiments: a. si les exigences visées aux art. 57 à 62 de l'ordonnance sur l'énergie du … (OEne) sont respectées;		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
sures: a. réduisent efficacement les émissions de CO2, et b. sont mises en œuvre de manière harmonisée au niveau intercantonal. 3 Les bâtiments chauffés aux énergies non fossiles bénéficient également des contributions. Les bâtiments non chauffés jusqu'ici n'ont pas droit aux contributions. **Art. 105 Demande** 1 Les demandes d'aides financières globales doivent être communiquées à l'OFEN au plus tard le 31 octobre de l'année précédente. 2 Dans sa demande, le canton se déclare disposé à réaliser un programme présentant des mesures visées à l'art. 104. 3 L'OFEN transmet la demande à l'OFEV. **Art. 106 Convention-programme** 1 L'OFEN conclut une convention-programme avec le canton en vue de l'octroi de l'aide financière globale. 2 La convention-programme porte notamment sur: a. l'objectif du programme; b. les principes du programme; c. les obligations de la Confédération et du canton; d. le contrôle; e. la communication. 3 La durée de la convention-programme est de cinq ans au plus. 4 L'OFEN et les cantons fixent les critères d'utilisation des aides financières de manière uniforme dans toutes les conventions-programmes. **Art. 107 Montant de l'aide financière globale** 1 Le montant de l'aide financière globale	b. si les mesures réduisent efficacement les émissions de CO2, et c. si les mesures sont mises en œuvre de manière harmonisée au niveau intercantonal. 2 Les mesures ne donnant pas droit aux contributions globales sont notamment les suivantes: a. mesures mises en œuvre dans des entreprises qui sont soumises à un engagement de réduction conformément à la loi sur le CO2 ou qui participent au SEQE; b. mesures mises en œuvre dans le cadre d'accords passés avec la Confédération au sens de l'art. 4, al. 3, de la loi sur le CO2 en vue d'atteindre l'objectif de réduction légal, lorsqu'elles ne permettent pas de réduire davantage les émissions; c. mesures faisant déjà l'objet d'une aide de la Confédération ou d'une organisation privée du domaine du climat, lorsqu'elles ne permettent pas de réduire davantage les émissions.		
	Art. 105 Procédure La procédure est régie par les art. 65, 66 et 69 OEne et elle prévoit les modalités suivantes: a. le canton doit, en outre, dans sa demande de contributions globales, se déclarer disposé à mener un programme de mesures conformément à l'art. 104; b. l'OFEN transmet la demande à l'OFEV pour information.		
	Art. 106 Utilisation des moyens Le canton doit utiliser au moins 80 % des moyens dont il dispose grâce aux contributions globales de la Confédération et aux crédits alloués par les cantons eux-		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
est fixé en fonction de l'efficacité du programme cantonal. 2 L'efficacité du programme résulte des mesures prévues et de la population du canton. **Art. 108 Versement de l'aide financière globale** L'aide financière globale est versée annuellement. **Art. 109 Frais d'exécution** 1 Pour assurer l'exécution de la convention-programme, le canton reçoit une indemnité forfaitaire perçue sur les moyens disponibles pour l'encouragement des mesures d'assainissement énergétique des bâtiments existants. L'indemnité forfaitaire correspond à 5 % au plus des contributions d'encouragement qu'il a allouées. 2 L'OFEN perçoit, sur les mêmes fonds, une indemnité d'un million de francs par an au plus pour assurer la communication relative au programme. **Art. 110 Rapport et contrôle** 1 Le canton remet chaque année à l'OFEN un rapport sur l'exécution de la convention-programme. Le rapport doit être communiqué avant le 31 mars de l'année suivante. Il doit comporter des informations concernant: a. les réductions d'émissions attendues et obtenues jusque-là grâce au programme; b. les investissements escomptés et consentis jusque-là grâce au programme, y compris d'éventuels effets d'aubaine; c. le montant total des moyens financiers engagés, le montant des moyens financiers engagés par mesure et le niveau moyen des contributions d'encouragement	mêmes, pour des mesures destinées à l'utilisation de l'énergie et des rejets de chaleur conformément à l'art. 50 LEne.		
	Art. 107 Versement Les contributions globales sont versées annuellement aux cantons.		
	Art. 108 Frais d'exécution 1 Pour assurer l'exécution des mesures visées, le canton reçoit une indemnité forfaitaire perçue sur les moyens disponibles pour réduire à long terme les émissions de CO2 des bâtiments, comme le prévoit l'art. 34, al. 1, de la loi sur le CO2, et versés aux cantons sous forme de contributions globales. L'indemnité forfaitaire correspond à 5 % des contributions d'encouragement qu'il a allouées et qui sont imputables au titre de participation de la Confédération. 2 L'OFEN perçoit, sur les mêmes fonds, une indemnité d'un million de francs par an au plus pour assurer la communication relative au programme.		
	Art. 109 Communication 1 L'OFEN est responsable de la communication au niveau suisse du programme de réduction des émissions de CO2 des bâtiments. Il fixe par ailleurs les principes garants d'une communication intercantonale uniforme. 2 Le canton fait connaître le programme d'encouragement sur son territoire et informe de façon adaptée qu'une partie des fonds d'encouragement provient du produit de la taxe sur le CO2.		
	Art. 110 Rapport 1 Le rapport est élaboré conformément à l'art. 61 OEne. 2 Outre les informations visées à l'art.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
versées; d. les moyens financiers non utilisés provenant de l'aide financière globale. 2 L'OFEN transmet le rapport à l'OFEV. 3 L'OFEN contrôle par sondages: a. l'exécution des diverses mesures; b. l'utilisation de l'aide financière globale. 4 Sur demande, le canton met à la disposition de l'OFEN les documents sur lesquels se fonde le rapport.	61, al. 3, OEne, le rapport doit fournir pour chaque projet ayant fait l'objet d'une aide, en les détaillant mesure par mesure, des renseignements adéquats sur les réductions d'émissions attendues et obtenues grâce au programme d'encouragement. 3 L'OFEN transmet le rapport pour information à l'OFEV.		
Art. 111 Restitution des moyens financiers non utilisés Les moyens financiers non utilisés doivent être restitués à la Confédération annuellement. L'OFEN peut donner son accord à un report des moyens financiers en faveur des mesures devant être prises l'année suivante, en lieu et place d'une restitution.	**Art. 111 Contrôle** Le contrôle visant à déterminer si les contributions globales sont utilisées correctement se fonde sur l'art. 62 OEne.		
Art. 111a Utilisation des moyens financiers restitués 1 La Confédération utilise les moyens financiers qui lui sont restitués pour les aides financières globales visées à l'art. 104. 2 Les moyens visés à l'al. 1 qui ne peuvent pas être utilisés pour des aides financières globales sont répartis entre la population et les milieux économiques en vertu de l'art. 36 de la loi sur le CO2.	**Art. 111a** *Abrogé*		
	Titre précédant l'art. 112 **Section 1a Soutien de projets d'utilisation directe de la géothermie pour la production de chaleur**		
Art. 112 Exécution imparfaite 1 L'OFEN peut suspendre tout ou partie du versement de l'aide financière globale pendant la durée de la conven-	**Art. 112 Droit aux contributions** 1 Des projets visant à utiliser directement la géothermie pour la production de chaleur (art. 34, al. 2, de la loi sur		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
tion-programme dans les cas suivants: a. le canton ne respecte pas son obligation de remettre le rapport visé à l'art. 110, al. 1; b. il entrave considérablement, par sa propre faute, l'exécution de sa prestation. 2 Si, au terme de la durée de la convention-programme, il s'avère que la prestation fournie par le canton est insuffisante, l'OFEN en exige l'exécution correcte. Il fixe un délai approprié au canton. 3 Si le canton ne remédie pas aux insuffisances, la restitution est régie par l'art. 28 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions. **Art. 113 Collaboration** La Confédération et les cantons travaillent en étroite collaboration à la mise en œuvre du programme.	le CO2) peuvent recevoir des contributions pour la prospection et la mise en valeur de réservoirs géothermiques, si les exigences visées à l'annexe 12 sont remplies. 2 Les contributions se montent au plus à 60 % des coûts d'investissement imputables du projet. Elles sont fixées à l'annexe 12.		
	Art. 113 Demande 1 Les demandes de contribution doivent être déposées auprès de l'OFEN. 2 Les demandes ne peuvent être déposées qu'une fois que les autorisations et les concessions nécessaires à la réalisation du projet sont entrées en force et que le financement du projet est garanti. 3 Pour examiner les demandes, l'OFEN recourt à un groupe d'experts indépendant composé d'au plus six spécialistes, dont la tâche consiste à évaluer les demandes en vertu des exigences énoncées à l'annexe 12 et à formuler une recommandation pour l'appréciation du projet. Pour remplir sa fonction, le groupe d'experts peut faire appel à d'autres spécialistes. 4 Si les conditions donnant droit à une contribution sont remplies, la Confédération conclut alors un contrat de droit administratif avec le requérant.	2 Les demandes ne peuvent être déposées qu'une fois que les autorisations et les concessions nécessaires à la réalisation du projet sont entrées en force ~~et que le financement du projet est garanti~~.	Généralement, une approbation de l'OFEN d'allouer des fonds de promotion est nécessaire pour obtenir des contributions financières. Le financement ne peut donc être garanti qu'une fois l'approbation donnée.
	Art. 113a Ordre de prise en compte 1 S'il n'y a pas ou pas suffisamment de moyens à disposition pour un projet, l'OFEN l'inscrit alors sur une liste d'attente sauf si le projet ne remplit vraisemblablement pas les conditions d'octroi. 2 L'OFEN notifie au requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente. 3 S'il dispose à nouveau de moyens,		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	l'OFEN prend en compte, dans le cadre de l'examen prévu à l'art. 113, les projets les plus avancés. Si plusieurs projets présentent le même stade d'avancement, la demande ayant été déposée le plus tôt sera alors traitée en premier.		
	Art. 113b Restitution 1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions (LSu) s'appliquent par analogie à la restitution des contributions. Celles-ci peuvent en outre faire l'objet d'une demande de restitution si l'exploitation de l'installation génère des gains démontrant a posteriori que les subventions n'étaient pas nécessaires. 2 Si le projet est utilisé à d'autres fins, les contributions versées ne sont restituées que si cette utilisation permet de générer des gains. 3 Avant une éventuelle modification d'utilisation ou cession, il convient d'indiquer à l'OFEN: a. le genre d'utilisation prévu; b. le propriétaire et le responsable; c. si et dans quelle mesure des gains sont réalisés.		
	Art. 119 à 125: pas pertinents (redistribution de la taxe sur le CO2 aux entreprises et à la population)		
Chapitre 11 Exécution			
Art. 130 Autorités d'exécution 1 L'OFEV exécute la présente ordonnance. Les al. 2 à 6 sont réservés. 2 L'OFEN exécute les dispositions concernant la réduction des émissions de CO2 des voitures de tourisme. Il bénéficie du soutien de l'OFROU. 3 L'AFD exécute les dispositions concernant la taxe sur le CO2.	***Art. 130, al. 2 et al. 4bis*** 2 L'OFEN exécute les dispositions concernant la réduction des émissions de CO2 des voitures de tourisme, des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers. Il bénéficie du soutien de l'OFROU.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
4 L'OFEV exécute, en accord avec l'OFEN, les dispositions concernant les attestations pour des réductions d'émissions réalisées en Suisse et l'encouragement des technologies visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre. 4bis L'OFEN exécute, en accord avec l'OFEV, les dispositions concernant les aides financières globales pour l'assainissement énergétique des bâtiments. 5 L'OFEV exécute, après consultation de l'OFEN, les dispositions concernant l'encouragement de la formation et de la formation continue. 6 L'OFEN et les organismes privés mandatés par l'OFEN et l'OFEV soutiennent l'OFEV dans l'application des dispositions concernant l'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre.	4bis L'OFEN exécute les dispositions concernant les contributions globales destinées à la réduction à long terme des émissions de CO2 des bâtiments et les contributions pour l'utilisation directe de la géothermie.		
	Art. 134 / 135: pas pertinents (taxe sur le CO2 pour les véhicules)		
Chapitre 12 Dispositions finales			
Section 2b Dispositions transitoires relatives à la modification du 22 juin 2016	***Titre précédant l'art. 146c*** **Section 2b Dispositions transitoires**		
	Art. 146d Les dispositions du chapitre 3 de la présente ordonnance entrent en vigueur dès l'année de référence 2020, pour autant qu'elles concernent des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers.		

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
Annexe 3 **Réductions d'émissions réalisées en Suisse ne pouvant pas faire l'objet d'attestations**	**Annexe 3** **Les dispositions du chapitre 3 de la présente ordonnance entrent en vigueur dès l'année de référence 2020, pour autant qu'elles concernent des voitures de livraison et des tracteurs à sellette légers.**		
	Annexes 4 à 11: pas pertinentes		
	Annexe 12 **Utilisation directe de la géothermie pour la production de chaleur**		
	2. Coûts d'investissement imputables	**2. …**	
	2.1 Sont imputables dans le cadre de la prospection, les coûts d'investissement suivants qui sont indispensables à une réalisation économique et adéquate: b. de la planification dans le cadre de contrats de prestations conclus avec des tiers pour l'acquisition de nouvelles géodonnées; c. de l'analyse et de l'interprétation pour autant que ces prestations soient fournies par des tiers.	2.1 … b. de la planification ~~dans le cadre de contrats de prestations conclus avec des tiers~~ pour l'acquisition de nouvelles géodonnées; c. de l'analyse et de l'interprétation ~~pour autant que ces prestations soient fournies par des tiers~~.	Concernant le Ch. 2.1, let. b et c ainsi que le Ch. 2.2, let. g: Il n'est pas pertinent d'accepter seulement l'imputabilité des prestations de tiers. Les propres prestations géologiques devraient être imputables (p.ex. lorsque l'entreprise requérante emploie un géologue).
	2.2 Sont imputables dans le cadre de la mise en valeur, les coûts d'investissement suivants qui sont indispensables à une réalisation économique et adéquate du projet: g. accompagnement géologique, analyse des données et interprétation, pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers.	2.2 … g. accompagnement géologique, analyse des données et interprétation~~,~~ ~~pour autant que ces prestations aient été fournies par des tiers~~.	
	3. Procédure en vue d'obtenir un soutien à la prospection	**3. …**	

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	3.3 Groupe d'experts 3.3.3. Si le groupe d'experts évalue positivement le projet, il émet notamment une recommandation à l'intention de l'OFEN concernant: a. l'accroissement présumé de la probabilité de trouver un réservoir géothermique,	3.3 … 3.3.3. … a. <u>un justificatif pour</u> l'accroissement ~~présumé~~ de la probabilité de trouver un réservoir géothermique,	Concernant le Ch. 3.3.3, let. a: Il n'est pas réaliste d'indiquer la probabilité sous forme d'un chiffre. Un accroissement de la probabilité ou l'appréciation des différents éléments peuvent être justifiés verbalement. En plus, un plan de mitigation des risques peut être exigé. Il n'est pas pertinent d'admettre que les installations soient transmises à titre gratuit à la Confédération ni que celle-ci ait un droit d'emption au cas où le projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation.
	3.4 Contrat Si la prospection fait l'objet d'un soutien, le contrat règle alors en particulier les points suivants, conformément à l'art. 113, al. 4: d. la transmission à titre gratuit de l'installation à la Confédération et l'aménagement d'un droit d'emption sur le terrain en faveur de la Confédération dans le cas où un projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation;	3.4 … d. *Biffer*	Concernant le Ch. 3.4, let. d et le Ch. 3.5, let. c: Le non-respect de délais peut être dû à des raisons valables. Il n'est pas approprié de permettre une dissolution de contrat dans ce genre de cas.
	3.5 Réalisation et achèvement du projet c. Si les délais fixés au ch. 3.4, let. a, ne sont pas respectés, l'OFEN peut dissoudre le contrat.	3.5 … c. Si les délais fixés au ch. 3.4, let. a, ne sont pas respectés, l'OFEN peut dissoudre le contrat<u>, pour autant qu'aucune justification du non-respect n'ait été fournie</u>.	
	4. Procédure en vue d'obtenir un soutien pour la mise en valeur	**4 …**	
	4.1 Une demande de soutien pour la mise en valeur ne peut être déposée que si le concessionnaire a préalablement mené une prospection, et si un rapport relatif à la probabilité de trouver un réservoir géothermique a été soumis.	4.1 *Biffer*	Concernant le Ch. 4.1: Il devrait être possible de déposer aussi des demandes pour une aide à l'exploration lorsque les résultats d'une prospection (p.ex. données sismiques) ont été acquis de tiers et qu'une exploration est entreprise sur cette base ou lorsqu'il existe des résultats d'une prospection qui a eu lieu dans le passé et que ces résultats sont soumis à une nouvelle appréciation et évaluation.
	4.4 Contrat Si le soutien est alloué, le contrat règle	4.4 …	

Droit en vigueur	Projet du 1.2.2017	Proposition	Remarque
	alors en particulier les points suivants, conformément à l'art. 113, al. 4: d. la transmission à titre gratuit de l'installation à la Confédération et l'aménagement d'un droit d'emption sur le terrain en faveur de la Confédération dans le cas où un projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation;	d. *Biffer*	Concernant le Ch. 4.4, let. d: Il n'est pas pertinent d'admettre que les installations soient transmises à titre gratuit à la Confédération ni que celle-ci ait un droit d'emption au cas où le projet n'est pas poursuivi et ne fait pas l'objet d'une autre utilisation.
	4.5 Réalisation et achèvement du projet 4.5.3 Si les délais prévus au ch. 4.4, let. a, ne sont pas respectés, l'OFEN peut alors dissoudre le contrat.	4.5 … 4.5.3 Si les délais prévus au ch. 4.4, let. a, ne sont pas respectés, l'OFEN peut alors dissoudre le contrat, pour autant qu'aucune justification du non-respect n'ait été fournie.	Concernant le Ch. 4.5.3: Le non-respect de délais peut être dû à des raisons valables. Il n'est pas approprié de permettre une dissolution de contrat dans ce genre de cas.
	5. Géodonnées c. swisstopo met les géodonnées primaires et les géodonnées primaires traitées à la disposition du public au plus tard douze mois après l'achèvement du puits d'exploration.	**5 …** c. swisstopo met les géodonnées primaires et les géodonnées primaires traitées à la disposition du public au plus tard ~~douze mois~~ trois ans après l'achèvement du puits d'exploration.	Concernant le Ch. 5, let. c: Les géodonnées issues d'une prospection ou d'une exploration devraient impérativement être protégées plus longtemps qu'une année. Un délai de 3 à 5 ans semble approprié.