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

Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Par voie électronique: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

28 mai 2024

Cornelia Abouri, cornelia.abouri@electricite.ch, +41 62 825 25 15

Mise en œuvre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables au niveau des ordonnances et autres révisions des ordonnances concernées

Mesdames, Messieurs,

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) vous remercie de lui donner la possibilité de prendre position sur la mise en œuvre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables au niveau des ordonnances ainsi que d'autres révisions des ordonnances concernées. L'AES saisit volontiers cette occasion.

L'AES soutient clairement la loi pour l'électricité, estimant qu'il s'agit d'une contribution essentielle à un approvisionnement en électricité sûr et durable de notre pays au cours des dix à quinze prochaines années. Elle s'engage fortement pour un OUI le 9 juin dans le cadre de la campagne. Elle considère le soutien extrêmement large du Parlement ainsi que des associations et organisations comme un engagement fort en faveur de l'importance d'une production indigène d'électricité suffisante et d'un approvisionnement énergétique sûr basé dur les énergies renouvelables. La loi sur l'électricité adoptée est un compromis pragmatique qui bénéficie d'un large soutien.

Les projets d'ordonnance relatifs à la loi pour l'électricité couvrent un champ très vaste. Il faut aussi constater que la réglementation est parfois beaucoup trop détaillée. Le projet ne tient ainsi pas suffisamment compte du sens et de l'esprit pragmatiques de la loi. Il ne faut donc pas perdre de vue l'ensemble. Les déficits qui empêchent une mise en œuvre efficace doivent être éliminés. L'AES attend des approches mieux adaptées à la pratique, nécessaires rien qu'en raison de la charge de travail que représente la mise en œuvre pour la branche et pour chaque entreprise d'approvisionnement en énergie.

L'AES propose de repousser légèrement l'entrée en vigueur de la loi, par exemple au 1er mars 2025, afin de disposer de suffisamment de temps pour procéder aux adaptations nécessaires et élaborer des solutions abouties, et d'éviter les retouches.

La prise de position de l'AES comporte plusieurs volets. Après une première partie consacrée à des remarques générales concernant le projet mis en consultation, l'AES commente ses principales requêtes dans

une seconde partie. Pour des questions de volume, l'ensemble des propositions de modification ainsi que les raisonnements concernant ces requêtes et d'autres thèmes se trouvent dans les synopsis ci-joints, qui font partie intégrante de la présente prise de position.

1 Remarques générales

1.1 La loi pour l'électricité est une étape importante et un compromis équilibré

Un approvisionnement en électricité sûr et abordable est à la base de notre qualité de vie élevée et de notre prospérité. La loi pour l'électricité crée des bases juridiques essentielles pour la future sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Elle promeut le développement du courant indigène renouvelable tout en respectant la protection du paysage et de l'environnement, elle renforce l'approvisionnement en hiver en développant de manière ciblée la production hivernale, et elle contribue à la réalisation des objectifs climatiques et à une utilisation rationnelle de l'électricité. Dans l'ensemble, la loi pour l'électricité est un compromis équilibré, raison pour laquelle elle est soutenue par une alliance exceptionnellement large issue des sphères de la politique, de la société et de l'économie, y compris l'AES.

En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, la loi pour l'électricité apporte des améliorations concrètes aux installations de toutes tailles, notamment concernant les possibilités d'autorisation des infrastructures et leurs chances de réalisation sur le plan économique.

Ces améliorations doivent maintenant être mises en œuvre de manière conséquente au niveau de l'ordonnance en vue d'atteindre les objectifs de développement. L'AES voit un besoin d'adaptation important dans les projets actuels. Il faut en particulier une plus grande sécurité d'investissement pour les auteurs de projets en réduisant la complexité et le manque de transparence. En outre, il s'agit de maintenir les coûts pour les entreprises électriques aussi bas que possible grâce à une conception rationnelle et pragmatique de la nouvelle réglementation. De tels coûts pèseront en fin de compte sur les consommateurs finaux et le développement des énergies renouvelables.

1.2 Pas de production d'électricité sans réseau

Les objectifs climatiques et la sécurité d'approvisionnement représentent un intérêt national. C'est pourquoi la loi pour l'électricité précise l'intérêt que présente le développement des énergies renouvelables pour le pays. En revanche, l'intérêt national pour la mise à disposition de l'infrastructure de réseau nécessaire fait défaut. Les objectifs visés ne déploieront leurs effets que si les réseaux nécessaires à l'injection, à l'évacuation et à la distribution de l'énergie peuvent être mis à disposition en même temps que le développement de la production. Outre la loi pour l'électricité et la loi pour l'accélération des procédures pour les énergies renouvelables, il est donc urgent d'apporter des améliorations aussi en vue de la transformation et de l'extension des réseaux électriques, concernant par exemple le statut d'intérêt national, la définition de l'implantation imposée par la destination dans le droit de l'aménagement du territoire ainsi que la rationalisation et la simplification de la procédure d'approbation des plans pour l'extension des réseaux.

Il faut également s'assurer que le capital disponible pour l'extension et la transformation du réseau est suffisant. L'Office fédéral de l'énergie estime que des investissements supplémentaires jusqu'à 80 milliards de

francs seront nécessaires d'ici 2050, rien que pour le réseau de distribution.[1] L'utilisation du capital est soumise à une concurrence internationale. Elle suit en principe des rendements plus élevés et des conditions à faible risque. Pour les investissements d'infrastructure dans la branche énergétique, ces critères ne sont pas remplis d'emblée étant donné que ces investissements portent sur de très longues périodes (jusqu'à 80 ans) et qu'il existe également des risques dans une situation de monopole (en raison de la réglementation ou de la modification de la mission d'approvisionnement, malgré la pression des investissements). Pour garantir l'accès aux capitaux nécessaires et la sécurité des investissements, une indemnisation adéquate et surtout fiable du capital est nécessaire. Ceci est garanti par le concept du WACC, en vigueur depuis 2013, qui a fait ses preuves. Pour l'AES, une modification du WACC ou de son modèle n'est donc pas acceptable. La Suisse ne peut pas se permettre que les capitaux nécessaires à la transformation du système énergétique et aux infrastructures critiques partent à l'étranger.

1.3 Besoin de mise en œuvre claire et pragmatique de la loi pour l'électricité au niveau de l'ordonnance

La loi pour l'électricité constitue un projet d'envergure comportant de nombreux nouveaux thèmes. L'effort de mise en œuvre est considérable notamment pour les entreprises d'approvisionnement en électricité. Les ordonnances entraînent par ailleurs de multiples nouvelles obligations de déclaration pour les entreprises, qui viendront considérablement alourdir leur charge administrative.

L'AES reconnaît que la loi pour l'électricité conduit à un large besoin régulatoire, d'une part au niveau de l'ordonnance et d'autre part au niveau subsidiaire par le biais de réglementations de la branche. L'AES salue que les ordonnances laissent de la place à des solutions subsidiaires. Elle est déjà en train de rédiger des réglementations de la branche sur les différents thèmes.[2] Ces travaux sont réalisés avec la participation des parties prenantes concernées.

Dans ce sens, il convient de laisser autant que possible une marge de manœuvre aux entreprises aussi pour les thèmes réglementés par le législateur et les ordonnances. En conséquence, la surréglementation prévue au niveau de l'ordonnance doit être réduite, par exemple en ce qui concerne la surinterprétation de la réglementation Sunshine (la loi ne crée aucune base légale pour une régulation incitative) ou l'introduction de plafonds tarifaires pour les tarifs de mesure.

L'AES estime que des adaptations importantes sont nécessaires à différents égards:

- Afin d'éviter des litiges juridiques, il importe que les dispositions des ordonnances soient suffisamment explicites. Plusieurs précisions doivent être apportées, par exemple dans le domaine des tarifs à l'approvisionnement de base.
- En ce qui concerne les nouvelles réglementations, des retours d'expérience sont nécessaires dans un premier temps. Ce n'est qu'ensuite que des objectifs plus élevés ou d'autres critères pourront être définis, le cas échéant. Par exemple, pour les nouvelles obligations d'efficacité, il convient de commencer par un objectif nettement plus bas et de rendre possible l'échange de garanties par le biais d'un registre central.
- Afin que les nouvelles réglementations puissent être mises en œuvre moyennant une charge de travail raisonnable, l'AES demande des solutions (intermédiaires) pragmatiques, par exemple en ce qui concerne le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau aux installations de stockage.

[1] Les effets de l'électrification et de l'essor des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution d'électricité suisses, OFEN, 2022, https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/74146.pdf

[2] En font notamment partie les thèmes des communautés électriques locales, de la flexibilité, du système de mesure, du renforcement du réseau ou du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau aux installations de stockage avec consommation finale.

L'AES part du principe que, comme pour les précédents projets de loi importants (Stratégie énergétique 2050, Stratégie Réseaux électriques), des explications sur les ordonnances finales seront à nouveau publiées. Cela revêt une importance capitale pour la sécurité juridique et la mise en œuvre concrète de la loi pour l'électricité. Par conséquent, les présents rapports explicatifs doivent impérativement être adaptés partout où les ordonnances feront l'objet de modifications par rapport à la version mise en consultation.

1.4 Des délais transitoires sont nécessaires pour toutes les réglementations ayant un impact sur les tarifs et les produits

Les projets d'ordonnance présentent de grandes lacunes en ce qui concerne les délais transitoires *(art. 31n OApEl et art. 80b OEne)*. Il est exclu de mettre en œuvre les réglementations ayant un impact sur les tarifs et les produits dans le domaine du réseau et du système de mesure dès le 1er janvier 2025, car non seulement les ordonnances finales ne seront connues que fin 2024, mais il faudra également respecter la cascade tarifaire y relative ainsi que les processus décisionnels y relatifs. En outre, il convient d'accorder un peu plus de temps pour le changement d'approvisionnement en vue de la nouvelle part minimale dans l'approvisionnement de base.

Les adaptations suivantes en matière de délais transitoires sont indispensables:

- **Approvisionnement de base:** en ce qui concerne la prescription de garantir 20% de production indigène renouvelable, la disposition transitoire est trop courte *(art. 4a OApEl)*. Certaines entreprises pourront et voudront garantir cette part minimale dès son entrée en vigueur. Pour toutes les autres, il doit être possible de n'atteindre cet objectif qu'en 2027. Les fournisseurs à l'approvisionnement de base qui disposent d'ores et déjà de contrats d'approvisionnement pluriannuels auront déjà contracté de grandes quantités d'énergie jusqu'à la fin de l'année; de plus, de nombreux producteurs ont également déjà vendu leur énergie des années à l'avance. Les contrats déjà conclus doivent conserver leur validité. La protection des droits acquis doit être garantie pour des raisons de sécurité juridique. Une fin de contrat prématurée ne fait que déclencher des demandes de dommages et intérêts qui auraient pu être évitées.

- Toutes les réglementations ayant un impact sur les tarifs et les produits sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026:
  - Les dispositions au sujet de la **facturation** *(art. 7a et 7b OApEl),* ou elles ne sont applicables que lorsque les coûts relatifs à la plateforme de données sont publiés pour la première fois.
  - Les dispositions au sujet des **tarifs de mesure** *(art. 8 OApEl)*.
  - Les dispositions au sujet de la **ventilation des coûts** modifiée *(art. 16 et 17 OApEl)*.
  - Les dispositions au sujet des principes régissant les **tarifs d'utilisation du réseau** à tous les niveaux de réseau ainsi qu'au sujet des tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension *(art. 18 et 18a OApEl)*.
  - Les dispositions au sujet du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les **installations de stockage** *(art. 18d et 18e OApEl)*.
  - Les dispositions au sujet de l'utilisation de la **flexibilité** *(art. 19c OApEl)*.
  - Les dispositions au sujet des **communautés électriques locales** *(art. 19e ss OApEl)*.
  - Les dispositions relatives à l'**obligation d'efficacité** imposée aux fournisseurs d'électricité *(chapitre 7a de l'OEne)*.
  - les dispositions relatives à l'obligation de **reprise et de rétribution** imposée aux gestionnaires de réseau de distribution *(art. 12 OEne)*.

Les délais transitoires mentionnés supposent que la loi pour l'électricité entre en vigueur le 1er janvier 2025. Si la date d'entrée en vigueur était ultérieure, les délais transitoires devraient être adaptés en conséquence.

2 Remarques spécifiques à certains thèmes

2.1 Établir l'obligation d'efficacité électrique de manière progressive et pragmatique

L'AES salue que l'approche réglementaire du Conseil fédéral concernant l'obligation d'efficacité électrique pour les fournisseurs d'électricité se concentre avant tout sur le QUOI et laisse la branche se charger du COMMENT, en coordination avec l'OFEN. Une certaine flexibilité peut ainsi être garantie, ce qui contribue à l'efficacité du système et à la réalisation des objectifs. Il est également positif que les dépassements d'objectifs d'une année entraînent une réduction équivalente de l'objectif pour l'année suivante et que les mesures mises en œuvre restent entièrement imputables, même en cas de communication tardive. Néanmoins, des ajustements sont nécessaires à différents égards.

Jusqu'à présent, il n'existe aucune preuve que les objectifs prévus par la loi puissent être atteints. Au sein de l'UE, les fournisseurs sont tenus de prendre des mesures d'efficacité *énergétique* et pas seulement d'efficacité électrique. Au démarrage d'un nouveau modèle, il faut prévoir suffisamment de temps. Celui-ci doit d'abord s'établir. Il ne convient donc pas de travailler dès le départ avec la valeur cible maximale de 2%[3] *(art. 51a OEne)*. Il est préférable de débuter avec un objectif inférieur, soit 0,5% maximum. Dès que les premières expériences ont pu être acquises au bout de deux à trois ans, on peut commencer à relever progressivement l'objectif. Les modifications doivent être annoncées suffisamment à l'avance. Si la consommation d'électricité augmente, les prescriptions doivent le cas échéant aussi être révisés à la baisse, tant que la réalisation de l'objectif de sécurité d'approvisionnement (2 TWh d'ici 2035, conformément à l'art. 9abis LApEl) est garantie.

Le potentiel de mesures standardisées prometteuses est fortement limité *(art. 51e OEne)* étant donné qu'il est largement exploité, d'une part, par les conventions d'objectifs d'entreprises industrielles et de services avec la Confédération ou les cantons, et que les mêmes potentiels sont également couverts, d'autre part, par les appels d'offres publics de la Confédération. Il y a une cannibalisation. Au vu de ces limitations d'ores et déjà fortes, il doit être garanti que les objectifs prescrits puissent être atteints avec les mesures autorisées. Les mesures qui débouchent sur des gains d'efficacité par des optimisations (conseils énergétiques, visant p. ex. à optimiser des processus de production, à adapter des structures organisationnelles, à former pour un comportement efficace) ne doivent pas être exclues elles aussi, pour autant que les économies d'électricité qu'elles permettent puissent être quantifiées de manière plausible et selon des critères de qualité scientifiques. En outre, les obstacles aux mesures non standardisées ne doivent pas être prohibitifs *(art. 51d OEne)*.

La dispense accordée aux petits fournisseurs d'électricité en ce qui concerne l'obligation d'efficacité ne doit pas entraîner de distorsions de la concurrence *(art. 51a OEne)*. En particulier, les fournisseurs d'électricité qui approvisionnent des clients du marché ne doivent pas être exemptés de l'objectif, tout comme les fournisseurs d'électricité de grands regroupements dans le cadre de la consommation propre ou de grandes communautés électriques locales. Il convient de se baser sur le système existant du marquage de l'électricité

[3] L'obligation d'efficacité décidée par le Parlement est une version largement simplifiée du modèle initialement introduit par le Conseil national. Celui-ci prévoyait à l'art. 46b, al. 3, LEne que le Conseil fédéral fixe la part de manière identique pour tous les fournisseurs d'électricité à 2% au maximum. Cf. dépliant du 16.3.2024 contenant les décisions, https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/N22%20F.pdf

pour fixer la valeur seuil. Le système de marquage s'applique aux fournisseurs à partir d'une quantité fournie de 500 MWh (art. 4, al. 4, OEne). En même temps, l'abaissement de la valeur seuil a l'avantage d'inclure davantage d'acteurs du marché dans le système, ce qui augmentera la liquidité du marché pour le négoce de garanties. La charge de travail n'est pas un argument logique pour le niveau de la valeur seuil.

Afin d'assurer un transfert efficace de garanties à des coûts de transaction proportionnels, il est indispensable d'établir un registre centralisé indépendant basé sur Internet *(art. 51f OEne)*. C'est la seule façon de rendre le système applicable dans la pratique et de permettre à un marché suffisamment liquide pour les mesures d'efficacité de se développer. Une décision annuelle pour chaque fournisseur n'est pas non plus praticable. Pour ces raisons, la déclaration de l'électricité fournie par le fournisseur devrait aussi être effectuée directement dans le registre. Ce registre doit être conçu sur la base du système des garanties d'origine (art. 9 LEne). Il doit faire état des prescriptions par fournisseur et permettre que les mesures puissent être déposées et que les garanties puissent être établies et transférées. La France a par exemple elle aussi mis sur pied un registre pour son système de certificats; les valeurs empiriques montrent que celui-ci contribue grandement au bon fonctionnement du système. Les annonces ont lieu via le registre.

2.2 Clarifier l'admissibilité de différents contrats d'achat au profit de l'approvisionnement de base

L'AES salue expressément l'abandon de la méthode du prix moyen. Les pourcentages minimaux définis pour l'approvisionnement de base sont en revanche ambitieux et ne devraient pas être revus à la hausse dans les années à venir pour des raisons de planification. La mise en œuvre des nouvelles réglementations au plus tôt à partir de l'année tarifaire 2026 garantit un délai suffisant pour la préparation et l'intégration dans les documents correspondants de la branche. En revanche, l'objectif de 20% ne pourra être mis en œuvre de manière contraignante qu'à partir de l'année tarifaire 2027 en raison des contrats en cours (voir également les explications au point 1.4).

La nouvelle réglementation introduit notamment une obligation d'achat à long terme d'énergie renouvelable indigène à hauteur d'au moins 20%. Du point de vue de l'AES, il est nécessaire de clarifier ce qu'il faut entendre par «long terme» *(art. 4a OApEl)*: le rapport explicatif suggère que ces contrats d'approvisionnement ne peuvent être que des *Power Purchase Agreements* (PPA). Cela ne va pas assez loin et doit être rejeté. Les PPA[4] ne sont qu'une des nombreuses options pour ce type d'achat. Il convient donc de préciser explicitement dans les explications que chaque contrat «indigène» souscrit à partir d'une certaine durée (cf. ci-bas) et intégrant à la fois l'énergie et la garantie d'origine est conforme à la loi et peut donc être pris en compte pour atteindre la part minimale.[5] Les solutions de pool doivent notamment être admises, car une fourniture d'électricité ne peut être attribuée, physiquement, qu'à un pool ou un groupe-bilan que la centrale électrique alimente. L'idée selon laquelle l'électricité fournie aux consommateurs finaux provient d'une centrale spécifique qui servirait le profil de consommation serait totalement éloignée de la réalité.

La durée minimale des contrats d'approvisionnement à long terme doit être abaissée d'au moins trois ans à au moins deux ans. L'AES s'était toujours opposée à une longue durée, en particulier tant que le marché n'est pas encore établi. Cela correspond également aux discussions dans la commission parlementaire.

[4] Un contrat PPA couvre l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des garanties d'origine provenant d'une centrale électrique appartenant à ce même groupe-bilan.

[5] Lorsqu'on parle d'électricité provenant d'énergies renouvelables produites par des installations situées sur le territoire suisse, on fait référence à des contrats qui couvrent l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des garanties d'origine provenant d'installations situées en Suisse.

Ainsi, l'avis de la commission et également de l'OFEN aurait été clairement que par acquisitions à moyen et long terme, on entendait plutôt deux à trois ans, pas plus, et que ces parts devaient être faibles au début.[6]

2.3 L'imputabilité et les parts minimales d'énergie renouvelable dans l'approvisionnement de base doivent être applicables dans la pratique

Conformément à l'art. 4 LApEl, l'énergie renouvelable reprise par le gestionnaire de réseau de distribution en vertu de l'obligation légale de reprise de l'énergie (art. 15 LEne) fait également partie de la production propre élargie qui doit être fournie à l'approvisionnement de base. Du point de vue de l'AES, le prix imputable de cette énergie correspond à la valeur la plus élevée entre le prix de marché de référence et le taux de rétribution minimal. Cela encourage l'harmonisation visée des rétributions de reprise de l'électricité à l'échelle de toute la Suisse. Les garanties d'origine correspondantes peuvent être imputées au prix effectivement payé, en sus de ce prix de reprise. Les installations existantes pour lesquelles une rétribution a été convenue avant l'entrée en vigueur de la loi doivent faire l'objet d'une réglementation transitoire dans le sens de la protection des droits acquis.

Pour les fournisseurs de base ayant une production propre importante, la part minimale de production propre élargie *(art. 4a OApEl)* doit être abaissée à 70% (au lieu de 80%, comme le propose le Conseil fédéral). Sans cette réduction, l'exigence pour les entreprises ayant une production propre importante serait beaucoup plus stricte que pour les autres fournisseurs à l'approvisionnement de base.

Tant pour les pourcentages minimaux prescrits d'énergies renouvelables ou de production propre *(art. 4a OApEl)* que pour le produit électrique standard prescrit composé d'énergie renouvelable indigène *(art. 4b OApEl)*, il convient de préciser qu'il s'agit de quantités annuelles.

En outre, il faut fixer un taux plus bas pour le produit électrique standard *(art. 4b OApEl)*. L'objectif prescrit de 75% est trop élevé et doit être abaissé à 65%. Ainsi, la part peut être inférieure à la part minimale du produit électrique standard pendant un trimestre où la production d'énergie renouvelable indigène est moindre en raison de la météo, et plus élevée en conséquence pendant un autre trimestre où l'offre en énergie renouvelable indigène est plus grande. Autrement, il faudrait impérativement des dérogations au produit électrique standard, aussi pour éviter une forte augmentation des coûts à l'approvisionnement de base. En particulier pendant les trimestres hivernaux, les 75% ne pourront probablement pas toujours être remplis, étant donné que, outre la clientèle bénéficiant d'un approvisionnement de base, des clients du marché demandent également des garanties d'origine provenant d'une énergie renouvelable indigène.

2.4 Les mandats légaux ne doivent pas être une perte sèche

L'AES se prononce depuis longtemps en faveur d'un changement de système qui permettrait de transférer l'obligation de reprise et de rétribution à un organe centralisé indépendant. [7] Contrairement à cette demande, cette obligation reste maintenant chez le gestionnaire de réseau de distribution. Pour atténuer cette obligation, le législateur a prévu à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, que les coûts de reprise de cette électricité soient imputables à l'approvisionnement de base. Cette imputabilité doit rester garantie. En outre, l'AES souligne que les

[6] Débat au Conseil national du 11.9.2023, FO 2023 N 1495, https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61534#votum44

[7] Prise de position de l'AES du 23.1.2019 au sujet de la révision de la LApEl, https://www.strom.ch/fr/document/prise-de-position-concernant-la-revision-de-la-loi-sur-lapprovisionnement-en-electricite

gestionnaires de réseau de distribution seront bientôt confrontés, dans le bilan mensuel en été, à une production supérieure à la consommation en raison du développement rapide du photovoltaïque. L'électricité qui ne peut pas être utilisée va fortement charger les gestionnaires de réseau de distribution. Afin de préserver de toute perte les acteurs du marché soumis à l'obligation de reprise et afin de ne pas faire supporter des coûts excessifs aux consommateurs finaux dans une zone de desserte, il faudrait au moins que les quantités excédentaires qui ne pourraient pas être écoulés à l'approvisionnement de base soient commercialisées par un organe centralisé et que les coûts soient solidarisés par le biais des groupes-bilan.

L'accomplissement de la tâche légale de l'approvisionnement de base doit couvrir les coûts du fournisseur et permettre également un bénéfice approprié. L'AES salue donc la volonté du Conseil fédéral de poursuivre la pratique actuelle de l'ElCom *(explications au sujet de l'art. 4 OApEl)*. Or, la transposition concrète de la règle dite des 60 francs[8] dans le texte de l'ordonnance est manifestement erronée et doit donc être rejetée et corrigée, étant donné que le manque de clarté des termes choisis risque d'entraîner une nouvelle détérioration de la situation. En outre, l'AES demande que la baisse des coûts jugés appropriés pour l'administration et la vente (y c. d'autres coûts) ainsi que le bénéfice par destinataire de facture dans l'approvisionnement de base et par année, baisse ordonnée par l'ElCom à la mi-2022, mais non justifiée, soit annulée et que l'ordonnance soit fondée sur la pratique appliquée jusqu'alors (règle des 75 francs). Cela se justifie également par le fait que la loi pour l'électricité entraîne une augmentation des coûts administratifs et commerciaux pour le fournisseur à l'approvisionnement de base.

2.5 Préciser l'étendue de regroupements dans le cadre de la consommation propre

Si elle n'est pas précisée dans les dispositions d'exécution, la nouvelle possibilité de créer des regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) de manière virtuelle conduit à une forte extension géographique de ces regroupements, ce qui entraîne des charges plus élevées pour les gestionnaires de réseau et une redistribution des coûts encore plus vaste qui se fait aux dépens d'un nombre toujours plus petit de consommateurs finaux. Ce n'était pas la volonté du législateur.

La combinaison de trois modèles différents – RCP, RCP avec utilisation de la ligne de raccordement et communauté électrique locale (CEL) – complexifie grandement la donne et conduit à des chevauchements, et ce de manière inutile. Avec le RCP actuel et la nouvelle CEL, les producteurs disposent de suffisamment de variantes qui couvrent les configurations possibles pour la vente locale de leur production. Les CEL, qui n'ont été ajoutées que lors des délibérations au Parlement, rendent les RCP virtuels superflu. Étant donné que l'utilisation de lignes de raccordement pour un RCP est une disposition potestative dans la loi, il convient d'y renoncer au profit de règles claires *(art. 14 OEne)*.

Si le Conseil fédéral devait maintenir la possibilité de créer des RCP virtuels, il est nécessaire de s'assurer, par des définitions appropriées, qu'un RCP virtuel utilise effectivement exclusivement des lignes locales de raccordement au réseau. La définition de la ligne de raccordement dépend de la topologie locale du réseau et peut donc varier d'un cas à l'autre. Il convient d'exclure explicitement une expansion au-delà de la distribution basse tension ou des jeux de barres basse tension d'une station de transformation (niveau de réseau 6). Un regroupement virtuel doit pouvoir être constitué exclusivement au niveau de réseau 7 avec des lignes de raccordement qui sont affectées hors d'une station de transformation. Il convient également de souligner que, selon l'avis concordant de l'AES et de l'OFEN, la formation d'un RCP virtuel n'est pas possible

[8] Valeur seuil pour l'évaluation par l'ElCom du caractère approprié des coûts et des bénéfices dans la distribution d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base. Cf. directive 3/2022 de l'ElCom «Règle des 60 francs», 13.06.2022, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/Weisungen/3-2022.pdf.download.pdf/3-2022%20-%20R%C3%A8gle%20des%2060%20francs.pdf

dans un réseau à manchons, car dans le cas contraire, le réseau de distribution serait également utilisé au-delà de la ligne de raccordement.

2.6 Maintenir les réductions et les clés de répartition des coûts proposés pour les communautés électriques locales

Concernant la mise en œuvre des communautés électriques locales (CEL), l'AES salue expressément la hauteur des réductions *(art. 19h OApEl)*. L'AES salue également le fait qu'aucune réduction des tarifs de mesure et des coûts de la plateforme de données ne soit introduite. En complément, les réductions doivent être limitées à la composante de travail.

Dans ses explications, le Conseil fédéral constate à juste titre que la consommation locale d'électricité n'a qu'un faible impact sur les coûts de réseau effectivement occasionnés. Une augmentation des réductions serait injustifiée et pèserait en premier lieu sur l'effet de redistribution des coûts de réseau au détriment des clients finaux qui ne peuvent ou ne veulent pas participer à une CEL ou à un RCP. Il en va de même pour la possibilité, non utilisée à juste titre par le Conseil fédéral, de prévoir une répartition des coûts administratifs et de vente entre le gestionnaire de réseau et la communauté. Les CEL sont également très coûteuses en termes de service à la clientèle et une réduction de la prise en charge des coûts administratifs et de vente ne serait ni conforme au principe de causalité ni objectivement justifié.

2.7 Clarifier les processus de la plateforme de données et les baser sur les établis modèles de la branche

La branche est fermement décidée à exploiter la plateforme de données. Elle va prochainement créer un consortium auquel tous les gestionnaires de réseau de distribution pourront participer. Celui-ci constitue la base de création de la nouvelle société, qui aura lieu après l'entrée en vigueur de la loi pour l'électricité.

L'AES salue le fait que la plateforme ne sauvegarde que les données de référence des consommateurs finaux, des producteurs et des exploitants d'installations de stockage, mais que les données de mesure (non agrégées) restent sauvegardées chez le gestionnaire de réseau de distribution *(art. 8h OApEl)*. Selon la séance d'information du 5 mars 2024, les agrégats de données doivent pouvoir être sauvegardés de manière centralisée sur la plateforme. Le processus nécessaire à la sauvegarde centralisée des données de référence et des agrégats de données de mesure doit être clarifié, idéalement de manière subsidiaire par la branche dans une directive. La sauvegarde des données de référence doit alors s'axer sur les cas d'application et également se baser sur une solution subsidiaire, ce pour des raisons d'efficacité. De nombreuses données de référence listées à l'annexe 1a OApEl ne sont pas saisies par les gestionnaires de réseau de distribution, ou pas selon une prescription homogène. L'annexe 1a proposée doit donc être biffée. Il convient de se baser sur le modèle de données de la branche existant et bien établi.

Le financement de la plateforme requiert non seulement des fonds étrangers, mais aussi des fonds propres *(art. 8i OApEl)*. Ceux-ci doivent impérativement être rémunérés de manière appropriée. Dans le cas contraire, il existe un risque important que les investissements nécessaires ne puissent pas être acquis.

2.8 Les plafonds applicables aux tarifs de mesure sont inappropriés

L'AES rejette les plafonds tarifaires prévus pour les systèmes de mesure intelligents *(art. 8 OApEl)*. Ceux-ci ne sont pas appropriés et pas compréhensibles étant donné que la base de données utilisée n'est pas transparente. Le niveau des plafonds proposé par le Conseil fédéral ne reflète pas les coûts de mesure et néglige de plus le déploiement des compteurs intelligents qui est en cours, avec pour conséquence d'entraver ce dernier. Il manque des données empiriques, pourtant nécessaires pour permettre une appréciation fondée des tarifs de mesure.

Si le Conseil fédéral devait maintenir l'introduction de plafonds tarifaires, ceux-ci devraient être fixés à un niveau plus élevé et refléter les coûts. De plus, la base de calcul devrait être publiée de manière compréhensible.

2.9 Une plus grande marge de manœuvre dans la tarification du réseau doit enfin être créée

L'AES demande depuis des années que la tarification du réseau soit adaptée au contexte actuel.[9] Les prescriptions au sujet de la tarification du réseau datant des débuts de la législation sur l'approvisionnement en électricité entravent l'évolution vers une décentralisation accrue qui découle de la volonté politique. La tarification doit être adaptée à la réalité actuelle afin de garantir une prise en charge des coûts du réseau conforme au principe de causalité. Plus de poids doit être accordé au besoin de puissance. L'AES s'est donc toujours prononcée en faveur d'une plus grande liberté de tarification afin de pouvoir répondre aux changements auxquels est sujet le système énergétique.

L'AES accueille la proposition d'introduire un modèle à choix avec trois options possibles comme une volonté du Conseil fédéral de desserrer enfin un peu le carcan rigide de la tarification *(art. 18a OApEl)*. Or, les trois modèles créent à nouveau un cadre restrictif qui, le cas échéant, ne répond pas aux différents besoins régionaux et locaux. L'AES salue donc le principe de laisser davantage de possibilités en matière de tarification du réseau. Il estime nécessaire d'accorder aux gestionnaires de réseau une marge de manœuvre supplémentaire en complément aux trois modèles de choix, en leur permettant de définir d'autres modèles au moyen de directives de la branche, tout en respectant les principes de l'art. 14 LApEl. Il est ainsi possible de tenir compte au mieux des différentes situations de tous les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse. En outre, des tarifs différenciés doivent être autorisés au sein du même réseau. C'est notamment le cas des tarifs dynamiques, qui ne peuvent être mis en œuvre de manière utile pour le réseau que si leur différenciation géographique est autorisée à l'intérieur d'une zone de desserte.

2.10 Solutions pragmatiques concernant le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, abandon des modifications relatives aux centrales de pompage-turbinage

L'AES soutient les solutions pragmatiques pour la recharge bidirectionnelle *(art. 18d OApEl)*. En ce qui concerne le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau aux installations de stockage (mobiles) avec consommation finale, une solution appropriée a pu être développée, conjointement par un groupe de travail sous la houlette de l'Office fédéral de l'énergie, pour une période de transition. Celle-ci

[9] Cf. prises de position de l'AES du 23.1.2019 au sujet de la révision de la LApEl, https://www.strom.ch/fr/document/prise-de-position-concernant-la-revision-de-la-loi-sur-lapprovisionnement-en-electricite, et du 6.7.2020 au sujet de la révision de la Loi sur l'énergie, https://www.strom.ch/fr/document/prise-de-position-concernant-la-revision-de-la-loi-sur-lenergie-0

prévoit de maintenir les principes de base du système de mesure: ainsi, le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau s'appliquant aux installations de stockage avec consommation finale se base sur un tarif de remboursement qui peut être publié en août par le gestionnaire de réseau de distribution. Un tel tarif de remboursement publié permet de créer une prévisibilité et une sécurité juridique pour toutes les parties concernées.

Jusqu'à présent, les besoins propres des centrales électriques et l'achat d'électricité par les installations de pompage-turbinage étaient exemptés de la rémunération pour l'utilisation du réseau (y compris le supplément réseau, service-système, réserve d'électricité, redevances et prestations fournies à des collectivités publiques). La modification rédactionnelle à laquelle le Parlement a procédé en conséquence de la nouvelle réglementation générale sur l'exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage ne doit pas conduire à ce que les installations de pompage-turbinage doivent payer, à l'avenir, des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques (*art. 18c OApEl*). Selon le rapport explicatif, il appartiendrait aux cantons/communes d'implantation de décider si les installations de stockage (y compris les installations de pompage-turbinage) doivent être exemptées ou non des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques. La renonciation à une exonération générale ou des coups de hasard en raison de réglementations cantonales ou communales existantes conduiraient à une détérioration économique majeure par rapport au statu quo, en particulier pour les centrales de pompage-turbinage. Il pourrait en résulter une utilisation non optimale des installations de stockage et donc un affaiblissement sensible de la sécurité d'approvisionnement. Ceci est en contradiction avec la volonté du législateur et doit être rejeté. L'exonération de redevances et de prestations fournies à des collectivités publiques devrait donc être réglée au niveau fédéral de manière uniforme. L'AES est d'avis que la Confédération n'empiéterait pas sur les compétences des cantons en précisant quelle consommation finale est pertinente pour les redevances.

2.11 Simplifier les processus en cas d'indemnité forfaitaire des coûts de renforcement de réseau

En introduisant la possibilité d'indemniser les renforcements de réseau au moyen de forfaits, le Parlement s'est clairement prononcé en faveur d'un déroulement non bureaucratique de cet instrument de prise en charge des coûts. Dans ce sens, les dispositions d'exécution au niveau de l'ordonnance doivent également rester non bureaucratiques *(art. 13f OApEl)*.

Il convient notamment de simplifier les obligations en matière de communication de données. L'exécution du remboursement nécessite des données qui sont déjà en partie mises à la disposition de l'organe d'exécution Pronovo en lien avec les garanties d'origine ou lui sont déjà connues. L'organe d'exécution est de toute façon responsable de la certification des installations de production et pourrait donc aussi certifier l'indemnité forfaitaire des renforcements de réseau et de l'éventuel renforcement des lignes de raccordement. Ainsi, l'organe d'exécution pourrait soutenir le processus et il serait possible d'éviter des doublons.

Comme il s'agit de forfaits, un contrôle spécifique et un examen au cas par cas des indemnités ne sont ni nécessaires ni pertinentes. Pour des raisons d'efficacité, il faut notamment renoncer à imposer à Swissgrid des obligations de contrôle correspondantes et à prévoir des livraisons de données volumineuses par les gestionnaires de réseau de distribution à Swissgrid.

En ce qui concerne les indemnités forfaitaires, l'ordonnance prévoit des montants fixes pour la puissance de production nouvellement installée *(art. 13e OApEl)*. L'AES est d'avis que le montant des forfaits proposé est trop bas. Il semble notamment qu'il n'ait pas été tenu compte du fait que le raccordement d'installations au niveau de réseau 7 peut nécessiter non seulement des renforcements du réseau au même niveau, mais

aussi à des niveaux de réseau en amont, qui doivent également être couverts. Il convient de prévoir un échange entre l'OFEN, l'ElCom et la branche sur les bases bien établies, afin que le mécanisme d'indemnisation soit solide.

2.12 Mieux cibler la gestion de l'injection, permettre une durée de contrat plus longue pour les flexibilités au service du réseau

La transformation de l'approvisionnement en électricité vers des structures plus décentralisées et une injection davantage fluctuante accroît fortement l'importance de l'utilisation de la flexibilité. L'utilisation de la flexibilité au service du réseau revêt une importance capitale afin que le gestionnaire de réseau puisse pourvoir à un réseau qui ne réponde pas seulement aux besoins, mais qui soit aussi efficace et présente donc des coûts raisonnables. Il est largement reconnu, aussi par le Conseil fédéral, que la réduction des pics d'injection est une solution particulièrement efficace.[10]

L'AES salue donc expressément l'introduction, dans la loi pour l'électricité, de la possibilité garantie et sans indemnité d'ajuster les pics d'injection. Elle estime toutefois que la mise en œuvre au niveau de l'ordonnance doit être clarifiée *(art. 19d OApEl)*. La priorité doit être accordée à l'ajustement de l'injection décentralisée, car c'est elle qui a le plus d'impact sur la transformation et l'extension des réseaux de distribution. Cela correspond également à la volonté du législateur et évite que d'autres installations de production, telles que les centrales hydroélectriques pilotables ou les éoliennes, soient touchées par les dispositions. La fixation d'un critère de taille de 1 MW maximum permet d'éviter que les grandes installations photovoltaïques au sol ou les installations en vertu de l'offensive solaire, qui contribuent de manière significative à la production d'électricité en hiver, ne soient concernées. Cela reflète également l'intention du législateur.

Contrairement à la proposition du Conseil fédéral, un ajustement basé sur la puissance doit être prévu pour ces installations. Un ajustement basé sur la production annuelle (3% de l'énergie produite annuellement, selon la proposition du Conseil fédéral) n'est pas applicable dans la pratique. En outre, ce n'est pas l'énergie produite ou injectée qui est déterminante pour le dimensionnement et l'extension des réseaux, mais la puissance au point de raccordement au réseau. En conséquence, il convient de définir dans l'ordonnance que la puissance d'injection des installations susmentionnées peut être réduite à 70% au maximum. Des analyses ont révélé qu'un tel ajustement avait pour conséquence qu'environ 3% de la production annuelle ne pouvait pas être injectée dans le réseau[11], de sorte que le même objectif peut être atteint par une approche plus simple. L'ajustement ne se référant pas à la puissance de production de l'installation, la consommation propre locale peut quand même être optimisée. En même temps, il en résulte des avantages importants: en évitant les pics d'injection, il sera moins nécessaire d'étendre le réseau, ce qui permettra de réduire les coûts d'extension à la charge de la collectivité. De plus, la même infrastructure de réseau permet de raccorder davantage d'installations photovoltaïques au réseau, ce qui peut contribuer de manière significative à l'approvisionnement, notamment en hiver. En outre, le nombre de longues procédures d'approbation des plans pour la transformation et l'extension du réseau peut être réduit. Le traitement des installations existantes doit être clarifié par le Conseil fédéral en ce qui concerne l'applicabilité de la gestion de l'injection.

Afin que l'utilisation de la flexibilité au service du réseau puisse réellement contribuer à éviter les extensions de réseau, le gestionnaire de réseau doit pouvoir contracter ces flexibilités à plus long terme. C'est pourquoi des délais de résiliation plus longs que la fin d'un trimestre et des durées contractuelles plus longues doivent

[10] Message du Conseil fédéral concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables du 18.6.2021, FF 2021 1666, https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/fr
[11] https://www.bkw.ch/fr/energie/reseau-electrique/les-positions-de-bkw/eviter-les-couts-du-reseau

être autorisés pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau *(art. 19c OApEl)*. Il n'en résulte aucun désavantage pour les clients étant donné qu'ils ne sont pas contraints de conclure un tel contrat avec le gestionnaire de réseau s'ils ne souhaitent pas s'engager à long terme.

2.13 Régler la ventilation des coûts conformément au principe de causalité

Pour imputer les coûts du réseau de distribution, il est prévu d'introduire le principe dit du montant net *(art. 16 OApEl)*. L'AES estime qu'il n'est pas conforme au principe de causalité de prendre en compte, dans ce principe, également les reflux causés par des installations de production depuis un réseau en aval vers le réseau en amont (principe du montant net, *art. 16, al. 1bis, OApEl*).

Les centrales électriques provoquent des reflux depuis le réseau dans lequel ils injectent l'énergie vers le réseau en amont. Conformément au principe de soutirage, ces centrales ne paient toutefois pas de rémunération pour l'utilisation du réseau. La part des coûts résultant du refoulement d'énergie doit être supportée par les consommateurs finaux du réseau concerné. Avec le principe du montant net, plus de coûts sont répercutés sur le réseau (et ses clients finaux) dans lequel la centrale injecte son énergie s'il y a refoulement que sans ce principe. Le tarif d'utilisation du réseau augmente donc dans ce réseau, bien que les coûts aient été générés par les producteurs. Cela désavantagerait davantage les réseaux de distribution dans lesquels l'injection décentralisée est importante et irait à l'encontre du sens et de l'objectif de la loi pour l'électricité. Les détails concernant l'imputation de ces coûts seront réglés dans un document de la branche.

2.14 Équilibrer les interventions et compensations en ce qui concerne la réserve hydroélectrique contraignante

Dans le cadre de la loi pour l'électricité, le Parlement a décidé de rendre désormais la participation à la réserve hydroélectrique obligatoire et de prévoir une indemnité forfaitaire à cet effet. L'AES considère que les appels d'offres restent le moyen le plus efficace d'un point de vue macro-économique pour constituer la réserve. Les exploitants de centrales à accumulation resteraient prêts à contribuer à cet important instrument dans le cadre d'appels d'offres. L'AES considère que les affirmations figurant dans le rapport explicatif concernant les coûts de la réserve sont trompeuses et tendancieuses. Il convient de les corriger. Les coûts élevés de la réserve hydroélectrique pour l'hiver 2022/2023 étaient dus à la situation exceptionnelle du marché pendant la crise énergétique de 2022 et au moment tardif de l'appel d'offres. L'ElCom le confirme aussi: «Des analyses réalisées parallèlement au processus d'appel d'offres montrent que les coûts totaux de la conservation de la réserve, s'élevant à 296 millions d'euros, s'expliquent par les prix attendus sur le marché de l'électricité.»[12] Pour l'hiver 2023/2024, les prix du marché étaient nettement plus bas, ce qui était de ce fait aussi le cas des coûts pour la collectivité.[13] Cela montre qu'un appel d'offres fonctionne et qu'il permet d'obtenir des offres avantageuses, à condition d'être lancé tôt et en une série d'appels.

L'obligation de participer à la réserve hydroélectrique constitue une atteinte considérable à la garantie de la propriété et à la liberté économique des exploitants. Il s'agit également d'une atteinte aux revenus attendus des installations, qui sont utilisés pour amortir les coûts d'investissement parfois très élevés de tels projets. Les coûts et le manque à gagner résultant de l'intervention que constitue l'obligation concernant la conser-

[12] Communiqué de presse de l'ElCom du 25.10.2022, https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-90876.html
[13] Communiqués de Swissgrid du 20.3.2024, https://www.swissgrid.ch/fr/home/newsroom/newsfeed/20240320-01.html, et de l'ElCom du 14.9.2023, https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/medienmitteilungen.msg-id-97726.html

vation doivent donc être intégralement compensés, conformément à la Constitution fédérale. Les dispositions de l'ordonnance doivent prendre en compte ce fait et être révisées en conséquence *(art. 5a OIRH)*. L'indemnité forfaitaire y proposée est nettement trop basse et ne tient pas suffisamment compte de la valeur de la flexibilité. Ainsi, seul le profil *day ahead* des installations est considéré, alors que d'autres marchés à long et court terme où la flexibilité peut déployer sa valeur sont exclus.

Il faut également tenir compte de l'interdépendance entre l'indemnité forfaitaire et l l'indemnisation du recours à la réserve.[14] L'indemnisation du recours à la réserve hydroélectrique devrait correspondre au prix du marché au moment du recours et ne pas être fixée administrativement à un niveau inférieur. Cela correspond à la valeur de l'eau et est plus proche du prix que les groupes-bilan (dont l'énergie est aussi en partie immobilisée dans la réserve hydroélectrique) doivent payer pour un recours à la réserve. Sans modification de l'indemnisation du recours, la différence correspondante doit être indemnisée dans l'indemnité forfaitaire modérée. L'ordonnance devrait être complétée par une prescription correspondante pour l'indemnisation du recours.

En fin de compte, la réserve hydroélectrique constitue aussi une intervention substantielle dans le marché: on soustrait de l'énergie au marché, énergie à laquelle on ne peut recourir qu'en cas de défaillance du marché. Le dimensionnement de la réserve hydroélectrique, ou le fait d'un relèvement ultérieur de la quantité à conserver ou d'une conservation de puissance, influencent donc également la probabilité d'une défaillance du marché et l'accélèrent dans le pire des cas. Dans ce contexte, certaines limites devraient être imposées à la compétence de décision de l'ElCom, ou il faudrait au moins lui prescrire des exigences qualitatives *(art. 3 OIRH)*. Par exemple, la quantité d'énergie à conserver devrait être fixée au maximum au niveau que la situation d'approvisionnement exige impérativement et de manière démontrable, p.ex. par une analyse de l'adéquation du système transparente. Il faut également renoncer à un relèvement ultérieur de la quantité à conserver et à une conservation de puissance. Cette dernière restreint massivement les possibilités d'approvisionnement en électricité. Une puissance suffisante pour les situations d'urgence peut être garantie par le maintien de la possibilité actuelle de répartition entre différents lacs.

Dans le rapport explicatif, le Conseil fédéral annonce que le «modèle relatif à l'obligation doit être appliqué pour la première fois pour l'hiver 2024/2025». Un tel effet anticipé d'une application du modèle contraignant est douteux d'un point de vue juridique et l'AES s'y oppose clairement. Le modèle contraignant pourra être appliqué au plus tôt pour l'hiver 2025/2026. Sinon, l'obligation de conserver de l'énergie et le modèle d'indemnisation opéreraient dès octobre 2024, soit avant même que l'ordonnance et aussi la loi n'entrent en vigueur.

2.15 Orienter systématiquement la mise en œuvre de l'ordonnance vers les objectifs de développement

Les producteurs participant à la commercialisation directe reçoivent une indemnité de gestion pour couvrir les coûts de commercialisation et de l'énergie d'ajustement. Ce n'est qu'en 2023 que la méthodologie a été adaptée et que l'indemnité a été alignée sur les prix du marché (prix de l'énergie d'ajustement). Avec la présente révision de l'ordonnance, le Conseil fédéral entend procéder à une nouvelle modification et, pour ce faire, réduire de moitié le montant de base de la partie variable des coûts d'énergie d'ajustement *(art. 26 OEneR)*. Les motifs de cette adaptation restent peu clairs. En particulier, l'utilisation de l'intelligence artifi-

[14] Prise de position de l'AES du 17.6.2022 au sujet de l'Ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique, https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-verordnung-ueber-die-errichtung-einer-wasserkraftreserve

cielle pour les modèles météorologiques, mentionnée dans les explications, n'apporte pas encore les améliorations espérées, de sorte que les écarts de prévision continuent de générer des coûts d'énergie d'ajustement élevés. De plus, les valeurs empiriques font défaut en raison de la modification de l'ordonnance intervenue il y a seulement un an. L'AES considère que les règles actuelles sont appropriées et s'oppose à une nouvelle adaptation. Cette dernière entrave la poursuite du développement du marché des énergies renouvelables et interfère avec les contrats de commercialisation existants.

L'AES s'est déjà prononcée à plusieurs reprises contre le plafonnement de l'encouragement pour les installations de biomasse *(art. 71 OEneR)*.[15] Celui-ci défavorise les installations de biomasse par rapport aux autres installations utilisant des énergies renouvelables et freine notamment le déploiement de grandes installations, qui peuvent présenter des économies d'échelle. Les installations de biomasse seraient toutefois un élément important du couplage des secteurs, contribuant à la flexibilité et à la production hivernale. De plus, il est avéré que les investissements dans les installations de biomasse suscitent un grand intérêt.[16] La contribution maximale de 12 millions de francs empêche d'ores et déjà un développement ce type de centrale. Abaisser ce montant et étendre la réglementation aux installations de biogaz ne font qu'aggraver cette problématique. La limitation financière souhaitée par le législateur doit ici aussi fonctionner par le biais du montant total de l'encouragement mis à disposition.

L'AES salue le fait qu'en complément à la modification de la loi sur l'énergie décidée le 1er octobre 2021 concernant les mesures d'encouragement, les contributions pour les études de projet proposées par le Conseil fédéral pour les installations hydroélectriques, éoliennes et géothermiques soient désormais aussi introduites. Celles-ci soutiennent l'initialisation de projets dont la faisabilité n'est pas établie d'emblée et pour lesquels les coûts sont déjà importants au stade de l'étude. Ces contributions peuvent ainsi réduire le risque que de moins en moins de projets de production d'électricité en hiver soient initiés en raison des incertitudes élevées concernant l'aboutissement du projet. La mise en œuvre des contributions prévue au niveau de l'ordonnance est globalement pertinente *(art. 35a ss OEneR)*. L'AES soutient celle-ci.

2.16 Pas d'adaptation précipitée du système de la prime de marché pour la grande hydraulique d'importance systémique

L'AES comprend l'intention du Conseil fédéral d'adapter les règles applicables à la prime de marché pour la grande hydraulique *(art. 89 ss OEneR)*. Or, les informations fournies ne permettent notamment pas à l'AES de comprendre les répercussions du changement de système prévu (complexité du modèle et manque d'informations détaillées). Etant donné que le système existant a été établi et affiné au cours d'un processus de plusieurs années et qu'il a été mis en place de manière efficace dans les processus internes des entreprises, l'AES se prononce en faveur de son maintien pour le moment. Une adaptation à l'heure actuelle sans échange est précipitée. Avant de procéder à des modifications du système, l'AES attend que la Confédération procède à un échange axé sur les solutions et transparent avec la branche afin de convenir du besoin d'adaptation des processus et de déterminer une période de transition appropriée.

[15] Prises de position de l'AES du 5.7.2023 au sujet de la modification d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) avec entrée en vigueur le 1er janvier 2024, https://www.strom.ch/de/dokument/verordnungsaenderungen-im-bereich-des-bundesamts-fuer-energie-bfe-mit-inkrafttreten-am-1 et du 7.7.2022 au sujet de la mise en œuvre, au niveau des ordonnances, de la modification apportée le I" octobre 2021 à la loi sur l'énergie et autres adaptations de l'ordonnance sur l'énergie, de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, avec entrée en vigueur début 2023, https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und

[16] https://energeiaplus.com/2024/04/17/investitionsbetraege-fuer-biomasseanlagen-sind-gefragt/

2.17 Créer une sécurité de planification et d'investissement pour les installations solaires alpines

Lancé le 1er octobre 2022, l'offensive solaire est à mi-parcours. Il se confirme désormais que le délai de mise en service partielle des installations d'ici fin 2025, très ambitieux depuis le début, est extrêmement court. Beaucoup de projets ne pourront pas respecter le calendrier, par exemple parce que les autorisations ne sont pas encore disponibles pour les réseaux nécessaires, qui ne font pas partie de l'offensive solaire (et qui doivent également être planifiés, discutés avec les parties prenantes et approuvés par l'ESTI), ou parce que les projets sont retardés par des oppositions dans les processus d'autorisation. La sécurité de planification et d'investissement est essentielle pour les projets. Dans le cas contraire, ces derniers risquent d'être retardés ou abandonnés, ce qui serait inefficace, d'autant plus que des installations produisant de l'électricité en hiver seront toujours nécessaires après 2025.

En raison des calendriers serrés des projets et des courts créneaux pour les travaux de construction dans les régions alpines, il faut envisager une solution subséquente, comme l'a annoncé le conseiller fédéral Albert Rösti.[17] Celle-ci est urgente et doit être mise en œuvre dans le cadre des présentes adaptations de l'ordonnance. Cela permettrait de clarifier dès la fin de l'année 2024 le futur régime d'encouragement pour les installations photovoltaïques alpines et d'offrir ainsi aux promoteurs la sécurité nécessaire pour faire avancer les projets. En revanche, une adaptation ultérieure de l'ordonnance pourrait avoir pour conséquence que les projets doivent éventuellement être interrompus ou les travaux mis en pause.

À titre d'instrument d'encouragement, il convient d'envisager l'introduction d'enchères spéciales qui remplaceront l'actuel bonus d'altitude. Une telle mise aux enchères semble plus facile à mettre en œuvre et serait possible sur la base de la loi sur l'énergie. Une alternative consisterait à introduire un bonus d'altitude spécial, comme l'AES l'a déjà demandé précédemment.[18] Le bonus d'altitude en vigueur est nettement insuffisant pour les installations solaires alpines, de sorte que la rentabilité ne sera de loin pas assurée. L'encouragement doit se concentrer sur la production d'électricité en hiver et la conception du bonus doit en être le reflet.

2.18 Définir une valeur seuil adaptée pour l'intérêt national du photovoltaïque et de l'électrolyse

L'AES soutient le fait que les installations photovoltaïques puissent désormais elles aussi revêtir un intérêt national. La valeur seuil proposée dans l'ordonnance est toutefois trop élevée *(art. 9a OEne)*. Elle doit être fixée, pour une production moyenne entre octobre et mars, à 3 GWh au maximum. Une telle valeur permettrait d'augmenter globalement les chances des projets d'énergie renouvelable dans le cadre de la pesée des intérêts. L'expérience a montré que des contraintes élevées en matière de protection de la nature et de l'environnement rendent la réalisation de grandes installations très difficile.

Le législateur a défini que les électrolyseurs et les installations de méthanation peuvent également revêtir un intérêt national. Or les ordonnances ne contiennent pas de valeur seuil correspondante. Il convient d'en ajouter une. C'est pourquoi l'AES propose une définition au moyen de deux critères *(nouvel art. 8a OEne)*. Les électrolyseurs et les installations de méthanation doivent être d'intérêt national s'ils affichent une puissance installée de 10 MW ou de 2 MW s'il n'y a pas encore de telle installation à l'échelle industrielle d'au

[17] Débat au Conseil national du 21.12.2023 au sujet de la loi sur l'accélération des procédures, https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63117#votum40

[18] Prise de position de l'AES du 7.7.2022 au sujet de la mise en œuvre, au niveau des ordonnances, de la modification apportée le 1er octobre 2021 à la loi sur l'énergie et autres adaptations de l'ordonnance sur l'énergie, de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, avec entrée en vigueur début 2023, https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und

moins 2 MW en exploitation dans un rayon de 40 km. Le critère de la distance, associé à une faible capacité minimum, semble une approche adéquate dans la phase initiale, étant donné qu'un réseau d'hydrogène n'est pas en perspective dans un avenir proche et que la distribution est donc compliquée en particulier dans les régions périphériques.

2.19 La régulation Sunshine doit rester une régulation Sunshine

Le complément du modèle de régulation existant via la régulation Sunshine visant à accroître la transparence doit en principe être considéré comme un élément positif. Cela présuppose toutefois que la charge est raisonnable pour les gestionnaires de réseau de distribution, que les circonstances structurelles spécifiques des entreprises sont prises en compte et que les publications représentent une plus-value.

L'objectif de la régulation Sunshine est de comparer les gestionnaires de réseau entre eux sur la base de leurs chiffres-clés de coûts et de publier ces comparaisons. L'AES s'étonne que les projets d'ordonnances s'inspirent désormais davantage d'une régulation incitative que de la régulation Sunshine prévue par le législateur et dépassent ainsi largement l'objectif *(art. 19 OApEl)*. La déduction de l'efficacité à partir des modèles comparatifs statistiques et économiques est la base d'une régulation incitative. Il n'existe pas de base légale suffisante pour cela et l'AES s'y oppose donc. La compétence de déduire des exigences à partir de comparaisons d'efficacité pour les fournisseurs à l'approvisionnement de base et les gestionnaires de réseau est également nouvelle et l'AES ne comprend pas pourquoi les benchmarks éprouvés devraient être modifiés. Selon l'AES, la compensation en cours d'année tarifaire n'est pas conforme à la loi.

Pour les gestionnaires de réseau, il est en outre important que les comparatifs d'efficacité soient transmis au préalable aux entreprises afin d'être plausibilisés. Des résultats de comparaison erronés ou des conclusions trompeuses tirées des comparaisons pourraient nuire considérablement à la réputation des entreprises concernées.

2.20 Créer une base légale pour OSTRAL

OSTRAL est l'organisation de crise de la branche électrique pour des situations extraordinaires chargée par la Confédération, dans le cadre de l'Approvisionnement économique du pays, de prendre les dispositions pour faire face à une pénurie d'électricité. Le 22.11.2023, l'AES a été mandatée, par une instruction du domaine Énergie de l'Approvisionnement économique du pays, pour prendre des dispositions et des mesures dans le cadre de la prévention des crises. Afin que l'AES ou OSTRAL puissent mettre en œuvre ces mesures et disposent des capacités de communication et de direction tant dans la préparation des crises que dans la gestion d'une pénurie d'électricité, il faut toutefois une base légale. Celle-ci doit être créée soit au niveau de la loi (loi sur l'approvisionnement économique du pays) ou de l'ordonnance (OOSE), soit par le biais d'un droit de délégation de l'OFAE à l'AES sous la forme d'une directive. L'AES a déjà attiré l'attention sur cette nécessité.[19] Les activités de contrôle et de surveillance ainsi que les tâches de communication et de direction doivent être couvertes par l'OOSE *(art. 1 OOSE)*. Il en va de même pour le monitoring, pour lequel OSTRAL assume des tâches dans le domaine de l'observation du marché et de l'analyse et pour lequel elle doit également être habilitée à exercer des activités de contrôle et de surveillance *(art. 1b OOSE)*.

[19] Prise de position de l'AES du 20.3.2024 au sujet de la révision partielle de la Loi sur l'approvisionnement du pays, https://www.strom.ch/de/document/vernehmlassung-ueber-die-teilrevision-des-landesversorgungsgesetzes-sr-531

Nous vous remercions de tenir compte de nos requêtes et restons à votre disposition pour toute question ou une éventuelle discussion.

Meilleures salutations,

Michael Frank Directeur	Nadine Brauchli Responsable du département Énergie	Thomas Marti Responsable du département Réseaux

Annexe: Synopsis par ordonnance contenant les propositions et remarques

- Ordonnance sur l'énergie (OEne)
- Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)
- Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)
- Ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)
- Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OGOC)
- Ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)

Ordonnance sur l'énergie OEne

28.5.2024

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 1 Objet			
Art. 1 La présente ordonnance règle: 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; f. l'indemnisation des 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 coopération internationale dans le champ d'application de la LEne; k. l'analyse des impacts et le traitement des données.	***Art. 1, let. a, a^{bis} et h^{bis}*** La présente ordonnance règle: a. la garantie d'origine pour l'électricité et le marquage de l'électricité; a^{bis}. la garantie d'origine pour les combustibles et carburants visés à l'art. 4a; h^{bis}. les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité;		Il manque la définition de «fournisseur d'électricité». Un fournisseur d'électricité est considéré comme un fournisseur au sens du négoce de l'énergie, indépendamment de son rôle supplémentaire de gestionnaire de réseau de distribution. Le siège du fournisseur d'énergie n'est pas essentiel (les fournisseurs d'énergie ayant leur siège à l'étranger sont également concernés). Il ne doit pas y avoir de distorsion de la concurrence ni de désavantages au niveau des prix.
	Titres précédant l'art. 2		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 2 Garantie d'origine et marquage de l'électricité **Section 1 Garantie d'origine**	**Chapitre 2 Garanties d'origine et marquage de l'électricité** **Section 1 Garantie d'origine pour l'électricité**		
	Insérer avant le titre de la section 2		
	Art. 3a Garanties d'origine de la Confédération La Confédération peut remettre à l'acheteur de l'électricité les garanties d'origine établies pour l'électricité produite et injectée ou les vendre à un tiers.		
	Titre suivant l'art. 4 **Section 2a Garantie d'origine pour les combustibles et carburants**		
Section 2 Marquage de l'électricité			
	Art. 4a Champ d'application La présente section s'applique: a. aux combustibles et carburants liquides ou gazeux issus de la biomasse ou d'autres agents énergétiques renouvelables (biocombustibles et biocarburants); b. à l'hydrogène qui n'est issu ni de la biomasse, ni d'autres agents énergétiques renouvelables (hydrogène d'origine non biogène).		
	Art. 4b Obligations 1 Les producteurs de combustibles et carburants font enregistrer leur installation de production dans le système de l'organe d'exécution ainsi que les combustibles et carburants produits auprès de l'organe d'exécution au moyen de garanties d'origine. 2 Les importateurs de combustibles et carburants font enregistrer l'installation de production étrangère dans le système de l'organe d'exécution ainsi que les combustibles		Les termes doivent être adaptés de manière cohérente au champ d'application, par exemple à l'al. 1 « ...les combustibles et carburants visés à l'art. 4a, ... ». Ou les combustibles et carburants non renouvelables doivent-ils également être saisis dans le nouveau registre?

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	et carburants importés auprès de l'organe d'exécution au moyen de garanties d'origine. 3 Les importateurs de combustibles et carburants déclarés sous la forme d'un bilan massique ne font pas enregistrer les installations de production. 4 Les propriétaires de réserves obligatoires qui entreposent des biocombustibles et biocarburants liquides leur marchandise au moins douze mois, annoncent la constitution de telles réserves obligatoires et, à leur sortie des réserves, font enregistrer les biocombustibles et biocarburants liquides auprès de l'organe d'exécution au moyen de garanties d'origine. 5 Ne sont pas soumis aux obligations visées aux al. 1 et 2: a. les producteurs qui produisent, par année civile, moins de 20 kilogrammes de biocombustibles ou d'hydrogène d'origine non biogène utilisé à des fins autres que le carburant; b. les importateurs qui: 1. importent du carburant dans le réservoir du véhicule ou dans un jerrycan de réserve, 2. importent de l'hydrogène dans des véhicules à pile à combustible en tant que carburant dans le réservoir du véhicule ou dans une cartouche de réserve, 3. disposent de garanties d'origine étrangères pour les combustibles ou carburants importés.	3 Les importateurs de combustibles et carburants déclarés sous la forme d'un bilan massique ~~ne~~ font ~~pas~~ enregistrer <u>les garanties d'origine auprès de l'organe d'exécution, mais pas</u> les installations de production.	Al. 3: précision pour éviter les malentendus. (Pour plus de clarté: par bilan massique, on entend que le flux physique de gaz doit être prouvé, c'est-à-dire que l'injection et le soutirage de gaz renouvelable doivent avoir lieu dans un système interconnecté (p. ex. le réseau gazier européen).
	Art. 4c Annulation 1 Les détenteurs de garanties d'origine pour des combustibles ou carburants annulent celles qui concernent le combustible ou carburant: a. remis au consommateur final ou à une station-service; b. destiné à la consommation propre;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	c. transformé en un autre agent énergétique; d. exporté, lorsque le pays de destination ne reconnaît pas les garanties d'origine suisses; e. entreposé dans une réserve obligatoire pendant au moins douze mois. 2 Ils procèdent à l'annulation dans un délai d'un mois.	2 *biffer*	Al. 2: cet alinéa doit être biffé. Ainsi, tous les fournisseurs pourraient procéder à l'annulation selon leur rythme de relevé. Le rapport explicatif dit ceci: «Les GO doivent être annulées lorsque le carburant ou le combustible est remis au consommateur final ou à une station-service». Situation: Comme on le sait, le gaz n'est pas quelque chose qui est livré en l'espace d'un mois à un moment x. Il s'agit d'un flux continu. La quantité n'est déterminée qu'à posteriori en comparant les relevés de compteur à deux moments. La périodicité est déterminée par le rythme des relevés. En fonction de la quantité prélevée et du fournisseur, ce rythme peut être mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel. Une validation en l'espace d'un mois n'est pas applicable dans la pratique.
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	***Art. 5, al. 1, let. a, b et e*** 1 Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) règle notamment: a. les exigences auxquelles doivent répondre les garanties d'origine et leur durée de validité; b. ne concerne que le texte allemand		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 et de l'Association des organismes émetteurs (Association of Issuing Bodies, AIB).	e. les exigences à respecter lors de l'utilisation des garanties d'origine.		
Chapitre 3 Aménagement du territoire dans le cadre du développement des énergies renouvelables			
	Titre précédant l'art. 7b **Section 1b Délimitation de zones appropriées pour des installations éoliennes ou solaires**		
			Inclusion de l'infrastructure de réseau: La réalisation des installations de production pour l'électricité issue d'énergies renouvelables n'a de sens que si, en parallèle, le développement de l'infrastructure de réseau nécessaire au transport de l'électricité produite est garanti. C'est pourquoi il est indispensable que l'infrastructure de réseau soit intégrée dans tous les contextes (que ce soit dans la définition de l'intérêt national, dans le droit de l'aménagement du territoire, p. ex. au niveau de la définition de l'implantation qui est imposée par la destination, etc.). De plus, il faut signaler aux instances responsables de la procédure aux niveaux fédéral et cantonal leur obligation de coordonner les différentes parties impliquées dans la procédure, afin que celle-ci se déroule rapidement. Il faut tenir compte de ces aspects au plus tard dans le cadre des projets de loi à venir sur l'accélération des procédures pour les réseaux («offensive réseaux») et des projets de loi envisagés pour 2025 sur la LAT et l'OAT.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 7b Lors de la définition des zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations éoliennes ou solaires d'intérêt national, les cantons tiennent compte des documents de base permettant la prise en compte, au niveau de décision adéquat, en particulier des intérêts suivants: a. protection du paysage; b. protection de la nature, y compris la conservation des espèces; c. protection des terres cultivables, y compris la protection des surfaces d'assolement; d. conservation des forêts; e. protection des eaux.	*Biffer* **<u>Subsidiairement:</u>** ***Art. 7b*** Lors de la définition des zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations éoliennes ou solaires d'intérêt national, les cantons tiennent compte des documents de base permettant la prise en compte, au niveau de décision adéquat, en particulier des intérêts suivants: a. protection du paysage <u>et des biotopes</u>; b. *biffer* c. <u>agriculture, en particulier la protection des terres cultivables et la protection des surfaces d'assolement</u> ~~protection des terres cultivables, y compris la protection des surfaces d'assolement~~; d. conservation des forêts; e. *biffer*	La réglementation prévue à l'art. 7b est déjà couverte par les prescriptions de l'art. 10, al. 1ter LEne. La formulation divergente prévue dans l'ordonnance crée de l'insécurité et de la confusion, sans apporter de plus-value supplémentaire. De plus, la réglementation empiète sans raison sur la compétence cantonale en matière d'aménagement du territoire. Le législateur a fixé de manière suffisante le programme des éléments à contrôler pour l'étape du plan directeur. **Proposition subsidiaire:** Si l'art. 7b OEne n'est pas biffé en totalité, la formulation doit au moins être adaptée de sorte qu'elle corresponde à celle de l'art. 10, al. 1ter, LEne.
			Remarque générale (en particulier en vue de la révision de la LAT et de l'OAT): Afin de définir les zones appropriées pour l'exploitation d'installations éoliennes et solaires d'intérêt national, les cantons se basent sur les études de fond prévues à l'art. 6 LAT. Dans le cadre de l'adaptation des prescriptions relatives à l'aménagement du territoire, une procédure simplifiée pour les adaptations minimes du plan directeur est à prévoir (p. ex. la suppression ou l'ajout d'un site sur une feuille de planification).
			Remarque générale sur la pesée des intérêts (intérêts d'utilisation vs de protection): Lors de la délimitation de nouvelles zones protégées, l'intérêt spécifique d'utilisation (intérêt à la protection d'électricité issue d'énergies renouvelables) doit être intégré dans la pesée des intérêts de la même manière que sont pris

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			en compte les intérêts spécifiques de protection lorsqu'il s'agit de la délimitation de zones appropriées pour les installations d'intérêt national produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables. La pesée des intérêts devrait se faire de la même façon dans les deux sens (égalité au niveau de la pesée des intérêts d'utilisation et de protection). Notamment pour des raisons historiques, les lois sectorielles comprennent des distorsions au niveau de la pesée des intérêts (voir rapport 2017 de la DTAP). Il est important de pouvoir participer au développement de ces aides à la mise en œuvre afin de pouvoir rétablir une véritable pesée des intérêts.
Section 2 Intérêt national			
		Insérer après le titre précédant la section 2 **Art. 7c *(nouveau)* Biotopes d'importance nationale et réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs selon art. 12, al. 2bis LEne** L'art. 29, al. 1, let. a, OPN n'est pas applicable dans le cadre de l'art. 12, al. 2bis, LEne s'il s'agit de marges proglaciaires ou de plaines alluviales alpines.	L'art. 29, al. 1, let. a, OPN prévoit que, pour les biotopes qui n'ont pas encore été inventoriés, des mesures de protection soient le cas échéant prises par les cantons. Pour les porteurs de projet, le fait que des marges proglaciaires ou des plaines alluviales alpines puissent être touchées par une interdiction de construction alors qu'elles n'ont pas été incluses dans l'inventaire national crée de l'insécurité. De plus, l'applicabilité de l'art. 29 OPN contredirait la définition univoque figurant dans l'art. 12, al. 2bis, LEne, qui renvoie sur ce point exclusivement à l'art. 18a, al. 1, LPN.
		Art. 8a *(nouveau)* Les électrolyseurs et les installations de méthanation revêtent une importance nationale si l'un des deux critères suivants est rempli: a. Taille: puissance d'au moins 10 MW; ou b. Distance: s'il n'y a pas encore d'installation industrielle d'hydrogène ou d'installation d'au moins 2 MW en exploitation dans un rayon de 40 km, toute nouvelle installation d'hydrogène présentant une capacité d'au moins 2 MW est considérée comme d'intérêt national.	Les ordonnances sur le Mantelerlass ne contiennent pas d'indications sur la taille et l'importance à partir desquelles les électrolyseurs devraient être considérés comme d'intérêt national. C'est pourquoi une définition au moyen de deux critères au choix est proposée, c.-à-d. que seul l'un des deux critères doit être rempli: 1. Taille: les installations à partir de 10 MW de puissance installée sont considérées comme d'intérêt national. Ce seuil reste exigeant (et empêche ainsi que toutes les installations soient globalement considérées comme d'intérêt national), mais tout de même réaliste.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			OU 2. Distance: s'il n'y a pas encore d'installation industrielle d'hydrogène ou d'installation d'au moins 2 MW en exploitation dans un rayon de 40 km, toute nouvelle installation d'hydrogène présentant une capacité d'au moins 2 MW est considérée comme d'intérêt national. Justification: un réseau d'hydrogène n'est pas en perspective dans un avenir proche, et la distribution est donc compliquée. Afin de pouvoir néanmoins garantir un approvisionnement suffisant dans toute la Suisse, la création d'installations d'hydrogène locales/régionales est nécessaire. Le critère de la distance, associé à une faible capacité minimum, semble donc une approche adéquate. En particulier dans les régions périphériques, il semble difficile de générer un écoulement pour les installations avec une plus grande capacité.
	Insérer avant le titre de la section 2a		
	Art. 9a Installations solaires revêtant un intérêt national 1 Lors de la détermination de l'intérêt national d'une installation solaire, plusieurs champs de modules peuvent être pris en compte globalement si la distance entre les champs est faible, qu'ils forment un ensemble et que les espacements entre les champs de modules découlent de motifs objectifs. 2 Les installations solaires nouvelles ou existantes revêtent un intérêt national si leur production moyenne attendue d'octobre à mars atteint au moins 5 GWh.	1 Lors de la détermination de l'intérêt national d'une installation solaire, plusieurs champs de modules peuvent être pris en compte globalement si ~~la distance entre les champs est faible, qu'ils~~ les différents champs forment un ensemble et présentent un rapport fonctionnel et au niveau de l'exploitation, et que les éventuels espacements entre les champs de modules découlent de motifs objectifs. 2 Les installations solaires ~~nouvelles ou existantes~~ revêtent un intérêt national si leur production moyenne attendue d'octobre à mars atteint au moins 4 GWh ~~5 GWh~~.	Al. 1: la formulation «distance faible» rend impossible, dans certains projets, une prise en considération globale qui puisse tenir raisonnablement compte des circonstances concrètes du projet. Al. 2: le seuil de 5 GWh d'électricité hivernale est trop élevé. L'expérience de l'offensive solaire montre que le seuil de 10 GWh de production annuelle qui y est prévue complique la mise en place d'installations, car l'acceptation locale diminue avec la taille de l'installation. En

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3 En cas d'agrandissement d'installations solaires, celles-ci revêtent un intérêt national si, après agrandissement, elles atteignent la valeur seuil visée à l'al. 2 et que leur production moyenne attendue d'octobre à mars augmente d'au moins 20 % ou 2,5 GWh.	3 *biffer* **Subsidiairement:** (adaptation de la formulation de l'al. 3 par analogie avec l'art. 8, al. 2bis OEne): 3 En cas de rénovation ou d'agrandissement d'installations solaires existantes, celles-ci revêtent un intérêt national même si~~, après agrandissement,~~ elles n'atteignent la valeur seuil visée à l'al. 2 qu'avant ou après la rénovation ou l'agrandissement ~~et que leur production moyenne attendue d'octobre à mars augmente d'au moins 20 % ou 2,5 GWh~~.	outre, la taille du raccordement au réseau nécessaire, et donc les coûts, augmente avec la taille croissante de l'installation. Al. 3: il est sensé que les installations solaires (qu'elles soient nouvelles, rénovées ou agrandies) soient considérées comme d'intérêt national lorsqu'elles atteignent la valeur seuil pertinente. En particulier, la formulation proposée à l'al. 3 ne devrait pas impliquer que les installations solaires qui étaient déjà d'intérêt national avant l'agrandissement doivent être soumises à un nouvel examen quant à leur qualification d'intérêt national. **Proposition subsidiaire:** Adaptation de la formulation de l'al. 3 par analogie avec l'art. 8, al. 2bis, OEne. Ainsi, pour les rénovations et les agrandissements, on se fonderait sur les règles et formulations existantes, ce qui parait d'autant plus approprié que, pour une installation photovoltaïque, l'atteinte causée par la construction devrait probablement être plus faible que pour une installation hydroélectrique.
		Insérer avant le titre de la section 3 **Art. 9a^{0}** ***(nouveau)*** 1 Dans le cadre de la surveillance de la réalisation des objectifs pour la production renouvelable selon l'art. 2 LEne, le Conseil fédéral évalue régulièrement la pertinence des valeurs de production seuils pour les installations de production d'intérêt national. 2 Le monitoring du Conseil fédéral selon l'art. 2, al. 4 LEne est publié.	Al. 1: pour garantir la Stratégie énergétique 2050, une surveillance régulière des valeurs seuils est requise. Al. 2: une publication du monitoring selon l'art. 2, al. 4, LEne sert la transparence et l'acceptation des objectifs.
	Titre suivant l'art. 9a **Section 2a Augmentation de la production d'électricité en hiver**		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		Art. 9a[1] *(nouveau)* Pesée des intérêts 1 Il est possible de déroger à la règle suivant laquelle un biotope d'importance nationale au sens de l'art. 18a LPN doit être conservé intact par des projets en vertu de la disposition d'exception de l'art. 12, al. 2[bis], let. a à c LEne, s'ils servent d'autres intérêts nationaux d'importance égale ou supérieure. 2 Quiconque porte ou cause une atteinte est tenu de prendre les meilleures mesures de protection ou de reconstitution possibles ou d'autres mesures de remplacement appropriées.	L'art. 12, al. 2, LEne contient une interdiction absolue de construire de nouvelles installations dans les biotopes d'importance nationale au sens de l'art. 18a LPN et dans les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs visés à l'art. 11 LChP. Cette disposition est complétée par le nouvel art. 12, al. 2[bis], LEne – en ce qui concerne les tronçons à débit résiduel, afin de créer une sécurité juridique – par des exceptions concrètes. Le rapport explicatif au sujet de l'OEne concernant l'art. 12, al. 2[bis], LEne est ambigu. Il est certes précisé à juste titre que l'art. 12, al. 2[bis] LEne stipule que dans les cas où seul le tronçon à débit résiduel d'une installation se trouve dans l'objet protégé, il doit désormais être possible de procéder à une pesée des intérêts. Il est toutefois précisé que les biotopes d'importance nationale existants «sont conservés intacts, conformément à leurs objectifs de protection». Cela donne l'impression que la réglementation de l'art. 12, al. 2[bis] LEne est plus restrictive que pour d'autres atteintes aux objets d'importance nationale. Or, ce n'est pas le cas et cela ne découle pas de l'art. 12 LEne. Il convient donc d'introduire un nouvel article 9a[1] dans l'OEne afin de clarifier les conditions qui doivent être remplies pour porter atteinte à un objet protégé, en accord avec les dispositions d'autres actes législatifs relatifs à la protection de l'environnement.
	Art. 9a[bis] Projet concerné par un inventaire d'objets d'importance nationale 1 Il est possible de renoncer aux mesures de protection, de reconstitution, de remplacement ou de compensation en particulier lorsque leur mise en œuvre empêcherait la réalisation d'un projet ou entraverait de manière excessive sa mise en œuvre ou son exploitation.		
	Art. 9a[ter] Centrales hydroélectriques à accumulation pour l'augmentation de la production d'électricité en hiver		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Les centrales hydroélectriques à accumulation comprennent également les installations et équipements nécessaires à la réalisation et à l'exploitation d'une centrale hydroélectrique à accumulation visée à l'art. 9a, al. 3, LApEl.	Les centrales hydroélectriques à accumulation comprennent également les installations, ~~et~~ équipements et lignes de raccordement nécessaires à la réalisation et à l'exploitation d'une centrale hydroélectrique à accumulation visée à l'art. 9a, al. 3, LApEl.	Il est important qu'en plus des installations de production, l'infrastructure de réseau correspondante soit également incluse.
	Art. 9a^{quater} Mesures de compensation		
	1 S'agissant de centrales hydroélectriques à accumulation visées à l'art. 9a, al. 3, LApEl, des mesures de compensation supplémentaires doivent être prévues conformément à l'art. 9a, al. 3, let. e, LApEl, afin de protéger la biodiversité et le paysage.	1 S'agissant de centrales hydroélectriques à accumulation visées à l'art. 9a, al. 3, LApEl, des mesures de compensation supplémentaires doivent être prévues conformément à l'art. 9a, al. 3, let. e, LApEl, afin de protéger la biodiversité et le paysage. Les mesures de compensation doivent être fixées de manière contraignante lors de l'octroi de l'autorisation.	Al. 1: les mesures de compensation doivent être fixées de manière contraignante.
	2 Les mesures de compensation supplémentaires peuvent être mises en œuvre par une valorisation écologique ou paysagère, ou par la mise sous protection d'un périmètre, sur le site de l'installation ou sur un autre site du canton.	1bis *(nouveau)* Les mesures de compensation supplémentaires doivent compenser les éventuelles atteintes écologiques et paysagères cumulées qui ne sont pas couvertes par des mesures de remplacement.	Al. 1bis: définition issue de la déclaration commune de la Table ronde sur l'énergie hydraulique. Il introduit la notion de dommage cumulatif, qui distingue les mesures de compensation des mesures de remplacement. Cette définition est essentielle pour déterminer le contenu et la portée possibles des mesures de compensation. (Exemple: il y a trois centrales hydroélectriques dans un bassin versant, qui ont chacune un impact de 10 (unités d'effet) sur la quantité d'eau. La compensation requise par la LPN est de 10 (unités d'impact) pour chacun des projets. Cependant, le cumul des trois projets entraîne de facto un impact réel plus important que la simple somme des impacts (effets de seuil, renforcement cumulatif des impacts). Résultat: les trois projets réunis conduisent à un impact de 35 unités d'impact et non de 30. Les impacts cumulés des trois projets conduisent à des mesures de compensation supplémentaires de 5 unités d'impact, qui dépassent les mesures de remplacement).
	3 Les coûts directs et indirects des mesures de compensation ne doivent pas être disproportionnés par rapport au bénéfice économique et à la nouvelle atteinte à la biodiver-	3 Les coûts directs et indirects des mesures de compensation ne doivent pas être disproportionnés par rapport au bénéfice économique et à la nouvelle atteinte à la biodiver-	Al. 3: La notion d'atteinte à compenser par des mesures de compensation supplémentaires est désormais clairement définie par la définition de l'al. 1bis. Il en résulte une limitation de

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	sité et au paysage suscitée par le projet.	sité et au paysage suscitée par le projet. Les coûts sont limités au montant nécessaire pour réaliser la compensation décrite à l'al. 1bis. En outre, les coûts des mesures de compensation supplémentaires ne doivent pas dépasser X% des coûts des mesures de remplacement nécessaires.	fait des coûts possibles, ce qui devrait être clarifié compte tenu de la formulation proposée par le Conseil fédéral. La formulation proposée par le Conseil fédéral à l'al. 3 a été reprise à l'identique de la déclaration commune de la table ronde. Dans ce contexte, elle ne devrait pas être modifiée, bien que la formulation soulève diverses questions d'interprétation.
Section 3 Exemption de l'autorisation de construire			
Art. 9a Bâtiments et installations servant à examiner l'adéquation de sites pour des éoliennes 1 Les bâtiments et les installations servant à examiner l'adéquation de sites pour des éoliennes peuvent être construits ou transformés sans autorisation de construire pour une durée de 18 mois au maximum. 2 Les cantons peuvent prévoir une procédure d'annonce.	***Art. 9a quinquies*** *Ex-art. 9a*		
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. 10 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 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	***Art. 10, al. 3***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 nécessaires 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, OApEl. 4 Moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre, les producteurs peuvent annoncer au gestionnaire de réseau s'ils entendent faire valoir ou pas leur droit de reprise et de rétribution pour l'énergie qu'ils produisent.	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 raccordement nécessaires jusqu'au point de raccordement au réseau et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur.		
Art. 12 Rétribution 1 Si le producteur et le gestionnaire du réseau ne peuvent pas s'entendre, la rétribution sera basée sur les coûts du gestionnaire de réseau pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production; les coûts d'éventuelles garanties d'origine ne sont pas pris en compte. L'équivalence se réfère aux caractéristiques techniques de l'électricité, en particulier à la quantité d'énergie et au profil de puissance, ainsi qu'à la possibilité de régler et de prévoir la production.	***Art. 12, al. 1 et 1bis*** 1 Le prix de marché moyen sur un trimestre nécessaire au calcul de la rétribution correspond au prix de marché de référence visé à l'art. 15, al. 1 et 3, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. 1bis La rétribution minimale s'élève à: a. 4,6 ct./kWh pour les installations solaires d'une puissance inférieure à 30 kW; b. 0 ct./kWh pour les installations solaires avec consommation propre d'une puissance allant de 30 kW à 150 kW; c. 6,7 ct./kWh pour les installations solaires sans consommation propre d'une puis-		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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. 3 Pour une installation produisant de l'électricité et dont les travaux d'installation ne sont pas soumis au régime de l'autorisation visé à l'art. 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension et qui n'est pas équipée d'un système de mesure intelligent au sens de l'art. 8a OApEl, le gestionnaire de réseau peut prévoir, en dérogation à l'art. 11 et aux al. 1 et 2, un forfait annuel approprié pour rétribuer l'électricité injectée.	sance allant de 30 kW à 150 kW; d. 12 ct./kWh pour les installations hydroélectriques dont la puissance ne dépasse pas 150 kW.		
Section 2 Consommation propre			
Art. 14 Lieu de production 1 Le lieu de production correspond à la propriété sur laquelle se situe l'installation de production. 2 Le lieu de production peut comprendre d'autres propriétés, pour autant que l'électricité produite sur place puisse être consommée sur celles-ci sans utilisation du réseau de distribution.	***Art. 14, al. 3*** 3 Lorsqu'un regroupement dans le cadre de la consommation propre présente un niveau de tension inférieur à 1 kV, la ligne de raccordement ainsi que le point de raccordement correspondant peuvent être utilisés pour la consommation propre.	3 *biffer* **<u>Subsidiairement:</u>** 3 <u>Pour le niveau de réseau 7, la ligne de raccordement peut être utilisée pour la consommation propre</u> ~~Lorsqu'un regroupement dans le cadre de la consommation propre présente un niveau de tension inférieur à 1 kV, la ligne de raccordement ainsi que le point de raccorde-~~	Al. 3: L'utilisation de lignes de raccordement pour un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) est une disposition potestative au niveau de la loi. L'AES plaide de ne pas régler l'utilisation de lignes de raccordement et, de facto, de ne pas autoriser l'utilisation de lignes de raccordement pour un RCP. **Proposition subsidiaire:** Il convient de garantir qu'un RCP virtuel ne

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
		~~ment correspondant peuvent être utilisés pour la consommation propre~~.	peut pas être constitué sur la distribution basse tension / les jeux de barres basse tension (niveau de réseau 6) d’une station de transformation, mais exclusivement avec des lignes de raccordement qui sont affectées hors d’une station de transformation du niveau de réseau 7. Les auto-consommateurs dans le modèle pratique ne doivent pas être exclus de l’utilisation de la ligne de raccordement. La définition de la ligne de raccordement dépend de la topologie du réseau (coffret de distribution, réseau à manchons) qui diffère d’un réseau à l’autre et peut même changer après le raccordement de nouveaux bénéficiaires d’un raccordement au réseau. Il convient donc de clarifier au niveau de l’ordonnance quels éléments font partie de la ligne de raccordement. Selon l’OFEN, la constitution d’un RCP virtuel dans un réseau à manchons n’est pas possible. L‘AES partage cette opinion. C’est pourquoi on a renoncé à une formulation qui indiquerait qu’un RCP virtuel n'est pas possible dans les réseaux à manchons, et également afin qu’on ne fasse pas explicitement remarquer cela puisque le réseau à manchons soit tout de même autorisé pour les RCP virtuels. Cela sera concrétisé dans le document de la branche. L’utilisation de la ligne de raccordement représente de facto l’utilisation de l’infrastructure de réseau de distribution pour un RCP. (Les lignes de raccordement sont la propriété du GRD et financées en partie par le bénéficiaire d’un raccordement au moyen d’une contribution de raccordement.) En conséquence, il faudrait régler que les lignes de raccordement au sein du RCP doivent être entretenues à l’avenir par les participants au RCP. Actuellement, ces coûts sont supportés par tous les utilisateurs du réseau.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 16 Participation de locataires et de preneurs à bail au regroupement 1 Le propriétaire foncier facture les coûts aux différents locataires et preneurs à bail selon les principes suivants: a. l'électricité soutirée à l'extérieur est facturée en fonction de la consommation; cette facturation inclut, toutes redevances comprises, les coûts de l'énergie, de l'utilisation du réseau et de la mesure au point de mesure du regroupement; b. l'électricité produite en interne et les coûts de la mesure interne, de la mise à disposition des données, de l'administration et de la facturation dans le cadre du regroupement (coûts internes) peuvent être facturés selon un forfait correspondant à 80 % au maximum du montant qui serait dû en cas de non-participation au regroupement, pour l'achat de la même quantité d'électricité sous la forme du produit électrique standard extérieur. 1bis … 2 Pour les coûts internes, le propriétaire foncier peut facturer, en lieu et place du forfait précisé à l'al. 1, let. b, les coûts effectifs, déduction faite des recettes provenant de l'électricité injectée. 2bis … 3 S'il facture l'électricité produite en interne conformément à l'al. 2, le propriétaire foncier ne peut pas facturer un montant excédant celui qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité sous la forme du produit électrique standard extérieur. Si les coûts internes sont inférieurs aux coûts du produit électrique standard extérieur, il peut facturer, en plus des coûts internes, au maximum la moitié des économies réalisées. 4 En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, il convient au moins de préciser par écrit:	**Art. 16 Participation de locataires et de preneurs à bail au regroupement** 1 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 qui doit être soutiré à l'extérieur ainsi que les modalités d'un changement de ce produit. 2 Les locataires et les preneurs à bail peuvent seulement mettre fin à la participation au regroupement à partir du moment où: a. ils disposent du droit d'accès au réseau (art. 17, al. 3, LEne) et veulent le faire valoir, ou b. le propriétaire foncier ne peut pas assurer un approvisionnement approprié en électricité ou ne respecte pas les dispositions visées aux art. 16a et 16b. 3 La fin de la participation au regroupement doit être notifiée au propriétaire foncier trois mois à l'avance, par écrit et avec indication des motifs. 4 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 au sens de l'art. 4 OApEl.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 qui doit être soutiré à l'extérieur ainsi que les modalités pour un changement de ce produit. 5 Les locataires et les preneurs à bail peuvent seulement mettre fin à la participation au regroupement à partir du moment où: a. ils disposent du droit d'accès au réseau (art. 17, al. 3, LEne) et veulent le faire valoir, ou b. le propriétaire foncier ne peut pas assurer l'approvisionnement approprié en électricité ou ne respecte pas les dispositions visées aux al. 1 à 3. 6 Le départ du regroupement doit être notifié au propriétaire foncier trois mois à l'avance, par écrit et avec indication des motifs. 7 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 au sens de l'art. 4 OApEl.			
	Art. 16a Facturation des coûts externes 1 Sont réputés coûts externes les coûts: a. de l'électricité soutirée à l'extérieur, toutes redevances comprises, les coûts de l'utilisation du réseau et de la mesure du regroupement; b. d'un réseau pour la distribution interne de l'électricité, dans la proportion utilisée pour la distribution de l'électricité soutirée à l'extérieur. 2 Le propriétaire foncier facture les coûts externes aux locataires et preneurs à bail en fonction de la consommation. 3 Si des coûts sont occasionnés en vertu de l'al. 1, let. b, le propriétaire foncier ne peut pas facturer au locataire ou au preneur à		Les articles 16a et 16b sont très compliqués et pourraient être simplifiés (p. ex. limitation des tarifs internes à 80% des tarifs externes).

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	bail un montant excédant celui qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité en cas de non-participation au regroupement.		
	Art. 16b Facturation des coûts internes 1 Sont réputés coûts internes les coûts: a. de l'énergie produite en interne; b. de la mesure interne, de la mise à disposition des données et de la facturation dans le cadre du regroupement; c. d'un réseau pour la distribution interne de l'électricité, dans la proportion utilisée pour la distribution de l'électricité produite en interne. 2 Le propriétaire foncier peut facturer les coûts internes au locataire ou au preneur à bail selon un forfait correspondant à 80 % au maximum du montant qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité en cas de non-participation au regroupement. 3 S'il facture aux locataires et preneurs à bail les coûts internes effectifs en fonction de la consommation, les principes suivants s'appliquent: a. les recettes provenant de l'injection de l'électricité produite en interne sont déduites; b. le propriétaire foncier ne peut pas facturer, pour les coûts internes, un montant excédant celui qui serait dû pour l'achat de la même quantité d'électricité en cas de non-participation au regroupement; si les coûts internes sont inférieurs à ce montant, il peut facturer, en plus des coûts internes, au maximum la moitié des économies réalisées.	a. les recettes provenant de l'injection de l'électricité produite en interne <u>dans le réseau du gestionnaire de réseau de distribution</u> sont déduites;	Al. 3, let. a: à des fins de précision – l'injection dans le réseau de faible envergure n'est pas concernée.
Art. 18 Rapport avec le gestionnaire de réseau 1 Les propriétaires fonciers doivent communiquer trois mois à l'avance au gestionnaire de réseau:	***Art. 18, al. 5 et 6***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
a. la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, l'identité du représentant de ce regroupement ainsi que celle des locataires et des preneurs à bail qui y participent, lesquels ne seront plus considérés comme des consommateurs finaux après la formation dudit regroupement; b. la dissolution d'un regroupement; c. l'utilisation d'un accumulateur et la nature de cette utilisation; d. la non-atteinte de la valeur prescrite à l'art. 15, al. 1. 2 Les propriétaires fonciers doivent aviser immédiatement le gestionnaire de réseau de la fin de la participation d'un locataire ou d'un preneur à bail au regroupement. 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 aux art. 6 ou 7 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). 3 Si le propriétaire foncier n'est pas en mesure d'approvisionner en électricité les membres et les participants du regroupement, le gestionnaire de réseau doit immédiatement assurer l'approvisionnement. 4 Le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants du gestionnaire de réseau en vertu des al. 2 et 3.		c. l'utilisation d'un accumulateur et la nature de cette utilisation<u>, les données techniques des installations de production et des accumulateurs, notamment le type d'installation, le concept d'exploitation et sa puissance électrique</u>;	Al. 1, let. c: en raison des obligations étendues du GRD dans le cadre des regroupements pour la consommation propre, les obligations d'information des participants du RCP doivent se faire pour un RCP par analogie à la CEL selon l'art. 19g OApEl.
	5 Le gestionnaire de réseau communique au propriétaire foncier les informations nécessaires à la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre dans un délai de 14 jours.	5 Le gestionnaire de réseau communique au propriétaire foncier les informations nécessaires à la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre dans un délai de <u>20 jours ouvrés</u> ~~14 jours~~.	Al. 5: en particulier en période de jours fériés, 14 jours ne suffisent pas pour fournir les renseignements.
	6 Il établit un décompte de la consommation séparé pour les consommateurs finaux qui ne participent pas à un regroupement dans le cadre de la consommation propre, et met à la disposition du propriétaire foncier les données nécessaires à la facturation.	6 Il établit un décompte de la consommation séparé pour les consommateurs finaux qui ne participent pas à un regroupement dans le cadre de la consommation propre, et met à la disposition du propriétaire foncier les <u>données de courbe de charge de la mesure totale du RCP, excepté celles des non-participants</u> ~~données~~ nécessaires à la facturation.	Al. 6: les «données» doivent être spécifiées. Les GRD ne peuvent pas transmettre au regroupement les données de mesure des consommateurs finaux qui n'y prennent pas part.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 5 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité, garanties pour la géothermie et indemnisation de mesures d'assainissement dans le cas d'installations hydroélectriques **Section 1 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité**			
Art. 20 Prise en compte et sélection 1 Ne sont pris en compte pour une aide que les projets et les programmes: a. qui remplissent les conditions de participation à la procédure d'appel d'offres, et b. qui ne seraient pas réalisés sans aide. 2 Les projets et les programmes présentant le meilleur rapport entre l'aide demandée et les économies d'électricité imputables à cette aide (rapport coût-efficacité en ct./kWh) reçoivent une aide.	**Art. 20a Programmes à l'échelle nationale** 1 L'OFEN peut lancer un appel d'offres distinct pour une mesure spécifique lorsque celle-ci: a. n'est pas réalisable dans le cadre des appels d'offres visés à l'art. 19, ou seulement dans une moindre mesure, et b. est réalisable de façon standardisée et généralisable dans le cadre de programmes à l'échelle nationale. 2 Il tient compte du rapport coût-efficacité des appels d'offres réalisés antérieurement en vertu de l'art. 19.		Il ne faut pas que des programmes supplémentaires amenuisent le potentiel de mesures permettant de satisfaire les objectifs selon l'art. 51a.
Art. 22 Publication 1 L'OFEN publie chaque année les indications suivantes concernant les appels d'offre publics: a. le nombre des programmes et des projets recevant une aide; b. les économies d'électricité attendues et réalisées dans le cadre des programmes et des projets; c. l'aide utilisée par kilowattheure économisé (rapport coût-efficacité). 2 Dans le respect des secrets d'affaires et de fabrication, il peut par ailleurs publier les données fournies par les responsables de projet et de programme ainsi que les rapports intermédiaires et les rapports finaux.	**Art. 22, al. 1, phrase introductive** 1 L'OFEN publie chaque année les indications suivantes concernant les appels d'offres publics et les programmes à l'échelle nationale:		
Chapitre 6 Supplément **Section 1 Prélèvement et utilisation**			
Art. 36 Utilisation	***Art. 36, al. 1***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 atteindre le but visé par la loi ainsi que les valeurs indicatives au sens des art. 2 et 3 LEne. 2 Les parts maximales prévues par la loi pour la prime de marché pour l'électricité des grandes installations hydroélectriques, pour les contributions aux investissements concernant les installations hydroélectriques d'une puissance de plus de 10 MW et pour les indemnisations au sens de l'art. 34 de la loi sont utilisées dans la mesure où les besoins financiers l'exigent.	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 atteindre les objectifs visés aux art. 2 et 3 LEne.		
	Insérer avant le titre de la section 2		
	Art. 36a Prêts de trésorerie L'OFEN et l'Administration fédérale des finances règlent à l'amiable les modalités des prêts de trésorerie, en particulier le montant et la durée du prêt, le taux d'intérêt, ainsi que les conditions applicables.		
	Titre précédant l'art. 51a **Chapitre 7a Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité**		
	Art. 51a Objectif 1 Les fournisseurs d'électricité qui ont écoulé en moyenne au moins 10 GWh d'électricité chez leurs consommateurs finaux au cours des trois années antérieures (volume de référence en matière de vente d'électricité) doivent atteindre chaque année des gains d'efficacité énergétique représentant 2 % de leur volume de référence en matière de vente d'électricité.	1 Les fournisseurs d'électricité qui ont approvisionné des consommateurs finaux et des consommatrices finales ayant fait usage de leur accès au réseau ou qui ont écoulé en moyenne au moins 500 MWh ~~10 GWh~~ d'électricité chez leurs consommateurs finaux au cours de l'année civile antérieure ~~des trois années antérieures~~ (volume de référence en matière de vente d'électricité)	Al. 1: **Remarques sur la valeur seuil:** - Il faut garantir qu'une exemption des objectifs n'entraîne pas de distorsions de concurrence. Les fournisseurs d'électricité qui approvisionnent des consommateurs finaux et des consommatrices finales ayant fait usage de leur accès au réseau ne doivent pas être exemptés de l'objectif pour éviter des distor-

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		doivent atteindre chaque année des gains d'efficacité énergétique représentant 0,5% ~~2 %~~ de leur volume de référence en matière de vente d'électricité.	sions de marché. - Le niveau de la valeur seuil doit se fonder sur un système existant et ne pas être défini arbitrairement. D'après l'art. 4, al. 4, OEne, les fournisseurs dont la quantité fournie est inférieure à 500 MWh sont exemptés du marquage de l'électricité, et ce pour des raisons de proportionnalité. - De plus, les fournisseurs d'électricité pour les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) et pour les nouvelles communautés électriques locales (CEL) doivent aussi remplir des objectifs. Les plus petits RPC seraient exemptés par la limite de 500 MWh. - Davantage de participants au marché dans le système permettent d'augmenter la liquidité du marché pour le commerce de garanties. - La charge de travail n'est pas un argument logique pour le niveau d'une valeur seuil. Fixer un objectif d'efficacité ne devrait pas générer de grande charge de travail. Fournir des garanties peut se faire efficacement. Les fournisseurs d'électricité sont libres de mettre en œuvre les mesures eux-mêmes ou de le faire faire par des tiers, en achetant des certificats. Comme pour les achats d'électricité, les fournisseurs d'électricité peuvent aussi acquérir ensemble les garanties nécessaires, et même éventuellement mettre en œuvre les mesures ensemble. **Remarques sur le niveau de l'objectif:** - Sur la base de valeurs empiriques, le niveau de 2% est trop élevé. Il n'existe aucune étude qui étaierait la faisabilité des 2%. - D'après la décision du Conseil national du 14.3.2023 concernant l'art. 46b LEne, le Conseil fédéral doit fixer la part à maximum 2% par rapport à la quantité écoulée pendant le semestre hivernal. Lors de l'introduction d'un nouveau système, il ne faudrait pas commencer avec la valeur maximale. - C'est pourquoi il ne faut pas travailler dès le départ avec la valeur cible maximale de 2

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			pour cent (art. 51a OEne). Il faut plutôt commencer par un objectif plus bas de 0,5% maximum. Dès que les premières expériences auront été acquises, il sera possible de commencer à augmenter progressivement l'objectif au bout de 2 à 3 ans. Il doit être possible d'abaisser à nouveau les objectifs. - Le rapport coûts-efficacité du système n'est pas encore connu. Dans ce contexte, une courbe d'apprentissage est nécessaire d'urgence. - Le potentiel de mesures est fortement réduit par les limitations selon l'art. 51e. De nombreuses mesures standardisées dans l'industrie et les services présentent certes un fort potentiel d'économies, mais elles sont déjà couvertes par des conventions d'objectifs avec la Confédération ou le canton (p. ex. dans le domaine des installations sportives ou des centres de calcul). De plus, de nombreuses mesures standardisées sont encouragées par des programmes des appels d'offres publics. - En outre, la prise en compte prévue d'un facteur de réduction restrictif de 0.75 (facteur d'amélioration de la technologie) dans le calcul de l'effet imputable aux économies complique encore la réalisation des objectifs. D'après l'art. 46b, al. 4, LEne, l'objectif correspond à une certaine part du volume écoulé de l'année précédente. Si cela devait être mis en œuvre ultérieurement dans l'ordonnance, il faudrait tenir compte des influences météorologiques et conjoncturelles.
		1bis *(nouveau)* La vente d'électricité de référence se rapporte à la livraison effective aux consommateurs finaux sur la base des points de mesure des consommateurs finaux attribués au fournisseur.	Al. 1bis: il est nécessaire de disposer d'une réglementation uniforme et applicable dans la pratique pour l'attribution des quantités livrées aux fournisseurs. Ceci est particulièrement important pour les consommateurs finaux ayant plusieurs fournisseurs (approvisionnement structuré). Le fournisseur auquel le point de

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			mesure est attribué dans le bilan est également responsable du marquage de l'électricité par les garanties d'origine. Le volume de référence en matière de vente d'électricité se réfère à la fourniture effective du fournisseur d'électricité au consommateur final sur la base des points de mesure. Remarque: les consommateurs finaux ayant plusieurs fournisseurs sont attribués au fournisseur final en fonction du point de mesure. Le fournisseur final doit ainsi attester d'une quantité de mesures d'efficacité supérieure à la quantité qu'il fournit effectivement selon les contrats (la somme des points de mesure n'est pas égale à la somme des contrats). En raison de l'imputation proportionnelle dans l'approvisionnement de base (selon l'art. 4d, al. 1 OApEl), cela peut conduire à ce que tous les coûts ne puissent pas être facturés aux consommateurs finaux sur la base des points de mesure (clients à l'approvisionnement de base et clients du marché). Il convient d'éviter de telles distorsions et de les contrer dans le cadre de l'art. 4d al. 1 OApEl.
	2 Le calcul du volume de référence en matière de vente d'électricité ne tient pas compte de la quantité d'électricité écoulée auprès: a. des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 20 % de la valeur ajoutée brute;	a. des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins <u>10 %</u> ~~20 %~~ de la valeur ajoutée brute;	Al. 2, let. a: d'après l'art. 39, al. 1, LEne, les consommateurs finaux dont les coûts d'électricité représentent au moins 10% de la valeur ajoutée brute obtiennent le remboursement de la totalité du supplément réseau versé s'ils en font la demande. La définition des «entreprises à forte consommation d'électricité» devrait se baser sur l'instrument existant des conventions d'objectifs avec remboursement du supplément réseau.
		<u>a^{bis}. *(nouveau)* Les consommateurs finaux qui ont conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un canton, sauf si le fournisseur a mis en place des incitations qui ont conduit à la conclusion d'une convention d'objectifs.</u>	Al. 2, let. a^{bis}: selon l'art. 51e, let. d, les mesures ne sont pas imputables lorsque le consommateur final a conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un canton. Afin de garantir la cohérence, la fourniture aux consommateurs finaux ayant conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	b. des centrales électriques et des installations de stockage sans consommation finale visées à l'art. 14a, al. 1, LApEl.		canton ne devrait pas non plus être prise en compte lors du calcul du volume de référence en matière de vente d'électricité. Autrement, cela entraîne une discrimination des fournisseurs qui rend encore plus compliqué de satisfaire les objectifs élevés. Les entreprises ayant conclu des conventions d'objectifs avec la Confédération ou un canton n'ont guère plus de potentiel pour prendre des mesures d'efficacité supplémentaires. (cf. également proposition à l'art. 51, let. d)
		3 *(nouveau)* Les modifications de l'objectif (en %) selon l'al. 1 sont communiquées 3 ans à l'avance.	Al. 3: les modifications des objectifs selon l'art. 51a, al. 1, devraient être communiquées trois ans à l'avance afin que le fournisseur puisse planifier les quantités correspondantes.
	Art. 51b Mesures 1 Des mesures pour accroître l'efficacité énergétique peuvent être approuvées dès lors qu'elles: a. s'appuient sur les meilleures technologies disponibles, et b. permettent des économies d'électricité mesurables ou chiffrables.	a. b*iffer*	Al. 1, let. a: cette disposition est inutile, même les technologies de deuxième rang peuvent conduire à des améliorations de l'efficacité et en plus être moins chères que les meilleures technologies. Concernant le rapport explicatif relatif à l'al. 1, let. a: Même une solution usuelle dans la branche peut comprendre la «meilleure technologie disponible». Ce passage doit donc être adapté dans le rapport explicatif. Autrement, seules de nouvelles mesures pourraient entrer en ligne de compte, ce qui ferait encore baisser le potentiel de mesures.
	2 La totalité des économies d'électricité obtenues pendant la durée d'impact par la mesure annoncée est prise en compte dans la réalisation de l'objectif annuel.	2 La totalité des économies d'électricité obtenues pendant la durée d'impact par la mesure annoncée est prise en compte dans la réalisation de l'objectif annuel. Les durées des effets sont indiquées dans le catalogue standard.	Al. 2: Les durées des effets devraient être définies de manière claire et uniforme.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 51c Mesures standardisées L'OFEN met à disposition des protocoles d'économie servant à documenter les économies d'électricité qui seront réalisées par les mesures standardisées.	L'OFEN met à disposition des protocoles d'économie servant à documenter les économies d'électricité qui seront réalisées par les mesures standardisées. Les modifications sont communiquées un an à l'avance.	Un délai d'un an à l'avance est nécessaire pour la planification. De plus, une annonce préalable des mesures qui seront adaptées serait utile.
	Art. 51d Mesures non standardisées 1 La demande d'approbation d'une mesure non standardisée doit comprendre au moins les indications suivantes: a. la description de la mesure; b. la procédure suivie pour la mesure ou le calcul des économies d'électricité. 2 L'OFEN peut approuver une mesure en l'assortissant de charges et conditions. 3 Il met à la disposition du fournisseur d'électricité un protocole d'économie servant à documenter la mesure admise.	2bis *(nouveau)* L'OFEN décide d'approuver ou non la demande dans un délai de 30 jours suivant le dépôt complet de celle-ci.	Al. 2bis: les fournisseurs sont tributaires de décisions rapides. Si une demande était rejetée, les fournisseurs devraient avoir suffisamment de temps pour chercher des alternatives.
	Art. 51e Mesures non prises en compte Ne sont pas prises en compte les mesures: a. dont la mise en œuvre est imposée par une prescription légale; b. donnant droit à des aides financières de la Confédération ou d'un canton; c. mises en œuvre auprès des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 20 % de la valeur ajoutée brute; d. visées à l'art. 39, al. 1bis, destinées à des consommateurs finaux ayant conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un canton;	a. dont la mise en œuvre est imposée par une prescription de technologie ancrée dans la loi ~~légale~~; b. donnant droit à des aides financières de la Confédération, ~~ou~~ d'un canton ou d'une commune; c. mises en œuvre auprès des consommateurs finaux chez lesquels les coûts d'électricité représentent au moins 10 % ~~20 %~~ de la valeur ajoutée brute; d. si la mesure fait partie d'une convention d'objectifs passée entre le consommateur final et la Confédération ou un canton, sauf si le fournisseur a mis en place des incitations qui ont conduit à la con-	Let. a: les prescriptions juridiques se réfèrent à des prescriptions sur les exigences technologiques envers les appareils et les installations. Cela doit être précisé. Let. b: la raison pour laquelle les aides financières des communes font l'objet d'une exception n'est pas compréhensible. Let. c: par analogie à l'art. 51a, al. 2, let. a. Let. d: selon le rapport explicatif, les mesures non économiques pour les consommateurs finaux ayant conclu une convention d'objectifs sont imputables. Cela signifie que les mesures qui ne font pas partie intégrante d'une conven-

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		clusion d'une convention d'objectifs. Dans ce cas, l'effet imputable de la mesure doit être identifié au cas par cas avec l'OFEN ~~visées à l'art. 39, al. 1bis, destinées à des consommateurs finaux ayant conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un canton~~;	tion d'objectifs peuvent être imputées. Cela doit impérativement être précisé. Dans le cas particulier où le fournisseur a créé des effets incitatifs pour que des conventions d'objectifs soient conclues, les mesures d'une convention d'objectifs devraient être imputables pour le fournisseur. Dans ce cas, l'effet imputable de la mesure doit être identifié au cas par cas avec l'OFEN. Par conséquent, cette quantité doit être rajoutée à nouveau à la vente d'électricité de référence (cf. art. 51a, al. 2, let. a^{bis}). L'art. 39 al. 1bis se réfère uniquement aux conventions d'objectifs avec remboursement du supplément réseau. Les conventions d'objectifs avec la Confédération ou le canton sont des conventions d'objectifs pour l'exemption de la taxe sur le CO_2 et pour l'accomplissement de l'article cantonal relatif aux gros consommateurs. Il n'est pas clair de quelles conventions d'objectifs on parle. De plus, cet article n'est pas compatible avec le rapport explicatif au sujet de l'art. 51e.
	e. qui ne revêtent pas un caractère durable;	e. dont la durée d'effet attendue est de moins d'un an ~~qui ne revêtent pas un caractère durable~~;	Let. e: Il faut une définition claire pour savoir ce qu'on entend par «caractère durable». L'effet de mesures pour lesquelles aucun effet d'économie persistant peut être calculé ne dépasse pas une année. Alternativement, cet alinéa doit être biffé
	f. qui visent des économies d'électricité par le biais d'un changement de comportement chez les consommateurs finaux.	f. *biffer*	Let. f: les mesures qui ne sont pas axées sur des modifications techniques, mais sur l'optimisation des processus de production, l'adaptation des structures organisationnelles, la formation à un comportement énergétiquement efficace ou les programmes d'économie d'électricité basés sur un feed-back sur la consommation sont des mesures pertinentes dans le cadre d'un conseil en énergie qui ne doivent pas être exclues. Conformément à l'art. 51b, al. 1, ch. b, les mesures sont autorisées dans la mesure où les économies d'électricité qu'elles permettent de réaliser peuvent être

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			calculées. Il est possible de calculer de manière plausible les économies réalisées grâce à des changements de comportement. D'une part, la spécification de mesures standard permet de fixer des exigences pour le calcul des économies (notamment en ce qui concerne la durée de l'effet de la mesure, car celle-ci est généralement courte). D'autre part, des critères d'admission peuvent être définis pour les mesures non standardisées. Exemple: programmes d'économie d'électricité basés sur le feed-back sur la consommation. Ces mesures présentent un grand potentiel. L'expérience de la branche montre que les ménages privés peuvent économiser en moyenne 5 à 8 % d'électricité rien qu'avec une appli d'économie d'électricité facile à utiliser. Les éléments de concepts de feed-back réussis pour la réduction de la consommation d'électricité ont en outre été mis en évidence dans l'étude «Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen» commandée par l'OFEN en 2015. Les exigences suivantes peuvent par exemple être définies pour l'admission des programmes d'économie d'électricité auprès des ménages : 1. présentation d'un feed-back sur la consommation personnalisé et fondé sur la science du comportement (par ex. basé sur les données individuelles de la courbe de charge et les caractéristiques du ménage) 2. preuve annuelle de la participation active au programme pour chaque ménage imputé (par ex. via des fichiers journaux) 3. détermination unique de l'efficacité du programme par la quantification des économies ou des études de terrain selon des critères de qualité scientifique. Le rapport explicatif (p. 10) mentionne également la possibilité de réaliser des conseils en matière d'énergie et de comptabiliser ces mesures.
	Art. 51f Obligations de communication 1 Les fournisseurs d'électricité communiquent	1 Les fournisseurs d'électricité déclarent dans	Al. 1:

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	à l'OFEN, jusqu'au 30 avril de chaque année: a. la quantité d'électricité, en MWh, vendue aux consommateurs finaux au cours de l'année civile précédente; b. la quantité d'électricité, en MWh, vendue dans l'approvisionnement de base au cours de l'année civile précédente;	un registre centralisé ~~communiquent à l'OFEN, jusqu'au 30 avril de chaque année~~:	- Afin que le système soit utilisable et fonctionne avec le moins de travail de transaction possible, l'établissement/le transfert de garanties doit se faire impérativement dans un registre centralisé indépendant. Ce, en s'appuyant sur l'art. 9 LEne sur les garanties d'origine. Pour des raisons d'efficacité, il est proposé que la déclaration de l'électricité écoulée soit aussi effectuée par le fournisseur dans le registre. - La France a elle aussi mis sur pied un registre pour son système de certificats; les valeurs empiriques montrent que celui-ci contribue grandement au bon fonctionnement du système. Toutes les annonces ont lieu via le registre.
	c. la quantité d'électricité, en MWh, vendue aux consommateurs finaux visés à l'art. 51a, al. 2, au cours de l'année civile précédente; d. les coûts occasionnés par la mise en œuvre des mesures chez les consommateurs finaux au cours de l'année civile précédente.	c. la quantité d'électricité, en MWh, vendue aux consommateurs finaux visés à l'art. 51a, al. 2, au cours de l'année civile précédente, en se basant sur la déclaration du consommateur final; e. *(nouveau)* les mesures mises en œuvre ou acquises.	Al. 1, let. c: en général, les fournisseurs d'électricité ne connaissent pas l'électricité vendue aux consommateurs finaux selon l'art. 51a, al. 2. Les consommateurs finaux sont obligés de déclarer au fournisseur s'ils ont une consommation intensive d'électricité ou s'ils ont conclu une convention d'objectifs avec la Confédération ou un canton. Al. 1, let. e: le fournisseur d'électricité annonce lui-même les mesures qu'il a acquises ou mises en œuvre.
	2 Lors de la première communication, les ventes d'électricité aux consommateurs finaux doivent être communiquées pour les trois années civiles précédentes.		
	Art. 51g Fixation de l'objectif L'OFEN fixe pour chaque fournisseur d'électricité, jusqu'au 30 novembre de chaque année: a. le volume de référence en matière de vente d'électricité; b. l'objectif.	*biffer*	Le volume de référence en matière de vente d'électricité est généralement saisi par le fournisseur d'électricité. L'objectif est calculé dans le registre en se basant sur ce volume. Pour des raisons d'efficacité, il est proposé que la déclaration de l'électricité écoulée soit effectuée par le fournisseur dans le registre uniquement. L'objectif peut simplement être calculé dans le registre et confirmé dans le registre par l'OFEN. Des décisions en ce sens sont nécessaires.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 51h Réalisation de l'objectif		
	1 Les fournisseurs d'électricité font valoir auprès de l'OFEN les mesures mises en œuvre ou acquises; les mesures sont imputées à l'objectif de l'année au cours de laquelle est effectuée l'annonce.	1bis *(nouveau)* La déclaration à l'OFEN se fait via un registre central. L'OFEN confirme dans le registre l'effet des mesures à prendre en compte pour atteindre l'objectif fixé. Les garanties peuvent être échangées et transférées.	Al. 1bis et 2: - Afin que le système soit utilisable et fonctionne avec le moins de travail de transaction possible, l'établissement/le transfert de garanties doit se faire impérativement dans un registre centralisé indépendant. Ce, en s'appuyant sur l'art. 9 LEne sur les garanties d'origine. - Le registre doit être géré par un service dont l'indépendance est réglée. Il faut une garantie des autorités pour la validité des garanties établies. - Le rapport explicatif mentionne que l'annonce d'une mesure pendant une année ultérieure à sa mise en œuvre ne réduit pas la durée d'effet ni, partant, l'économie d'électricité visée. Cela est à saluer.
	2 L'annonce doit en particulier inclure: a. le protocole d'économie dûment complété; b. la documentation technique indiquée dans le protocole d'économie, qui atteste les économies d'électricité; c. un justificatif attestant la mise en œuvre de la mesure et la période.	2 L'annonce d'une mesure dans le registre doit en particulier inclure:	
	3 Si un fournisseur d'électricité dépasse l'objectif fixé, son objectif pour l'année civile suivante est réduit d'autant.		L'al. 3 est expressément salué.
	Art. 51i Contrôle		
	1 L'OFEN contrôle les bases servant à la fixation de l'objectif et la mise en œuvre des mesures. Il peut en particulier: a. demander accès aux documents et aux informations nécessaires au contrôle; b. pénétrer dans des bâtiments, des exploitations et d'autres infrastructures pendant les heures habituelles de travail.	1 L'OFEN contrôle les bases servant à la fixation de l'objectif et la mise en œuvre des mesures sur la base d'échantillons aléatoires. Il peut en particulier:: b. *biffer*	Al. 1: le contrôle doit être effectué par échantillonnage afin de limiter les dépenses. La question se pose en outre de savoir si le contrôle ne pourrait pas être effectué par des organismes de certification. Al. 1, let. b: un droit d'accès forfaitaire porte atteinte à la sphère privée et va trop loin (le caractère proportionnel n'est pas donné). Si cette mesure devait être maintenue, elle doit être limitée à des cas de soupçon justifiés et les personnes/entreprises concernées doivent être informées à l'avance.
	2 La Commission fédérale de l'électricité peut vérifier les données et indications portant sur les livraisons aux consommateurs finaux afin de contrôler l'application de l'art. 6, al. 5ter, LApEl.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3 S'il est établi lors du contrôle que les mesures annoncées ne peuvent pas être prises en compte, les économies d'électricité sont déduites a posteriori chez le fournisseur d'électricité.		
	Art. 51j Publication L'OFEN publie chaque année: a. le nombre de fournisseurs d'électricité ayant un objectif à atteindre et la somme des objectifs fixés; b. la proportion de fournisseurs d'électricité ayant atteint, dépassé ou manqué leur objectif; c. le nombre et la nature des mesures mises en œuvre et les économies d'électricité réalisées par leur biais.		
	Art. 51k Disposition pénale Est punissable en vertu de l'art. 70, al. 1, let. g, LEne quiconque, intentionnellement, omet de communiquer les quantités d'électricité vendues ou fournit des indications erronées à leur sujet ou au sujet des mesures annoncées.	Est punissable en vertu de l'art. 70, al. 1, let. g, LEne quiconque, intentionnellement, omet de communiquer les quantités d'électricité vendues ou fournit, intentionnellement, des indications erronées à leur sujet ou au sujet des mesures annoncées. En sont exemptées les annonces selon l'art. 51f, al. 1, let c.	La vente selon l'art. 51f, al. 1, let. c, n'est pas connue des fournisseurs d'électricité. En cas de fausses informations fournies de la part des consommateurs finaux, aucune disposition pénale ne doit valoir pour le fournisseur d'électricité.
Chapitre 8 Encouragement **Section 1 Mesures**			
Art. 54 Installations pilotes et de démonstration ainsi que projets pilotes et de démonstration 1 Peuvent être soutenus: a. les installations et les projets pilotes: 1. qui servent à l'expérimentation technique de systèmes, de méthodes ou de concepts énergétiques, et 2. qui sont construits à une échelle permettant l'acquisition de données scientifiques, techniques, économiques ou sociales; b. les installations et les projets de démonstration:	**Art. 54 Installations pilotes et de démonstration ainsi que projets pilotes et de démonstration** 1 Peuvent être soutenus: a. les installations et les projets pilotes: 1. qui servent à l'expérimentation technique de systèmes, de méthodes ou de concepts énergétiques innovants, et 2. qui sont construits en tant que prototypes ou systèmes partiels permettant l'acquisition de données scientifiques et techniques;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
1. qui servent à prouver la capacité de fonctionnement dans des conditions proches de celles du marché, et 2. qui permettent une mise à l'épreuve complète sur les plans technique, économique et social dans la perspective 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 ou technologies de pointe et favorisent le dialogue sur l'énergie au sein de la population.	b. les installations et les projets de démonstration: 1. qui servent à prouver la capacité de fonctionnement à échelle réelle et dans des conditions proches de celles du marché, et 2. qui permettent une mise à l'épreuve complète sur les plans technique, économique et social dans la perspective de l'exploitation commerciale de technologies, de solutions et d'approches 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 ou technologies de pointe et sont d'une large portée.		
Section 3 Aides financières en faveur de projets individuels			
Art. 61 Aides financières aux installations et aux projets pilotes et de démonstration ainsi qu'aux essais sur le terrain et aux analyses	***Art. 61, al. 1 et 3***		
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): a. s'ils favorisent une utilisation économe et efficace de l'énergie ou l'utilisation des énergies renouvelables; b. si le potentiel d'application et les probabilités de succès sont suffisamment importants; c. s'ils sont conformes à la politique énergétique de la Confédération, et d. si les résultats obtenus sont accessibles au public et communiqués aux milieux intéressés.	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): a. s'ils contribuent de manière significative à la réalisation des objectifs de politique énergétique et climatique de la Confédération; b. s'ils visent à développer et tester des technologies, des solutions et des approches innovantes et permettent d'en tirer des enseignements; c. si le potentiel d'application des technologies, des solutions et des approches concernées et les probabilités de succès du projet sont suffisamment importants; d. si les résultats obtenus sont accessibles au public, et		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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, et d. le potentiel du projet à acquérir une envergure nationale.	e. si les coûts du projet rapportés aux critères visés aux let. a à d sont proportionnés. 3 L'OFEN fixe le montant de l'aide financière sur la base des coûts imputables et prend notamment en compte le rapport visé à l'al. 1, let. e.		
Chapitre 10 Analyses des impacts, géodonnées et traitement des données			
Art. 69a Aperçu géographique des installations de production d'électricité 1 Conformément aux exigences de l'OFEN, l'organe d'exécution documente les installations de production d'électricité enregistrées sous forme de géodonnées qu'il transmet à l'OFEN. 2 L'OFEN établit et publie une vue d'ensemble contenant en particulier les indications ci-après pour chacune des installations de production d'électricité: a. emplacement; b. technologie; c. catégorie d'installation; d. puissance; e. date de mise en service. 3 En cas d'agrandissement d'une installation de production d'électricité, la vue d'ensemble répertorie en sus les indications concernant la catégorie d'installation, la puissance et la date de mise en service de l'agrandissement. 4 Si l'organe d'exécution dispose d'indications sur l'orientation et l'inclinaison des modules des installations photovoltaïques, l'OFEN les publie également.	***Art. 69a, al. 2, let. f*** 2 L'OFEN établit et publie une vue d'ensemble contenant en particulier les indications ci-après pour chacune des installations de production d'électricité: f. le cas échéant, intérêt national.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 69b Aperçu géographique des installations de production de combustibles et carburants 1 Conformément aux exigences de l'OFEN, l'organe d'exécution documente les géodonnées des installations de production de combustibles et carburants enregistrées et les transmet à l'OFEN. 2 L'OFEN établit et publie une vue d'ensemble contenant en particulier les indications ci-après pour chacune des installations de production de combustibles et carburants: a. emplacement; b. technologie; c. capacité de production et production annuelle d'énergie; d. date de mise en service; e. désignation du combustible ou carburant produit.		
Art. 70 Traitement des données personnelles et des données des personnes morales Les données personnelles, ainsi que les données des personnes morales, y compris les données sensibles sur des poursuites administratives ou pénales et sur des sanctions, peuvent être conservées pendant dix ans au plus.	***Art. 70, titre et al. 2*** *Ne concerne que le texte allemand* 2 L'organe d'exécution octroie aux autorités suivantes l'accès aux données personnelles ainsi qu'aux données des personnes morales collectées dans le cadre des art. 4b et 4c pour l'accomplissement des tâches d'exécution suivantes leur incombant: a. l'OFEN, pour ses tâches d'exécution: 1. dans le cadre de l'encouragement des installations de production d'électricité à partir de la biomasse (art. 19, 27, 33a, LEne), 2. dans le cadre de la réduction des émissions de CO2 des bâtiments (contributions globales) (art. 34 de la loi du 23 décembre 2011 sur le CO2), 3. dans le cadre de l'obligation de marquage (étiquette-énergie) lors de la		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	mise en circulation ou de la fourniture de voitures de tourisme, de voitures de livraison et de tracteurs à sellette légers (art. 10 à 12a de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique), 4. dans le cadre du suivi visé à l'art. 55 LEne; a. l'OFEV, pour ses tâches d'exécution: 1. dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (art. 15 à 21 de la loi sur le CO2), 2. dans le cadre de la compensation s'appliquant aux carburants (art. 26 à 28 de la loi sur le CO2), 3. dans le cadre de l'engagement à réduire les émissions de gaz à effet de serre (art. 31 et 32 de la loi sur le CO2); c. l'Office fédéral de l'aviation civile, pour ses tâches d'exécution dans le cadre du régime de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI); d. l'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières (OFDF), pour l'exécution de la législation concernant l'impôt sur les huiles minérales et pour la perception et le remboursement de la taxe sur le CO2; e. les cantons, dans la mesure où l'exécution des dispositions cantonales dans le domaine des bâtiments le requiert (art. 45 LEne et art. 9 de la loi sur le CO2).		
Chapitre 13 Dispositions finales			
	Art. 80a Dispositions transitoires concernant les garanties d'origine pour les combustibles et carburants 1 Le service de clearing exploité par l'industrie gazière doit transférer les données traitées en vertu de l'art. 45e de l'ordonnance du 20		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales dans sa version du 1er janvier 2022 à l'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEne le 1er janvier 2025 au plus tard. 2 L'organe d'exécution établit des garanties d'origine pour les quantités de biogaz, de biohydrogène et de gaz synthétique suisses produites jusqu'au 31 décembre 2024 et annoncées au service de clearing en vertu de l'art. 45e de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales dans sa version du 1er janvier 2022 jusqu'au 28 février 2025 au plus tard. Celles-ci ont une durée de validité de 60 mois. 3 Il établit des garanties d'origine pour les certificats de biogaz étrangers enregistrés par le service de clearing du 1er avril 2021 au 31 décembre 2024 et qui n'ont pas encore été utilisés. Celles-ci ont une durée de validité de 12 mois. 4 Il établit des garanties d'origine pour les certificats de biogaz étrangers enregistrés par le service de clearing avant le 31 mars 2021 et qui n'ont pas encore été utilisés si le propriétaire peut attester du respect des exigences écologiques édictées dans les principes directeurs de l'Industrie gazière suisse pour le biogaz et autres gaz renouvelables du 1er avril 2021.		
	Art. 80b Dispositions transitoires concernant les gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité 1 Les fournisseurs d'électricité ont jusqu'au 30 avril 2025 pour soumettre à l'OFEN pour approbation les mesures mises en œuvre du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2024 qui remplissent les exigences visées aux art. 51b et 51e. 2 Pendant les trois premières années suivant l'entrée en vigueur de la modification du ...., l'objectif des fournisseurs d'électricité fait l'objet d'une réduction correspondant aux mesures approuvées visées à l'al. 1.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		3 *(nouveau)* Les fournitures provenant de contrats de fournisseurs d'électricité avec des consommateurs finaux qui ont fait usage de leur accès au réseau et dont la conclusion du contrat date d'avant l'entrée en vigueur de la modification du … sont exemptées du calcul du volume de référence en matière de vente d'électricité pour toute la durée. De même, ces fournitures sont généralement exemptées de la facturation des coûts selon l'art. 6, al. 5ter LApEl. 4 *(nouveau)* L'objectif est valable pour la première fois pour l'année civile 2026.	Al. 3: pour des raisons de sécurité contractuelle, les contrats existants ne doivent pas faire l'objet de la facturation proportionnelle des coûts selon l'art. 6, al. 5ter LApEl. Al. 4: seule l'illustration 2 du rapport explicatif fournit une information sur le début du système avec les prescriptions d'efficacité; cela doit être clarifié dans l'ordonnance.
		Art. 80c ***(nouveau)*** Les dispositions en vertu de l'art. 14, al. 3, sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.	Au cas où l'art. 14, al. 3, ne serait pas biffé, il faut également un délai transitoire à cet égard.
		Art. 80 d ***(nouveau*****)** Les dispositions en vertu de l'art. 12, al. 1 et 1bis sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.	Une disposition transitoire est également nécessaire pour que toutes les dispositions relatives aux tarifs et aux produits puissent être mises en œuvre au plus tôt en 2026.
	Modification d'autres actes		
	1. Ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales		
Chapitre 1 Dispositions générales **Section 1 Définitions et dispositions administratives**			
	Art. 2a Collaboration avec l'organe d'exécution		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	L'autorité fiscale et l'organe d'exécution visé à l'art. 64 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) peuvent échanger des données concernant les détenteurs d'autorisation en vertu de la loi sur l'imposition des huiles minérales émanant des rapports que doivent fournir les assujettis à l'impôt, les exportateurs et les bénéficiaires de remboursements.		
Chapitre 4 Perception de l'impôt **Section 1 Déclaration fiscale**			
Art. 41 Procédure à suivre pour la déclaration fiscale périodique 1 La personne assujettie à l'impôt doit remettre la déclaration fiscale périodique au plus tard le 10e jour du mois qui suit le jour de la naissance de la créance fiscale. 2 La déclaration fiscale périodique doit être remise sous la forme prescrite et fournir les quantités totales classées par genre de marchandise (numéro du tarif des douanes, numéro statistique) et par taux de l'impôt, séparément pour: a. les déclarations fiscales provisoires; b. chaque entrepôt agréé, et c. les entrepôts de réserves obligatoires hors des entrepôts agréés. 3 Si les taux de l'impôt changent, la personne assujettie à l'impôt doit remettre des déclarations fiscales séparées, avant et après la modification.	***Art. 41, al. 1bis*** 1bis Sont exemptés des obligations visées à l'al. 1 les établissements de fabrication de biocarburants destinés à la production d'électricité.		
Section 4 Dispositions spéciales applicables au biogaz, au biohydrogène et au gaz synthétique utilisés en tant que carburant en cas d'injection dans le réseau de gaz naturel ou de distribution directe dans une station-service	*Titre suivant l'art. 45d* **Section 4 Dispositions spéciales applicables aux biocarburants et au gaz naturel distribué dans des stations-service raccordées au réseau de gaz naturel**		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 45e 1 Le biogaz, le biohydrogène et le gaz synthétique doivent être déclarés au service de clearing exploité par l'industrie gazière: a. lorsqu'ils correspondent aux dispositions de la directive de mars 201667 de la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux pour l'injection de gaz renouvelables (Directive G13) et qu'ils sont injectés dans le réseau de gaz naturel et mesurés par une connexion fixe, ou b. lorsqu'ils sont préparés comme carburants et qu'ils sont distribués directement dans une station-service. 2 Les établissements de fabrication de biogaz, de biohydrogène ou de gaz synthétique doivent présenter à l'autorité fiscale via le service de clearing: a. la déclaration fiscale périodique au sens de l'art. 20 Limpmin; b. le rapport périodique au sens de l'art. 31 Limpmin. 3 Les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent présenter à l'autorité fiscale via le service de clearing les rapports selon lesquels une différence d'impôt au sens de l'art. 4, al. 2, let. a, Limpmin a pris naissance. 4 Les établissements de fabrication de biogaz, de biohydrogène et de gaz synthétique ainsi que les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent tenir des relevés sur: a. la réception de biogaz, de biohydrogène et de gaz synthétique ventilée par fournisseurs; b. la remise de biogaz, de biohydrogène et de gaz synthétique ventilée par destinataires. 5 Les importateurs, les exportateurs et les intermédiaires doivent annoncer toutes les quantités de biogaz, de biohydrogène et de gaz synthétique importées, exportées et commercialisées au service de clearing.	***Art. 45e*** 1 Le biogaz, le biohydrogène et le gaz synthétique doivent être déclarés à l'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEne: a. lorsqu'ils correspondent aux dispositions de la directive de mars 201615 de la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux pour l'injection des gaz renouvelables (directive G13) et qu'ils sont injectés dans le réseau de gaz naturel et mesurés par une connexion fixe, ou b. lorsqu'ils sont préparés comme carburants et qu'ils sont distribués directement dans une station-service. 2 Les établissements de fabrication de biocarburants doivent présenter à l'autorité fiscale via l'organe d'exécution: a. la déclaration fiscale périodique au sens de l'art. 20 Limpmin; b. le rapport périodique au sens de l'art. 31 Limpmin. 3 Les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent présenter à l'autorité fiscale via l'organe d'exécution les rapports selon lesquels une différence d'impôt au sens de l'art. 4, al. 2, let. a, Limpmin a pris naissance. 4 Les établissements de fabrication de biocarburants ainsi que les fournisseurs et les vendeurs de gaz naturel doivent tenir des relevés sur: a. la réception de biocarburants ventilée par fournisseurs; b. la remise de biocarburants ventilée par destinataires. 5 Les importateurs, les exportateurs et les intermédiaires doivent annoncer toutes les quantités de biocarburants importées, exportées et commercialisées à l'organe d'exécution. 6 Les données sont immédiatement transmises à l'OFDF par l'organe d'exécution. Ce dernier contrôle en particulier si les quantités annoncées ont été entièrement comptabilisées et n'ont pas été utilisées ou imputées plusieurs fois.		

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l’AES</th><th>Remarque de l’AES</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>2. Ordonnance du 21 mai 2008 sur la géo-information</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Annexe 1
(Art. 1, al. 2)</td><td>Annexe 1
(art. 1, al. 2)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Catalogue des géodonnées de base relevant du droit fédéral</td><td>Catalogue des géodonnées de base relevant du droit fédéral</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>Ajouter l’entrée suivante à la fin du tableau de l’annexe 1:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2008/389/fr#annex_1/lvl_u1</td><td><table>
<tr><th>Désignation</th><th>Base légale</th><th>Service compétent (RS 510.62, art. 8, al. 1) [Service spécialisé de la Confédération]</th><th>Géodonnées de référence</th><th>Cadastre RDPPF</th><th>Niveau d’autorisation</th><th>Service de téléchargement</th><th>Identificateur</th></tr>
<tr><td>Installations de production de biocombustibles, de biocarburants ou d’hydrogène</td><td>RS 730.01
art. 69b</td><td>OFEN</td><td></td><td></td><td>A</td><td>X</td><td>?</td></tr>
</table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3. Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l’énergie</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Annexe 3
(art. 14b)</td><td>Annexe 3
(art. 14b)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Barème des émoluments dans le domaine de la garantie d’origine</td><td>Barème des émoluments dans le domaine de la garantie d’origine</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES

	Émoluments en francs	Unité
1. Enregistrement et saisie		
Émolument de base pour une installation de production d'électricité (selon le type d'installation)	max. 200	par an
Émolument de base pour un compte utilisateur (selon le type de compte)	max. 200	par an
Saisie de la quantité d'électricité produite (selon le type d'installation)	max. 0.03	par MWh
2. Transactions		
Établissement des garanties d'origine (selon le type d'installation)	max. 0.03	par MWh
Transmission de garanties d'origine en Suisse	max. 0.03	par MWh
Importation et exportation de garanties d'origine	max. 0.03	par MWh
Établissement d'ordres permanents	max. 200	par affaire
3. Annulation		
Annulation des garanties d'origine	max. 0.03	par MWh
Établissement des confirmations d'annulation des garanties d'origine	max. 100	par affaire

	Émoluments en francs	Unité
1. Enregistrement et saisie		
Émolument de base pour une installation de production, par type d'installation	max. 200	par an
Émolument de base pour un compte utilisateur, par type de compte	max. 200	par an
Saisie de la quantité d'électricité produite, par type d'installation	max. 0.03	par MWh
2. Transactions dans le domaine de l'électricité		
Établissement des garanties d'origine, par type d'installation	max. 0.03	par MWh
Transmission de garanties d'origine en Suisse	max. 0.03	par MWh
Importation et exportation de garanties d'origine	max. 0.03	par MWh
Établissement d'ordres permanents	max. 200	par affaire
3. Transactions dans le domaine des combustibles et carburants		
Établissement des garanties d'origine (selon le type d'installation)	max. 0.2	par MWh
Transmission de garanties d'origine en Suisse	max. 0.2	par MWh
Importation et exportation de garanties d'origine	max. 0.2	par MWh
Établissement d'ordres permanents	max. 200	par affaire
4. Annulation		
Annulation des garanties d'origine	max. 0.03	par MWh
Établissement des confirmations d'annulation des garanties d'origine	max. 100	par affaire

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	4. Ordonnance du DETEC du 1er novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM)		
Section 2 Marquage de l'électricité			
Art. 8 1 Le marquage de l'électricité prévu par l'art. 9, al. 3, let. b LEne14 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:	***Art. 8 al. 1*** 1 Le marquage de l'électricité prévu par l'art. 9, al. 3, let. b, LEne doit figurer au moins une fois par année civile sur la facture d'électricité ou en annexe de celle-ci. Le marquage de l'électricité comprend une comparaison graphique du produit livré et du mix du fournisseur de l'entreprise assujettie au marquage de l'électricité et comporte les indications suivantes:	1 Le marquage de l'électricité prévu par l'art. 9, al. 3, let. b, LEne ainsi que la communication de ce dernier aux consommateurs finaux doit se faire ~~figurer~~ au moins une fois par année civile. ~~sur la facture d'électricité ou en annexe de celle-ci. Le marquage de l'électricité comprend une comparaison graphique du produit livré et du mix du fournisseur de l'entreprise assujettie au marquage de l'électricité~~ Par le biais du marquage de l'électricité, l'entreprise soumise à l'obligation de marquage de l'électricité informe les consommateurs finaux au moins sur le mix de fournisseurs de l'entreprise soumise à l'obligation de marquage de l'électricité, en renvoyant au site web correspondant, avec ~~et comporte~~ les indications suivantes:	Al. 1: le marquage de l'électricité doit être développé en tenant compte de la réalité actuelle de la communication. Les EAE doivent pouvoir décider elles-mêmes comment et quand elles informent les consommateurs finaux au cours de l'année civile (lettre, facture, portail client, magazine client, etc.). De plus, les factures sont aujourd'hui souvent payées par e-bill et ne sont plus consultées (en détail) par les consommateurs finaux. Les mix de fournisseurs de toutes les EAE suisses, y compris la comparaison entre eux (triables selon différents critères: alphabétiquement par EAE, par agent énergétique ou par électricité subventionnée) et la comparaison avec le mix de fournisseurs moyen en Suisse se trouve de manière simple, uniforme, moderne et conviviale sur https://www.strom.ch/de/service/stromkennzeichnung. Un renvoi au site Internet susmentionné sur le marquage de l'électricité de chaque EAE semble donc nettement plus efficace que la solution proposée actuellement, à savoir la «comparaison graphique entre le produit fourni et le mix de fournisseurs». Il est important pour la transparence de communiquer aux consommateurs finaux les contenus selon les lettres a à e. La forme de cette communication doit être laissée à l'appréciation des EAE. La proposition de biffer les tableaux de l'annexe 1 de l'OGOM, chiffres 2.4 et 2.5, ainsi que des figures 1 et 2, est clairement approuvée. L'effort de marquage de l'électricité doit rester raisonnablement gérable pour les EAE, notamment dans le contexte du marquage trimestriel de l'électricité qui entrera en vigueur début 2027.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
a. pourcentage des agents énergétiques utilisés pour produire l'électricité fournie; b. pourcentage d'électricité produite en Suisse et à l'étranger; c. année de référence; 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.	a. pourcentage des agents énergétiques utilisés pour produire l'électricité fournie; b. pourcentage d'électricité produite en Suisse et à l'étranger; c. indications concernant les émissions de CO2 provenant directement de la production d'électricité et la quantité de déchets radioactifs produits selon la garantie d'origine; d. année de référence; e. nom et adresse de l'entreprise soumise à l'obligation de marquage.	a. pourcentage des agents énergétiques utilisés pour produire l'électricité fournie, classés au moins dans les catégories principales du tableau 1.1 de l'annexe 1; 1bis *(nouveau)* L'Office fédéral de l'énergie veille à ce que les informations nécessaires à l'accomplissement des indications visées à l'al. 1, let. c, soient publiées chaque année avant le 31 décembre.	Les EAE qui souhaitent aller plus loin doivent pouvoir continuer à le faire, d'où l'expression «au moins». Al. 1, let. a: en tant qu'exigence minimale, il est judicieux de se concentrer sur les catégories principales que sont les énergies renouvelables, le courant au bénéfice de mesures d'encouragement, l'énergie nucléaire et les agents énergétiques fossiles. La distinction entre l'énergie hydraulique et les autres énergies renouvelables ne semble plus être d'actualité. Il est plus utile pour le consommateur final d'obtenir une information claire plutôt qu'une information trop détaillée et par conséquent peu claire. Alinéa 1bis: il faut s'assurer que toutes les entreprises soumises à l'obligation de marquage utilisent les mêmes bases pour calculer les émissions de CO2 exigées par l'article 8, alinéa 1, lettre c. L'OFEN veille à ce que ces informations soient disponibles. Il convient de veiller à ce que les directives relatives au calcul des émissions de CO2 directement générées (*scope* 1) correspondent à d'autres directives dans le domaine des comptes rendus sur le changement climatique. L'AES fera des recommandations à ce sujet.
Section 3 Dispositions finales			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 9c Disposition transitoire relative à la modification du …. 2024 Les nouvelles directives de l'art. 8 et de l'annexe 1 s'appliquent pour la première fois à l'année de livraison 2025.		
Annexe 1 **(art. 1 et 8)**	**Annexe 1** **(art. 1 et 8)**		
Exigences concernant le marquage de l'électricité	**Exigences concernant le marquage de l'électricité**		
1 Agents énergétiques et affectation			
1.1 Les agents énergétiques doivent être mentionnés comme suit: Catégories principales obligatoires Énergies renouvelables - Énergie hydraulique - Autres énergies renouvelables - Courant au bénéfice de mesures d'encouragement Énergies non renouvelables - Énergie nucléaire - Agents énergétiques fossiles		Catégories principales obligatoires - Énergies renouvelables ~~- Énergie hydraulique~~ ~~- Autres énergies renouvelables~~ - Courant au bénéfice de mesures d'encouragement ~~Énergies non renouvelables~~ - Énergie nucléaire - Agents énergétiques fossiles	Une nouvelle classification est nécessaire. La distinction entre l'énergie hydraulique et les autres énergies renouvelables ne semble plus être d'actualité. Comme exigence minimale, il est judicieux de se concentrer sur les catégories principales suivantes : - Énergies renouvelables, - Courant au bénéfice de mesures d'encouragement- l'énergie nucléaire et - Énergies fossiles Les sous-catégories restent facultatives.
2 Marquage			
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.	***Ch. 2.4*** *Abrogé*		
2.5 Si le tableau indique le mix du produit visé à l'art. 4, al. 2, OEne (exemple: fig. 2), il convient aussi de mentionner le lieu de publication commune visé à l'art. 4, al. 3, OEne. Exemple d'un tableau de marquage de l'électricité répondant aux exigences minimales pour l'indication du mix du fournisseur:	***Ch. 2.5*** *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/764/fr#annex_1/lvl_u1/lvl_2	**Figure 1** *Abrogée*		
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/764/fr#annex_1/lvl_u1/lvl_2	**Figure 2** *Abrogée*		

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEl

28.5.2024

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 1 Dispositions générales			
Art. 1 Objet et champ d'application 1 La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, LApEl. 2 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la LApEl dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEl. 3 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEl et de la présente ordonnance. Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz: a. produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site; b. soutire pour ses propres besoins et pour le fonctionnement des pompes (art. 4, al. 1, let. b, 2e phrase, LApEl). 3bis Les points d'injection et de soutirage du réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV reliés	***Art. 1, al. 2 à 3bis*** 2 Le réseau de courant de traction (art. 14a, al. 2, LApEl) est soumis à la LApEl dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEl. 3 Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site. 3bis Les points d'injection et de soutirage du réseau de courant de traction reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage.		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage. 4 La LApEl et la présente ordonnance s'appliquent également aux lignes électriques transfrontalières du réseau de transport exploitées en courant continu et aux installations annexes nécessaires.			
Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement	*Titres précédant l'art. 3* **Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement** **Section 1 Raccordement au réseau**		
Art. 3 Raccordement au réseau 1 Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau. 2 Ils fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement. 2bis Si un gestionnaire de réseau doit procéder à un changement de raccordement justifié par la consommation propre ou un regroupement pour la consommation propre, les coûts de capital qui en découlent pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement sont indemnisés proportionnellement par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers du regroupement. 3 En cas de conflit au sujet de l'attribution de consommateurs finaux, de producteurs d'électricité ou de gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné, ou au sujet du dédommagement dû en cas de changement de raccordement, la Commission de l'électricité (ElCom) tranche.	***Art. 3, titre*** *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Titre précédant l'art. 4 **Section 2 Approvisionnement de base**		
Art. 4 Fourniture d'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base 1 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. 2 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il ne peut prendre en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, au maximum que les coûts de revient propres à chacune des différentes installations de production. Ce faisant, les coûts de revient d'une production efficace ne doivent pas être dépassés et les mesures de soutien éventuelles doivent être déduites. Si l'électricité ne provient pas de ses propres installations de production, la déduction est effectuée conformément à l'art. 4a. 3 Si le gestionnaire du réseau de distribution acquiert l'électricité qu'il fournit selon l'art. 6, al. 5bis, LApEl auprès d'installations de production d'une puissance maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh, il prend en compte, en dérogation à la méthode reposant sur les coûts de revient (al. 2), les frais d'acquisition, y compris les coûts destinés aux garanties d'origine, et ce jusqu'à concurrence du taux de rétribution déterminant, fixé aux annexes 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production	**Art. 4 Tarifs de l'approvisionnement de base** 1 Le gestionnaire du réseau de distribution fixe les tarifs de l'approvisionnement de base par année civile (année tarifaire). 2 Les montants des tarifs de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl) se fondent sur les coûts énergétiques imputables. Leur calcul repose sur les principes suivants: a. les coûts de revient moyens sont calculés sur l'ensemble de la production d'électricité issue des propres installations et des prélèvements reposant sur des participations, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base; b. dans les contrats d'achat, sont réputés coûts énergétiques imputables les frais d'acquisition moyens de l'ensemble des contrats relevant de l'approvisionnement de base en vertu de l'al. 3;	2 Les montants des tarifs de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl) se fondent sur les coûts énergétiques imputables. Leur calcul repose sur les principes suivants: a. *cf. nouvelle let. e.* a. *(nouveau)* Les coûts de revient à prendre en compte dans l'approvisionnement de base, en vertu de l'art. 4a, al. 1, OApEl, correspondent aux coûts de revient de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes.	Al. 2: l'AES considère fondamentalement qu'il y a différentes composantes (catégories) à prendre en compte dans le calcul des coûts (production propre, contrats d'approvisionnement, etc.). Chacune est considérée de manière distincte, autrement dit, chaque catégorie a ses coûts spécifiques. En les additionnant, on obtient le coût total. Le calcul rétrospectif repose sur le même principe. Al. 2, let. a (nouveau): à ce jour, l'alinéa 2 ne précise pas que la première part minimale au sens de l'art. 4a, al. 1, concerne exclusivement la production propre renouvelable indigène, les prélèvements d'électricité renouvelable indigène reposant sur des participations et l'électricité découlant de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEne, pour autant qu'elle comprenne des garanties d'origine (GO). C'est pourtant ce qui ressort clairement des explications relatives à l'OApEl (cf. page 15: «La première part minimale fixée par le Conseil fédéral correspond à une partie de la production propre renouvelable indigène qui est affectée pour les clients de l'approvisionnement de base au prix de revient.»). Pour éviter toute marge d'interprétation inutile, une précision s'impose via l'ajout d'une nouvelle lettre a dans l'OApEl. Le contenu de l'ex-let. a figurera désormais en e. Le fournisseur à l'approvisionnement de base peut vendre dans l'approvisionnement de base l'électricité achetée en vertu de l'article 15 de la LEne pour laquelle il ne reçoit pas de garanties d'origine. Ce courant n'est toutefois pas considéré comme renouvelable suisse au sens de la production propre élargie.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). Sont déterminants: a. pour les installations de production mises en service avant le 1er janvier 2013: les taux de rétribution applicables au 1er janvier 2013; b. pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW: les taux de rétribution selon l'appendice 1.2 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie, dans sa version en vigueur le 1er janvier 2017. 4 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité. 5 Les coûts de l'électricité provenant d'installations de production qui participent au système de rétribution de l'injection, qui obtiennent un financement des frais supplémentaires ou qui bénéficient de mesures de soutien cantonales ou communales comparables ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl.	c. les coûts énergétiques imputables incluent les coûts de distribution ainsi que les coûts administratifs attribuables à l'approvisionnement de base;	c. *Cf. nouvelle let. f.* c. *(nouveau)* Les frais d'acquisition de l'énergie reprise en vertu de l'art. 15, al. 1, LEne peuvent être imputés à l'approvisionnement de base pour toutes les installations mises en service à compter de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance, et ce dans la limite des coûts prévus à l'art. 15, al. 1bis et 1ter LEne. Les coûts pour les garanties d'origine viennent en sus. Les rétributions en vertu de contrats de reprise existants pour des installations au sens de l'art. 15 sont imputables jusqu'à la date de résiliation au plus tard, mais au maximum pendant 5 ans.	Al. 2, let. c (nouveau): une nouvelle lettre (let. c) doit être intégrée au texte de l'ordonnance à propos des quantités d'électricité reprises, dont il n'est pour l'instant fait nulle mention dans le présent article (l'art. 15, al. 3, LEne dispose simplement que les GRD ont la possibilité de facturer à leurs consommateurs finaux captifs l'électricité reprise et rétribuée conformément aux al. 1 à 1ter). Dans l'approvisionnement de base, seule la valeur la plus élevée entre le prix de marché de référence et le taux de rétribution minimal devrait être imputable. Cela encourage une harmonisation des rétributions de reprise de l'électricité à l'échelle de toute la Suisse. Les garanties d'origine peuvent être rémunérées au prix convenu. Il faudrait en outre permettre la priorisation de certains refoulements (notamment ceux rétribués au minimum) dans l'approvisionnement de base. L'obligation de rétribuer des montants minimaux peut en effet occasionner des pertes pour les gestionnaires de réseau, ce qui va à l'encontre de la volonté politique et est préjudiciable tant sur un plan macro-économique que micro-économique. Les frais d'acquisition incluent également les frais de gestion, à savoir les frais administratifs et de distribution liés au traitement des refoulements. Une exception doit être prévue pour les contrats de reprise existants et pour une durée limitée (5 ans).
	d. le bénéfice approprié se calcule sur la base du capital que le gestionnaire du réseau de distribution a engagé pour assurer l'approvisionnement de base, en appliquant les intérêts calculés conformément à l'annexe 3 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR).	d. *Cf. nouvelle let. g.* d. *(nouveau)* Les coûts et produits liés à des ajustements nécessaires de quantités pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base sont imputables.	Art. 4, al. 2, let. d (nouveau): les quantités d'énergie à acheter ou à vendre obligatoirement car indispensables à la fourniture effective d'électricité aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base n'étant évoquées nulle part, il faut prévoir d'ajouter une nouvelle lettre à ce sujet. L'énergie d'ajustement et les achats de remplacement en cas de panne imprévue d'une centrale, par exemple, doivent impérativement être acquis à court terme (pendant l'année tarifaire et donc après la date limite de l'al. 3) afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement. Il faut donc faire

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			le nécessaire pour que ces quantités d'énergie et les coûts/produits y afférents puissent être imputés dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les coûts et les produits doivent être affectés en respectant au maximum le principe de causalité. Si ce n'est pas possible, alors il convient de procéder à une pondération quantitative, de manière proportionnelle donc. Si un gestionnaire de réseau dispose d'une quantité d'approvisionnement de base inférieure à la quantité de d'énergie refoulée, il n'est pas clarifié où l'électricité excédentaire doit être vendue. L'organe de reprise et de rétribution centralisé, déjà revendiqué à plusieurs reprises par l'AES, devrait se charger de cette tâche.
		e. *(ex-let. a)* Les coûts de revient ~~moyens~~ sont calculés sur l'ensemble de la production d'électricité issue des propres installations et des prélèvements reposant sur des participations pour le volume excédant la part minimale vendue dans l'approvisionnement de base, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base. Le taux d'intérêt calculé selon l'annexe 3 de Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables du 1er novembre 2017 (OEneR) est utilisé pour déterminer les coûts de revient pour l'approvisionnement de base ;	Art. 4, al. 2, let. e (ex-let. a): afin d'assurer la cohérence avec les dispositions légales (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl) et d'éliminer toute marge d'interprétation inutile, il convient de préciser que cette disposition ne s'applique qu'à la quantité résiduelle vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base (cf. sur ce point les explications relatives à l'art. 4, al. 2, let. a). Comme il est déjà inscrit au niveau de la loi (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1) que les coûts de revient moyens doivent être pris en compte, il n'est pas nécessaire d'en refaire mention ici. Le bénéfice sur le capital utilisé pour les centrales électriques au service de l'approvisionnement de base doit continuer à être imputable, sinon les fournisseurs à l'approvisionnement de base disposant de leurs propres centrales électriques seraient pénalisés. Comme la let. g propose une formulation qui reflète effectivement la pratique en vigueur, une précision est nécessaire.
		f. *(ex-let. c)* Les coûts énergétiques imputables incluent les coûts de distribution ainsi que les coûts administratifs attribuables à l'approvisionnement de base;	
		g. *(ex-let. d)* Les coûts administratifs et les coûts de vente imputables ainsi qu'un	Al. 2, let. g (ex-let. d): nous approuvons le principe de séparation des coûts et des bénéfices,

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		bénéfice approprié ne doivent en règle générale pas dépasser le seuil de 75 francs par destinataire de facture. Lorsque les couts adiminstratifs et les coûts de vente dépassent 75 francs par destinataire de facture, le bénéfice imputable est calculé en appliquant le taux d'intérêt calculé selon l'annexe de l'OEneR du 1er novembre 2017 sur le capital investi dans la vente. ~~le bénéfice approprié se calcule sur la base du capital que le gestionnaire du réseau de distribution a engagé pour assurer l'approvisionnement de base, en appliquant les intérêts calculés conformément à l'annexe 3 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR).~~	qui implique d'indiquer séparément les nouvelles lettres f et g. L'accomplissement des tâches légales doit couvrir les coûts du fournisseur à l'approvisionnement de base. La notion de capital reste toutefois ambiguë dans ce contexte. D'après les déclarations de la Confédération et le rapport explicatif, les nouvelles lettres f et g doivent refléter la pratique actuelle. De notre côté également, nous sommes favorables au maintien, sur le principe, de la pratique en vigueur et nous proposons que la nouvelle lettre g soit adaptée en conséquence. Cependant, le critère d'intervention devrait être augmenté de 60 à 75 francs. D'une part, parce que l'abaissement du critère d'intervention de 75 francs à 60 francs par l'ElCom (7 juin 2022) n'était pas approprié, mais surtout motivé par des raisons politiques, et d'autre part, parce que les charges et les défis supplémentaires liés au projet actuel entraînent une augmentation des coûts administratifs et des coûts de vente du fournisseur à l'approvisionnement de base. Un critère d'intervention de 60 francs serait le minimum absolu.
		h. *(nouveau)* Cette valeur seuil est adaptée chaque année au renchérissement.	Al. 2, let. h: une adaptation au renchérissement est nécessaire. Il faut éventuellement prévoir une réglementation générale pour tous les articles avec des montants fixes en francs (voir aussi art. 13e, al. 5).
	3 L'attribution des contrats d'achat (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl) nécessaire à la séparation entre les frais d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base et ceux relevant du segment de marché des consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau doit figurer dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2e phrase, LApEl) en fin d'année civile avec effet pour l'année tarifaire suivante.	3 Les contrats d'achat (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl) attribués à l'approvisionnement de base doivent ~~L'attribution des contrats d'achat (art. 6, al. 5bis, let. b, LApEl) nécessaire à la séparation entre les frais d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base et ceux relevant du segment de marché des consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau doit~~ figurer dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2e phrase, LApEl) en fin d'année civile ~~avec effet pour l'année tarifaire suivante~~.	Al. 3: Il faut préciser que les contrats de marché ne doivent pas être déclarés à l'ElCom (les contrats de marché, qui sont souvent aussi des contrats *back-to-back*, seraient très compliqués à déclarer). Avec la séparation des portefeuilles, seuls les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de base doivent être annoncés; les contrats pour le segment de marché doivent être documentés (mais pas annoncés) conformément à la loi (art. 6, al. 5bis, let. b), c'est-à-dire que l'ElCom pourrait consulter ces contrats sur demande. Comme la loi précise déjà que chaque contrat doit être attribué une fois pour toute sa durée

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			de validité, il n'est pas nécessaire de le préciser encore ici. Néanmoins, pour éviter tout malentendu, il convient de préciser que l'obligation d'attribution s'applique à tous les contrats nouvellement souscrits.
Art. 4a Déduction des mesures de soutien en cas de prise en compte des frais d'acquisition dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie	**Art. 4a Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables**		Il y a lieu de préciser que pour la production propre et l'électricité indigène, il s'agit de quantités annuelles et non pas de valeurs enregistrées toutes les 15 minutes.
1 Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci tient compte, dans le calcul des coûts maximaux pouvant être pris en compte dans ses tarifs, des rétributions uniques et contributions d'investissement, comme suit: a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques: 1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit, 2. si la rétribution unique n'a pas encore été fixée définitivement, une déduction est effectuée dès que le projet est inscrit sur la liste d'attente; cette déduction est déterminée sur la base des art. 7 et 38 OEneR. 3. si les frais d'acquisition sont pris en compte (art. 4, al. 3), sont déduits, indépendamment du fait qu'une rétribution unique ait été accordée ou non: – pour les installations mises en service à partir du 1er janvier 2023 qui injectent la totalité de l'électricité produite: 40 % du taux de rétribution déterminant, – pour les autres installations: 20 % du taux de rétribution déterminant; b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques ou pour les installations de biomasse:	1 Chaque année tarifaire, le gestionnaire du réseau de distribution affecte à l'approvisionnement de base au moins 50 % de sa production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl) issue d'énergies renouvelables indigènes. Une part minimale inférieure est admise pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.	1 Chaque année tarifaire, le gestionnaire du réseau de distribution affecte à l'approvisionnement de base au moins 50 % de sa production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl) issue d'énergies renouvelables indigènes <u>y compris les garanties d'origine correspondantes</u>. Une part minimale inférieure est admise pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.	Al. 1: pour que les parts minimales soient respectées, il faut non seulement que la quantité d'énergie correspondante soit attribuée, mais aussi que les garanties d'origine correspondantes soient apportées. Les garanties d'origine sont le produit par lequel la qualité de l'électricité est attestée. La part prescrite à la quantité à l'approvisionnement de base qui doit être issue de production propre élargie est trop élevée. Sans cette réduction, l'exigence pour les entreprises ayant une production propre importante serait beaucoup plus stricte que pour les autres fournisseurs à l'approvisionnement de base.
	2 Il fixe le pourcentage visé à l'al. 1 dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2e phrase, LApEl) au 31 août, avec effet pour l'année tarifaire suivante.	2 *biffer*	Al. 2: une définition ai préalable de la part selon al. 1 n'est pas possible en raison de différents facteurs comme des fluctuations ou défaillances de la production, p. ex. en raison des conditions météorologiques. Si l'alinéa 2 n'est pas supprimé, la part minimale à fixer au 31 août doit au moins pouvoir être respectée dans une fourchette raisonnable, car il n'est guère possible, pour les raisons mentionnées, de « faire un point » en ce qui concerne la part.
	3 Au moins 20 % de l'électricité affectée à l'approvisionnement de base doit être issue d'énergies renouvelables et provenir d'installations sises en Suisse. Si cette part minimale n'est pas atteinte dans le cadre de la vente de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base visée à l'al. 1, les contrats d'achat que le gestionnaire de réseau conclut doivent porter sur une durée	3 Au moins 20 % de l'électricité affectée à l'approvisionnement de base doit être issue d'énergies renouvelables et provenir d'installations sises en Suisse. Si cette part minimale n'est pas atteinte dans le cadre de la vente de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base visée à l'al. 1, les contrats d'achat que le gestionnaire de réseau conclut doivent porter sur une durée	Al. 3: le rapport explicatif suggère ici que ces contrats d'approvisionnement ne peuvent être que des Power Purchase Agreements ou PPA. Il convient toutefois de préciser que chaque contrat «indigène» souscrit pour une durée d'au moins 3 ans et intégrant à la fois l'énergie et la GO est conforme à la loi et peut donc être pris en compte pour atteindre la part minimale.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit, 2. dans les autres cas, une déduction correspondant au montant maximal fixé par voie de décision est effectuée à partir de l'octroi de la garantie de principe (art. 54, let. b, et 75, let. b, OEneR). 2 Si une rétribution unique ou une contribution d'investissement est fixée ultérieurement et diffère du montant déduit conformément à l'al. 1, la déduction peut être adaptée en conséquence à partir de la date à laquelle le montant a été défini. Cette règle ne s'applique pas si une déduction forfaitaire doit être pratiquée conformément à l'al. 1, let. a, ch. 3. 3 D'autres mesures de soutien comparables, mesures cantonales ou communales comprises, sont prises en compte par analogie.	d'au moins trois ans. 4 Pour attester le respect des parts minimales, le gestionnaire du réseau de distribution présente à l'ElCom, sur demande, les participations correspondantes et les contrats d'achat à moyen ou long terme.	d'au moins deux ans ~~trois ans~~. Les contrats d'achat peuvent être conclus avec une installation individuelle ou avec un pool d'installations. Outre la fourniture de l'électricité, ils doivent inclure le transfert des garanties d'origine des installations correspondantes.	Un contrat PPA couvre l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des GO provenant d'une centrale électrique appartenant à ce même groupe-bilan. Lorsqu'on parle d'électricité provenant d'énergies renouvelables produites par des installations situées sur le territoire suisse, on fait référence à des contrats qui couvrent l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des GO provenant d'installations situées en Suisse. La durée minimale doit également être abaissée à 2 ans au minimum. L'AES s'est toujours opposée à une longue durée, en particulier tant que le marché n'est pas encore établi. Cela correspond également à la discussion au sein de la commission parlementaire (selon le Bulletin officiel: BO 2023 N 1495), selon lequel l'avis de la commission et également de l'OFEN était clairement que par acquisitions à moyen et long terme on entendait plutôt deux à trois ans, pas plus, et que ces parts devaient être faibles au début.
Art. 4b Communication de la modification des tarifs de l'électricité 1 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse. 2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.	**Art. 4b Produit électrique standard** 1 Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2bis, LApEl), le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité au moyen de garanties d'origine pour au moins 75 % de l'électricité livrée.	1 Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2bis, LApEl), le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité par année civile au moyen de garanties d'origine pour au moins 65 % ~~75 %~~ de l'électricité livrée.	Al. 1: la prescription de 75% est trop élevée. Elle doit être abaissée à 65%. De plus, le principe doit être que la part en pour-cent doit être remplie sur la moyenne d'une année. Ainsi, la part peut être inférieure pendant un trimestre où la production d'énergie renouvelable indigène est moindre en raison de la météo, et plus élevée en conséquence pendant un autre trimestre où l'offre en énergie renouvelable indigène est plus grande. Autrement, il faudrait impérativement des dérogations, car, en particulier pendant les trimestres hivernaux, la part en pour-cent ne pourra probablement pas toujours être remplie (notamment lorsque les

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			clients du marché acquièrent également des garanties d'origine renouvelables indigènes). Il faudrait alors pouvoir acheter en plus des GO (moins chères) provenant d'Europe, ce qui contribuerait aussi à éviter une forte hausse des coûts dans l'approvisionnement de base.
	2 Il utilise en priorité les garanties d'origine correspondant à la production d'électricité de ses propres installations ou établies dans le cadre de prélèvements reposant sur des participations.	2 Il utilise en priorité les garanties d'origine correspondant à la production d'électricité de la propre production élargie ~~ses propres installations ou établies dans le cadre de prélèvements reposant sur des participations~~.	Al. 2: étant donné que l'électricité issue de l'obligation de reprise selon l'art. 15 LEne compte aussi dans la production propre élargie, les GO qui sont reprises pour cette production d'électricité doivent aussi pouvoir être utilisées de manière prioritaire. Toutefois, il n'y a pas d'obligation de céder la GO du côté du producteur pour l'électricité qui doit être reprise selon l'art. 15 LEne, c'est pourquoi l'utilisation de ces GO doit rester une disposition facultative.
Art. 4c Obligation de fournir des preuves et obligation d'annoncer liées à la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl 1 Sur demande, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve à l'ElCom que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il a pris en compte dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, pour chaque installation, au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2 ou 3, tant pour ses propres installations de production que pour les autres. 2 Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année à l'ElCom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans son tarif pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, il communique ces données pour chaque installation de production.	**Art. 4c Dispositif pour se prémunir contre les fluctuations de prix du marché** 1 Le gestionnaire du réseau de distribution se prémunit contre les fluctuations de prix du marché en s'assurant, au plus tard le 31 août de chaque année, que l'électricité dont il aura besoin pour l'approvisionnement de base au cours des années tarifaires suivantes proviendra, pour une part définie, de la production propre élargie et des contrats d'achat. 2 La part à assurer s'élève au moins à: a. 75 % pour l'année tarifaire suivante; b. 50 % pour l'année tarifaire subséquente; c. 25 % pour la deuxième année tarifaire subséquente. 3 La quantité d'électricité à assurer est calculée sur la base de la quantité moyenne vendue dans l'approvisionnement de base au cours des trois exercices précédents. Pour l'année tarifaire suivante (al. 2, let. a), des	1 Le gestionnaire du réseau de distribution se prémunit contre les fluctuations de prix du marché en s'assurant, au plus tard le 30 novembre ~~31 août~~ de chaque année, que l'électricité dont il aura besoin pour l'approvisionnement de base au cours des années tarifaires suivantes proviendra, pour une part définie, de la production propre élargie et des contrats d'achat. 2bis *(nouveau)* Les quantités d'électricité à reprendre en vertu de l'art. 15 LEne peuvent être prises en compte sur la base de valeurs prévisionnelles. 3 La quantité d'électricité à assurer est calculée sur la base de la quantité moyenne vendue dans l'approvisionnement de base au cours des trois exercices précédents. Pour les années tarifaires suivantes ~~l'année tari-~~	Al. 1: les clients peuvent faire une demande de libre accès au réseau jusqu'au 31 octobre. Cela peut poser problème lorsqu'une entreprise d'approvisionnement en électricité perd un gros client après le 31 août, mais qu'elle doit déjà avoir acheté 75% de l'énergie pour l'année suivante. Le risque d'un tel surachat est alors supporté par les autres clients. C'est pourquoi la date limite doit être reportée au 30 novembre au plus tard; en fait, elle pourrait aussi être fixée au 31 décembre. Al. 2bis: les quantités refoulée devraient pouvoir être prises en compte sur la base de valeurs prévisionnelles. Al. 3: la base pour l'acquisition d'énergie est toujours la prévision. Celle-ci comprend le passé, les corrections, les effets extraordinaires, etc. C'est pourquoi toute modification sur cette base – et pas uniquement les modifi-

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	valeurs prévisionnelles peuvent être utilisées si une modification majeure de la quantité d'électricité nécessaire dans l'approvisionnement de base est attendue. 4 Si des contrats d'achat sont conclus pour assurer la quantité d'électricité requise, leur conclusion doit être échelonnée dans le temps. 5 Le gestionnaire du réseau de distribution remet un rapport annuel à l'ElCom sur le respect du dispositif visant à se prémunir contre les fluctuations de prix du marché.	~~faire suivante~~ (al. 2, let. a), des valeurs prévisionnelles peuvent être utilisées si une modification ~~majeure~~ de la quantité d'électricité nécessaire dans l'approvisionnement de base est attendue. 5 *biffer*	cations considérables – peut influencer la quantité d'électricité à garantir. Al. 5: étant donné que ces données font de toute façon partie du reporting à l'ElCom, cette disposition est superflue. Il serait plus efficace que l'ElCom ait recours, pour ces informations, aux données dont elle dispose de toute façon, et qu'elle s'adresse aux GRD uniquement en cas de besoin.
	Art. 4d Coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique 1 Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut mettre les coûts occasionnés par les mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité (art. 9a^{bis} LApEl et 46b LEne) à la charge des consommateurs finaux avec approvisionnement de base que de manière proportionnelle (art. 6, al. 5ter, LApEl). Le rapport de proportionnalité se fonde sur les quantités d'électricité qu'il écoule dans l'approvisionnement de base, d'une part, et dans le segment de marché des consommateurs finaux ayant fait usage de leur droit d'accès au réseau, d'autre part.		Al. 1: Il existe un risque de voir apparaître une nouvelle méthode de prix moyen, ce qu'il convient d'éviter. Il faut distinguer entre la quantité de la consommation finale d'un GRD et la quantité fournie (selon l'obligation des fournisseurs). La quantité fournie est déterminante pour les obligations d'efficacité. Les gestionnaires de réseau de distribution ne doivent pas être confondues avec le fournisseur. Ces rôles sont séparés. Outre le fait que les mesures ne doivent pas être identiques dans ces deux segments, ces rôles peuvent aussi être totalement indépendants l'un de l'autre. Il n'est donc pas envisageable qu'un prix moyen par GRD doive impérativement être calculé, d'autant que les mesures dans l'approvisionnement de base peuvent être externalisées à des tiers, sur une base mandataire. Les modèles pluricontractuels (consommateur final avec plusieurs fournisseurs) s'opposent aussi à une approche de prix moyen par GRD.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			Si une approche de prix moyen était utilisée dans de tels modèles pour les certificats au niveau de la comptabilité analytique, cela entraînerait une distorsion de concurrence, ce qu'il faut éviter. Les consommateurs finaux ayant plusieurs fournisseurs sont attribués au fournisseur final en fonction du point de mesure. Le fournisseur final doit ainsi attester d'une quantité de mesures d'efficacité supérieure à celle qu'il fournit effectivement selon les contrats (la somme des points de mesure n'est pas égale à la somme des contrats). Cela peut avoir pour conséquence que tous les coûts ne peuvent pas être facturés aux consommateurs finaux sur la base des points de mesure (approvisionnement de base et marché).
		1bis *(nouveau)* Pour les quantités d'électricité dans le segment de marché, les fournitures issues de contrats entre des fournisseurs d'électricité avec des consommateurs finaux qui ont fait usage de leur accès au réseau et dont la conclusion du contrat date d'avant l'entrée en vigueur de la modification du … peuvent être exemptées.	Al. 1bis: pour des raisons de sécurité contractuelle, les contrats existants ne doivent pas faire l'objet de la facturation proportionnelle des coûts selon l'art. 6, al. 5ter, LApEl.
	2 Il peut prendre en compte les coûts selon le rapport découlant de l'al. 1 dans les tarifs de l'approvisionnement de base dans la mesure où ces coûts sont équitables. Les coûts sont réputés équitables lorsqu'ils résultent d'un achat transparent, non discriminatoire et axé sur le marché ou, si le gestionnaire du réseau de distribution réalise lui-même les mesures, lorsqu'ils sont pris en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base, au plus, aux taux usuels du marché.		
	Art. 4e Communication de la modification des tarifs de l'approvisionnement de base 1 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'approvi-		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	sionnement de base. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse. 2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom les hausses des tarifs de l'approvisionnement de base ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.		
Art. 4d Différences de couverture dans l'approvisionnement de base 1 Si le montant total de la rémunération perçue par le gestionnaire du réseau de distribution pour l'approvisionnement de base pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts énergétiques imputables (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture. 2 Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture. 3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire du réseau de distribution applique à l'égard du consommateur final correspond: a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1; b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.	***Art. 4f*** *Ex-art. 4d*		
Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace 1 La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Pour ce faire, ils tiennent compte des dispositions contraignantes ainsi que: a. des réglementations, des normes et des recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de	***Art. 5*** *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); b. des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire. 2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée. 3 Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer une convention au sens de l'al. 2, l'ElCom en ordonne la conclusion par voie de décision. 4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire. 5 Les obligations découlant des conventions visées aux al. 2 et 3 ainsi que l'imputation des frais au sens de l'al. 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile. 6 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions internationales techniques ou administratives et des normes ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.			
	Titre précédant l'art. 5a **Section 3 Développement du réseau**		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 5a Scénario-cadre Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9*a* LApEl) est vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé.		2 *(nouveau)* La Confédération actualise régulièrement les bases en suivant la prescription d'actualisation du scénario-cadre. 3 *(nouveau)* L'OFEN coordonne les indicateurs nationaux avec les cantons et les publie au niveau cantonal.	Al. 2 et 3: Afin de pouvoir établir le scénario-cadre, à actualiser régulièrement, sur des bases les plus fiables possibles, il est nécessaire que les données de base nécessaires (comme p. ex. les Perspectives énergétiques 2050+) soient actualisées par la Confédération à chaque fois avant la révision suivante du scénario-cadre. Les indicateurs nationaux qui en résultent doivent être coordonnés par l'OFEN avec les plans directeurs des cantons. Du point de vue de la branche, il serait ensuite nécessaire de publier les indicateurs nationaux harmonisés en les décomposant au niveau cantonal, afin qu'une planification la plus précise de l'extension des réseaux dans le scénario-cadre soit possible.
Art. 5b Principes pour la planification du réseau Les principes pour la planification du réseau décrivent notamment la méthodologie et les critères d'évaluation à utiliser pour l'évaluation des réseaux électriques.			La recommandation de la branche de l'AES «Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3» de 2014 doit être actualisée et présenter de manière subsidiaire les principes de planification des réseaux à titre d'aide.
Art. 6a Plans pluriannuels 1 Dans les plans pluriannuels, la société nationale du réseau de transport fait état de tous ses projets et présente: a. la description du projet; b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une optimisation, d'un renforcement ou d'une extension du réseau; c. l'état d'avancement de la planification, de l'autorisation ou de la réalisation du projet; d. la date prévue pour la mise en service; e. l'estimation des coûts du projet; f. la nécessité du projet en prouvant son efficacité du point de vue technique et économique.	***Art. 6a, al. 2***		Complément des flexibilités, art. 9b LApEl: les détails sur l'utilisation des flexibilités doivent être définis dans la recommandation de la branche de l'AES «Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3» de 2014 et être intégrés à titre d'aide.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.	2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV dans les douze mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.		
Chapitre 3 Utilisation du réseau **Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information**	*Titres précédant l'art. 7* **Chapitre 3 Utilisation du réseau** **Section 1 Comptabilité analytique et facturation**		
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; e^{bis}. les coûts liés à la réserve d'électricité visée par l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH); f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;	***Art. 7, al. 3, let. f et h*** 3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier: f. les coûts des systèmes de mesure et d'information, notamment les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés des installations nécessaires à la mesure;		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
f^{bis}. les coûts des systèmes de mesure intelligents; g. les coûts administratifs; h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l’injection d’énergie électrique provenant d’installations visées aux art. 15 et 19 de la loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie (LEne); 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; l. les impôts directs; m. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses; n. les coûts des mesures novatrices, et o. les coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation. 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 visés à l’art. 15b LApEl;		
Art. 9 Facturation À la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d’utilisation du réseau au fournisseur d’énergie. Le	**Art. 7a Facturation** 1 E*x-art. 9*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
consommateur final reste débiteur de la rémunération.	2 La facture présente séparément les coûts d'utilisation de la plateforme.	2 *biffer*	Al. 2: ceci n'apporte aucune plus-value au consommateur final. Les coûts sont réglementés et identiques dans toute la Suisse.
	Titre précédant l'art. 7b **Section 1a Devoirs d'information**		
	Art. 7b 1 Le gestionnaire de réseau publie les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl et la totalité des taxes et des prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, sur un site Internet unique librement accessible.		
	2 Il informe les consommateurs finaux, sur la facture:	2 Il informe les consommateurs finaux <u>une fois par an</u>~~, sur la facture~~:	Al. 2: pour des raisons écologiques et économiques, les informations devraient être disponibles via le portail web et la facture conçue de façon plus simple. Pour les plus grands GRD, une page de plus, 4 fois par an, correspondrait à plus d'un million de feuilles de papier! Cette information est requise une fois par an et ne se réfère pas obligatoirement à l'année civile. (contexte: certains clients finaux reçoivent des factures mensuelles et trimestrielles, et actuellement aussi des facteurs d'acomptes.) L'information ne doit pas non plus se faire sur la facture. Celle-ci devient déjà beaucoup trop compliquée. Un portail client, du courrier séparé, etc. devraient aussi être possibles.
	a. de l'évolution de la consommation d'électricité par rapport à l'année antérieure;	a. de l'évolution <u>du soutirage</u> ~~de la consommation~~ d'électricité par rapport à l'année antérieure;	Al. 2, let. a: les GRD ne savent pas quelle quantité d'énergie est produite dans un RPC et consommée directement.
	b. de la consommation moyenne et de la fourchette de consommation des consommateurs finaux appartenant au même groupe de clients;	b. *biffer*	Al. 2, let. b: Les données sont peu significatives et il existe des réserves en raison de la protection des données. La lettre doit être biffée.
	c. des possibilités d'identification des potentiels d'économie.	c. *biffer*	Al. 2, let. c: avec les nouvelles obligations d'efficacité, les clients sont de toute façon informés des potentiels d'efficacité et abordés. En

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			outre, il existe un certain risque d'inégalité de traitement si un fournisseur dont les clients bénéficient d'un approvisionnement de base peut indiquer indirectement sur la facture les offres qu'il propose dans le cadre de son obligation d'efficacité. (thème de l'*unbundling*)
		Subsidiairement, *si les let. b et c à l'al. 2 sont maintenus:*	**Proposition subsidiaire, al. 3:** la facture n'est pas le bon moyen de communication. Un portail web pour les clients serait beaucoup plus efficace.
	3 Il peut, en complément, transmettre les informations visées aux al. 1 et 2 par un autre moyen.	3 Il peut~~, en complément,~~ transmettre les informations visées aux al. 1 et 2 par un autre moyen.	
	Section 1b Systèmes de mesure		
	Art. 8 Tarifs de mesure 1 Le gestionnaire de réseau fixe les tarifs de mesure par année civile (année tarifaire). 2 En cas d'utilisation de systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux, les producteurs ou les gestionnaires d'installations de stockage, les tarifs par point de mesure sont plafonnés comme suit: a. aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV (basse tension): 1. au maximum 6 francs par mois, ou au maximum 6,50 francs par mois en cas de participation à une communauté électrique locale, jusqu'à une puissance de raccordement de 100 ampères, 2. au maximum 12 francs par mois pour une puissance de raccordement supérieure à 100 ampères (mesure semi-directe); b. aux niveaux de tension de 1 kV à 36 kV (moyenne tension): au maximum 42 francs par mois. 3 Les plafonds ne s'appliquent pas aux coûts occasionnés au gestionnaire du réseau de distribution par l'utilisation de la plateforme en vertu de l'art. 17i, al. 3, LApEl.	2 *biffer* 3 Les ~~plafonds ne s'appliquent pas aux~~ coûts occasionnés au gestionnaire du réseau de distribution par l'utilisation de la plateforme en vertu de l'art. 17i, al. 3, LApEl sont facturés séparément.	Al. 2 et 3: les plafonds proposés pour les tarifs de mesure ne sont pas appropriés et leur hauteur n'est pas compréhensible. Aujourd'hui, encore beaucoup de compteurs conventionnels sont parfois en service, ce qui entraîne des coûts beaucoup plus bas (tire la moyenne vers le bas). Les plafonds de coûts empêcheront le déploiement et des moyens de communication plus rapides (GSM, fibre optique). Les plafonds tarifaires sont fondamentalement contraires à la régulation «*cost-plus*» en vigueur. Si des plafonds devaient malgré tout être maintenus, ils doivent impérativement refléter les coûts de manière compréhensible. De plus, dans ce cas, il faudrait que la limite soit de 80A au lieu de 100A (d'après les Prescriptions des distributeurs d'électricité PDIE-CH).

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 8a Coûts d'exploitation imputables 1 Les coûts des prestations directement liées aux systèmes de mesure sont considérés comme des coûts d'exploitation. Il s'agit en particulier: a. des coûts d'installation, d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure; b. des coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure; c. des coûts liés à l'utilisation de la plateforme conformément à l'art. 17i, al. 3, LApEl; d. des coûts administratifs attribuables aux systèmes de mesure. 2 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires, des règles régissant le calcul des coûts d'exploitation.	a. des coûts ~~d'installation,~~ d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure;	Al. 1, let. a: l'installation des systèmes de mesure fait partie des coûts de capital, elle est liée aux compteurs et doit donc être supprimée des coûts d'exploitation. Ceux-ci sont détaillés à l'art. 8a^{bis}.
	Art. 8a^{bis} Coûts de capital imputables 1 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition ou de fabrication. Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus: a. les amortissements comptables calculés; b. les intérêts calculés des valeurs patrimoniales nécessaires aux systèmes de mesure. 2 Les amortissements comptables annuels calculés se fondent sur un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro. 3 Le calcul des intérêts annuels obéit aux règles qui suivent: a. peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires aux systèmes de mesure, au maximum: 1. les valeurs résiduelles à l'acquisition ou à la fabrication des installations nécessaires à la mesure résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice, et 2. le capital de roulement net nécessaire à la mesure;	1 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition ou de fabrication y c. les coûts d'installation. Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus:	Al. 1: L'installation d'une infrastructure activable fait toujours partie des coûts d'investissement. Al. 3, let. a, ch. 2: dans la version italienne,

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	b. le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 1. 4 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations nécessaires à la mesure.		«Nettoumlaufvermögen» a été traduit par «capitale netto d'esercizio». La traduction correcte est «sostanza circolante netta».
Art. 8a Systèmes de mesure intelligents 2bis Les coûts de capital et d'exploitation assumés par le gestionnaire de réseau pour garantir le droit de consulter et de télécharger les données de mesure sont considérés comme des coûts de réseau imputables. 3ter S'il n'est pas possible d'installer un système de mesure intelligent parce que le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage refuse son utilisation, le gestionnaire de réseau peut facturer individuellement les coûts de mesure supplémentaires qui en découlent à partir du moment où l'utilisation a été refusée.	**Art. 8a^{ter} Dispositions particulières concernant les coûts de mesure imputables** 1 *Ex-art. 8a, al. 2bis* 2 *Ex-art. 8a, al. 3ter* 3 Pour déterminer les coûts de mesure imputables, le gestionnaire de réseau mentionne dans sa comptabilité analytique le nombre de points de mesure dans sa zone de desserte, en précisant combien sont équipés de systèmes de mesure intelligents.		
	Art. 8a^{quater} Différences de couverture dans le domaine des coûts de mesure 1 Si le montant total perçu par le gestionnaire du réseau pour le mesurage pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de mesure imputables (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture. 3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire de réseau applique à l'égard du consommateur final correspond: a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1; b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.		
	Titre précédant l'art. 8aquinquies **Section 1c Systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents**		
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, les installations de production et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants: a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui: 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive, 2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours, 3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage concerné au minimum de consulter ses données de mesure au moment même de leur saisie et, le	**Art. 8a^{quinquies} Systèmes de mesure intelligents** 1 *Ex-art. 8a, al. 1*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
cas échéant, les valeurs de courbe de charge de 15 minutes, dans un format de données international courant, et 4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité; b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données, et c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.			
1bis Le gestionnaire de réseau, à la demande du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage, communique les spécifications techniques de l'interface de son compteur électrique.	2 *Ex-art. 8a, al. 1bis*		
2 Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir: a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité; b. mettre à jour l'élément du logiciel des compteurs électriques visés à l'al. 1, let. a, qui n'a pas de répercussions sur les caractéristiques métrologiques; c. permettre au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de consulter les valeurs de courbe de charge de 15 minutes le concernant enregistrées sur une période remontant à cinq ans et présentées de manière compréhensible et de télécharger celles-ci dans un format de données international courant; d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.	3 *Ex-art. 8a, al. 2*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
4 Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils entrent dans leur champ d'application.	4 *Ex-art. 8a, al. 4*		
	5 Lorsqu'un participant à un regroupement dans le cadre de la consommation propre ou à une communauté électrique locale, ou lorsqu'un gestionnaire d'installation de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent (art. 17a^{bis}, al. 3, LApEl), le gestionnaire de réseau doit l'installer dans les trois mois. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, cette exigence s'applique à tous les points de mesure du regroupement.	5 Lorsqu'un ~~participant à un~~ regroupement dans le cadre de la consommation propre ou un participant à une communauté électrique locale, ou lorsqu'un gestionnaire d'installation de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent (art. 17a^{bis}, al. 3, LApEl), le gestionnaire de réseau doit l'installer dans les six ~~trois~~ mois. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, cette exigence s'applique à tous les points de mesure du regroupement qui sont nécessaires au gestionnaire de réseau de distribution pour le décompte. Sont exclus de cette disposition les participants à un regroupement dans le cadre de la consommation propre qui a été créé conformément à l'art. 18, al. 1, LEne avant la modification du	Al. 5: il faudrait équiper un RCP entier pour éviter les problèmes internes et externes. L'adaptation proposée va aussi avec la dernière phrase. Trois mois peuvent occasionner des surcoûts très importants en raison de la grande complexité. À partir de 2027, les trois mois sont praticables. Le GRD n'est pas responsable des mesures internes (p. ex. d'exploitation). Il convient de préciser que dans le cadre des regroupements existants dans le cadre de la consommation propre pour l'autoconsommation, selon la législation actuellement en vigueur, il n'existe qu'un seul point de mesure vis-à-vis des gestionnaires de réseau et que les sites de consommation de ces regroupements n'ont pas droit aux systèmes de mesure intelligents des gestionnaires de réseau. En outre, il devrait rester possible (en tant que liberté de choix lors de la création d'un RCP) de créer des regroupements conformément à la LEne, état au 31 décembre 2024.
		6 *(nouveau)* Dans les regroupements dans le cadre de la consommation propre *(Complément subsidiaire, si la proposition de l'AES de biffer l'art. 14, al. 3. OEne n'est pas retenue: dont la constitution est possible sans utiliser les lignes de raccordement selon l'art. 14, al. 3 OEne et pour lesquels aucun système de mesure intelligent n'est nécessaire pour le décompte du soutirage depuis le réseau,)* la responsabilité de la mesure des consommations de chaque participant	Al. 6: cela permet de garantir que dans les RCP selon la loi existante (toutes les installations doivent se situer derrière un point de raccordement au réseau unique et tous les clients derrière ce point doivent participenr au RCP), la responsabilité de la mesure ne puisse pas être déléguée au gestionnaire de réseau. Ainsi, celui-ci serait obligé de réintégrer des compteurs intelligents qui ont été désinstallés lors de la constitution du RCP.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		reste auprès du regroupement dans le cadre de la consommation propre.	
Art. 8a Systèmes de mesure intelligents 3 Il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents: a. dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires; b. lors de raccordements au réseau de transport. 3bis L'ElCom peut accorder des exemptions temporaires ou permanentes de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents si cette utilisation impliquait des coûts disproportionnés ou si elle s'avère inadéquate en raison des exigences métrologiques concrètes. Peuvent faire l'objet d'une exemption de ce type, dans une situation concrète: a. des consommateurs finaux, des producteurs ou des agents de stockage individuels ou regroupés; b. l'ensemble du système de mesure ou des éléments et des caractéristiques isolés de celui-ci.	**Art. 8a^{sexies} Exemptions de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents** 1 *Ex-art. 8a, al. 3* 2 *Ex-art. 8a, al. 3bis*	b. lors de raccordements au réseau de transport et au niveau de la haute tension (niveau de réseau 3).	Alinéa 1, lettre b: des compteurs télérelevés sont déjà utilisés au niveau de réseau 3, comme sur le niveau de réseau 1. Il n'y a pas de raison ou de différence technique entre ces deux niveaux de réseau qui justifierait l'exception limitée au réseau de très haute tension.
	Art. 8a^{septies} Installation de compteurs électriques supplémentaires 1 Si le gestionnaire de réseau doit faire installer un compteur électrique supplémentaire en vertu de l'art. 17a^{bis}, al. 7, il en assume les frais effectifs jusqu'à concurrence de: a. 250 francs à titre de frais d'installation uniques; b. 120 francs par an pour l'exploitation du compteur et les autres frais, pendant dix ans au plus. 2 Le gestionnaire de réseau peut faire enlever des compteurs électriques supplémentaires installés au plus tôt après trois ans, à ses	1 … en vertu de l'art. 17a^{bis} ~~, al. 7,~~ LApEl, il … b. 72 francs ~~120 francs~~ par an pour l'exploitation du compteur et les autres frais, pendant dix ans au plus.	Al. 1: pour une meilleure compréhension. Al. 1, let. b: il n'est pas compréhensible pourquoi les coûts d'exploitation annuels des points de mesure privés seraient plus élevés que le plafond tarifaire proposé par le Conseil fédéral à l'art. 8, al. 2 OApEl. L'AES considère cependant que ces plafonds tarifaires ne sont de

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	propres frais, si la consultation des propres données de mesure est assurée.	3 *(nouveau)* Les compteurs supplémentaires selon l'al. 1 doivent satisfaire aux exigences de cette ordonnance.	toute façon pas appropriés (cf. proposition à l'art. 8). Al. 3: les compteurs supplémentaires doivent eux aussi satisfaire à toutes les exigences .
Art. 8b Vérification de la sécurité des données 1 Seuls peuvent être utilisés des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données. 2 Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification. 3 La vérification est effectuée par l'Institut fédéral de métrologie. Ce dernier peut confier cette tâche en tout ou partie à des tiers.	***Art. 8b, al. 2*** 2 Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.		
Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau 1 Lorsqu'un consommateur final, un producteur ou un exploitant de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants: a. l'installation du système; b. les modalités d'utilisation du système; c. les modalités de rétribution de l'utilisation du système. 2 La rétribution visée à l'al. 1, let. c, doit se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire.	***Art. 8c*** *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
3 Le gestionnaire de réseau publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution. 4 … 5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. 6 En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage concerné. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les acteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations qui ont été effectuées en vertu du présent alinéa.			
Art. 8d Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents 1 Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées, aux fins suivantes: a. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, 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 que pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, pour l'établissement du bilan du réseau et pour la planification du réseau; b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris	***Art. 8d, al. 1, let. a et b, et 2, let. a*** 1 Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées, aux fins suivantes: a. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, 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 que pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, y compris dans le cadre de la flexibilité, pour l'établissement du bilan du réseau et pour la planification du réseau; b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs	b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs	Al. 1, let. b: si les GRD doivent visualiser les données des consommateurs finaux pendant 5 ans, ils doivent pouvoir traiter ces données

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage.	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 la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage pour l'utilisation de la flexibilité.	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 la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage pour l'utilisation de la flexibilité, pour la visualisation de la consommation en vertu de l'art. 8a^{quinquies}, al. 4, et pour les gains d'efficacité en vertu de l'art. 51e, let. f OEne.	sous une forme non pseudonymisée, même sans leur consentement. En particulier pour les conseils sur le changement de comportement des consommateurs finaux, les données de courbe de charge des systèmes de mesure intelligents sont requises et devraient pouvoir être utilisées sans l'accord des consommateurs finaux.
2 Ils sont habilités à transmettre les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sans le consentement des personnes concernées, aux personnes suivantes: a. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3; b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés. 3 Les données personnelles et les données des personnes morales sont détruites au bout de douze mois si elles ne sont pas déterminantes pour le décompte ou anonymisées. 4 Le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents une fois par jour au plus, sauf si l'exploitation du réseau nécessite une consultation plus fréquente. 5 Il garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. À cet égard, il tient notamment compte des art. 1 à 5 de l'ordonnance du 31 août 2022 sur la protection des données (OPDo) ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues. Il applique les art. 1 à 5 OPDo par analogie lorsqu'il traite les données des personnes morales.	2 Ils sont habilités à transmettre les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sans le consentement des personnes concernées, aux personnes suivantes: a. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 17f, al. 1, LApEl;		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Titre précédant l'art. 8e **Section 3 Processus d'information et exploitant de la plateforme**		
Art. 8 Système de mesure et processus d'information 1 Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information. 2 Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information. 3 Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans les délais convenus et 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; f. aux processus de facturation découlant de la LEne et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne); g. à la commercialisation directe, et h. à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. 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. 4 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires	**Art. 8e Processus d'information** 1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information des règles régissant en particulier les obligations des acteurs concernés et le déroulement chronologique, la forme et la qualité des données à communiquer, ainsi que l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme centrale. 2 La communication des données nécessaires au bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité visé à l'art. 17f, al. 1, LApEl comprend toutes les données requises pour: a. l'exploitation du réseau; b. la gestion des bilans d'ajustement; c. la fourniture d'énergie; d. l'imputation des coûts; e. le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau; f. les processus de facturation découlant de la LEne et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne); g. la commercialisation directe; h. l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents; i. le changement de fournisseur; j. que les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage puissent utiliser le droit que leur confère l'art. 8h, al. 5. 3 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	1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information des règles régissant en particulier les droits et obligations des partenaires de marché et de la plateforme de données centralisée ~~acteurs concernés~~ et le déroulement chronologique, la forme et la qualité des données à communiquer, ainsi que l'authentification des partenaires de marché pour l'accès aux données ~~ainsi que l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme centrale~~. 3 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent en plus des données et informations ~~supplémentaires~~ aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres	Al. 1: précision, car le nouveau rôle de la plateforme de données doit aussi en particulier être harmonisé dans le contexte des rôles et responsabilités actuelles des partenaires de marché. Le terme «partenaire de marché» inclut aussi implicitement les clients finaux et les consommateurs. Dans les directives de la branche, il faut consigner des normes strictes concernant la sécurité et la protection des données. Al. 3: précision. On veut dire qu'en accord avec les consommateurs finaux concernés, des données de mesure et de référence peuvent être livrées en plus à d'autres destinataires de données (p. ex. à des conseillers,

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 …	concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés.	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.	etc.). Il ne s'agit pas de fournir des données supplémentaires (par exemple le rayonnement global pour une commune précise, des données de prévision, etc.).
	Art. 8f Constitution de l'exploitant de la plateforme		
	1 La demande d'approbation des statuts de l'exploitant de la plateforme doit notamment contenir les indications et les documents suivants: a. le projet de statuts; b. une présentation des coûts non couverts du requérant pour la constitution de la plateforme; c. une planification des coûts; d. un concept organisationnel et technique.	1 La demande d'approbation des statuts de l'exploitant de la plateforme doit notamment contenir les indications et les documents suivants et doit parvenir à l'OFEN au plus tard 9 mois après l'entrée en vigueur:	Al. 1 et 1bis: le délai d'envoi ne doit pas être indiqué uniquement dans le rapport explicatif, mais aussi être inscrit dans l'ordonnance. En plus, l'al. 1bis doit clarifier jusqu'à quand la décision de l'OFEN doit être rendue. Le délai correspond aux délais habituels de soumission.
		e. *(nouveau)* un concept sur la mesure de la qualité des prestations de services et des données (indicateurs-clés, KPI).	Al. 1, let. e: il faut un concept pour la mesure des indicateurs clés (Key Performance Indicators, KPI).
		1bis *(nouveau)* L'OFEN accorde l'autorisation au plus tard un an après l'entrée en vigueur.	
	2 Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) statue sur la demande par voie de décision.		
	3 Il fixe le montant du remboursement lié à la création de la plateforme. Pour ce faire, il tient compte des coûts non couverts et d'un intérêt à hauteur du taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.	3 Il fixe le montant du remboursement lié à la création de la plateforme. Pour ce faire, il tient compte des coûts de création et des coûts non couverts et d'un intérêt qui correspond au taux de rendement moyen du capital ~~à hauteur du taux de rendement des fonds étrangers visé à~~ selon l'annexe 1.	Al. 3: cela permet un remboursement du capital en actions des fondateurs et éventuellement aussi un refinancement. Du capital propre est également nécessaire pour le financement de la plate-forme de données, et ce capital doit impérativement être rémunéré de façon appropriée. Autrement, un risque considérable existe que les investissements nécessaires ne puissent pas être acquis. C'est pourquoi le taux d'intérêt des coûts moyens du capital investi, et partant le WACC, doit être uti-

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			lisé comme intérêt pour les coûts non couverts, et pas uniquement l'intérêt du montant du taux de rendement des fonds étrangers.
	4 L'exploitant de la plateforme rembourse au requérant le montant fixé par le DETEC dans un délai de dix ans à compter de la mise en service de la plateforme. 5 Le DETEC peut assortir l'approbation des statuts et le remboursement des coûts de conditions ou de charges. Il peut notamment prévoir une obligation de mise en service de la plateforme dans un délai déterminé.	4 L'exploitant de la plateforme rembourse au requérant le montant fixé par le DETEC dans un délai de cinq ans ~~dix ans~~ à compter de la mise en service de la plateforme.	Al. 4: une durée d'amortissement de 5 ans est plus habituelle pour les investissements IT et est également appliquée à d'autres investissements (cf. directive de la branche SCCD).
	Art. 8g Organisation de l'exploitant de la plateforme 1 Les intérêts des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau et des prestataires du secteur de l'électricité sont représentés paritairement, en trois tiers, au sein de l'organe supérieur de direction ou d'administration de l'exploitant de la plateforme. 2 Le personnel de l'exploitant de la plateforme doit être indépendant de ceux qui y détiennent des parts. 3 Les parts de l'exploitant de la plateforme ne sont pas cotées en bourse. 4 Elles sont détenues majoritairement par des personnes domiciliées ou ayant leur siège en Suisse.	1 Les intérêts des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau et des prestataires du secteur de l'électricité sont représentés ~~paritairement, en trois tiers,~~ au sein de l'organe supérieur de direction ou d'administration de l'exploitant de la plateforme. Les actionnaires doivent détenir la majorité.	Al. 1: sur le principe, les propriétaires de l'entreprise devraient également avoir la majorité au conseil d'administration. Il ne doit pas y avoir de règle fixe pour la représentation par tiers. En fonction du nombre de membres du CA, celle-ci ne pourrait même pas toujours être garantie. En toute logique, la condition de parité doit également être supprimée. La branche veut exploiter cette plate-forme et créer par conséquent, dans les semaines à venir, un consortium auquel peuvent participer tous les GRD. Ce consortium constitue la base pour la création de la nouvelle société qui se fera après l'entrée en vigueur de la loi.
	Art. 8h Tâches de l'exploitant de la plateforme 1 L'exploitant de la plateforme assure l'exploitation sûre, performante et efficace de la plateforme centrale. 2 Il garantit la sécurité des données. Il ap-		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	plique les art. 1 à 6 OPDo par analogie lorsqu'il traite les données des personnes morales.		
	3 Il sauvegarde les données de référence définies à l'annexe 1a des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage afin d'assurer l'échange de données.	3 Il sauvegarde les données de référence ~~définies à l'annexe 1a~~ des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage afin d'assurer l'échange de données. Les données de référence nécessaires doivent être définies par les gestionnaires de réseau de distribution dans les directives.	Al. 3: lors de la séance d'information de l'OFEN le 5 mars, il a été précisé que les données de mesure restent chez le GRD, mais que les agrégats doivent être formés de manière centralisée. Le processus nécessaire à cet effet doit être clarifié idéalement par la branche dans les directives, ce qui rend nécessaire une norme de délégation.
	4 Il constitue les agrégats de données nécessaires aux processus d'échange de données et publie sur un site Internet, sous forme anonymisée, les données de mesure et les données de référence suivantes par commune et par canton:	4 Il ~~constitue les agrégats de données nécessaires aux processus d'échange de données et~~ publie sur un site Internet, sous forme anonymisée, les données de mesure et les données de référence suivantes agrégées par commune et par canton:	Al. 4: la sauvegarde des données de référence doit s'axer sur les cas d'application et se construire sur le modèle de données de la branche. Les données indiquées en annexe ne peuvent pas toutes venir du GRD. Voir donc aussi la proposition de biffer l'annexe 1a. Les processus et en particulier la fourniture de données sont définies selon l'art. 8e, al 1. et ne sont pas pertinentes à l'al. 4.
	a. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de la consommation d'électricité par jour, par mois et par an;	a. valeurs de courbe de charge de quinze minutes du soutirage d'électricité ~~la consommation d'électricité~~ par jour, par mois et par an;	Al. 4, let. a: on parle ici de soutirage d'électricité, car cette énergie peut aussi aller dans un dispositif de stockage.
	b. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'injection d'électricité selon la technologie de production par jour, par mois et par an;	b. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'injection d'électricité ~~selon la technologie de production~~ par jour, par mois et par an;	Al. 4, let. b: les relations derrière le point de raccordement du GRD ne peuvent pas être représentées, par le GRD, dans la granularité demandée.
	c. nombre de systèmes de mesure intelligents installés en fin d'année et la part qu'ils représentent dans l'ensemble des installations de mesure.		
	5 Il permet aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage de télécharger les données de mesure et les données de référence enregistrées au cours des cinq années précédentes dans un format international courant et de les rendre accessibles à des tiers par l'intermédiaire de la plate-	5 *biffer*	Al 5: Selon la législation en vigueur, le GRD doit déjà permettre aux utilisateurs du réseau de télécharger les données dans un format international usuel les données.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	forme. 6 Il analyse régulièrement la qualité de l'échange de données, notamment le respect des délais et la fréquence des corrections ultérieures de données. Il publie l'analyse sous forme anonymisée. 7 Sur demande, il met les données à la disposition de l'ElCom et de l'OFEN sous forme non anonymisée. 8 S'il cesse son activité ou est mis en faillite, il veille à ce que les données nécessaires à l'exploitation de la plateforme soient transférées à la Confédération.	7 *biffer*	Al. 7: la base légale existante suffit pour demander les données d'analyse selon l'art. 6 si l'exploitation sûre et efficace de l'approvisionnement en électricité et de la plate-forme de données est mise en péril.
	Art. 8i Comptabilité analytique de l'exploitant de la plateforme 1 L'exploitant de la plateforme tient une comptabilité analytique. 2 La comptabilité analytique fait apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul de la rémunération visée à l'art. 17i, al. 3, LApEl, notamment les coûts de capital et les coûts d'exploitation de la plateforme. 3 On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation de la plateforme. En font notamment partie les coûts liés à l'entretien des technologies de l'information et de la communication. 4 Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus, les amortissements comptables calculés et les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme. 5 L'art. 13, al. 2 et 3, s'applique par analogie au calcul des coûts de capital imputables. Les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme sont rémunérées au taux de rendement des fonds étrangers conformément à l'annexe 1. L'exploitant de la plateforme verse les recettes provenant des intérêts aux détenteurs de parts au prorata des apports fournis.	5 L'art. 13, al. 2 et 3, s'applique par analogie au calcul des coûts de capital imputables. Les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme sont rémunérées <u>en fonction du taux de rendement moyen du capital</u> ~~au taux de rendement des fonds étrangers~~ conformément à l'annexe 1. ~~L'exploitant de la plateforme verse les recettes provenant des intérêts aux détenteurs de parts au prorata des apports fournis.~~	Al. 5: du capital propre est également nécessaire pour le financement de la plate-forme de données, et ce capital doit impérativement être rémunéré de façon appropriée. Autrement, un risque considérable existe que les investissements nécessaires ne puissent pas être acquis. L'art. 13, al.3, let. b, stipule que le taux d'intérêt calculatoire correspond au taux des coûts moyens du capital investi, et partant au WACC.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	6 Aucune autre prestation pécuniaire n'est versée. 7 La comptabilité analytique est présentée à l'ElCom chaque année. Celle-ci peut en prescrire la forme.	7 La comptabilité analytique est présentée à l'ElCom chaque année. La branche détermine les principes de la comptabilité analytique. ~~Celle-ci peut en prescrire la forme.~~	Al. 7: ici, il faudrait conserver la réglementation subsidiaire, car ces coûts s'intégreront dans chacune des comptabilités analytiques des gestionnaires de réseau.
Art. 9 Facturation À la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste débiteur de la rémunération. **Art. 10 Publication des informations** Les gestionnaires de réseau publient les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl et la totalité des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, notamment par le biais d'un site Internet unique, accessible librement.	***Art. 9 et 10*** *Abrogés*		
	Titre précédant l'art. 11 **Section 3a Accès au réseau et rémunération pour 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 utilisés en vertu de l'art. 8c, y compris la rétribution versée (art. 8c, al. 1, let. c).	**Art. 13a Attribution des coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport** Les coûts correspondant à des mesures relevant des tâches usuelles d'un gestionnaire de réseau de distribution visées à l'art. 8, al. 1, let. a, LApEl ne sont pas attribuables aux coûts du réseau de transport.		
	Art. 13a^{bis} Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage Sont considérés comme imputables:		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	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 utilisés en vertu de l'art. 17c LApEl, y compris la rétribution versée.		
	Art. 13e Coûts des renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production 1 Les renforcements au niveau de transformation entre le réseau à basse tension et celui à moyenne tension relèvent de l'art. 15b, al. 3, LApEl. 2 L'indemnité forfaitaire visée à l'art. 15b, al. 4, LApEl s'élève à 59 francs par kilowatt de puissance de production nouvellement installée. 3 Les indemnités pour les renforcements des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 5, LApEl s'élèvent à 50 francs au maximum par kilowatt de puissance de production nouvellement installée. 4 Le gestionnaire du réseau de distribution déduit l'indemnisation et les indemnités versées pour les renforcements de réseau en vertu de l'art. 15b, al. 3 respectivement 4, LApEl des immobilisations régulatoires.	5 *(nouveau)* Ces valeurs seuils sont adaptées chaque année au renchérissement.	L'AES est d'avis que les forfaits proposés sont trop bas et qu'ils ne permettent pas de couvrir de nombreux coûts. Il convient de prévoir un échange entre l'OFEN, l'ElCom et la branche sur les bases bien établies, afin que le mécanisme d'indemnisation soit solide. Art. 13e (concerne aussi de la même façon les art. 13f, 13f, al. 2, let. b, 31n): dans la version italienne, «Anschlussleitungen» / «lignes de raccordement» a été traduit par «linee di raccordo dovute alla produzione»; or les termes corrects sont «linee di allacciamento all'impianto di produzione» ou «linee di raccordo all'impianto di produzione». Al. 4: dans la version italienne, «Abgeltung und Vergütung» a été traduit par «remunerazioni». Cela n'est pas faux, mais pourrait de notre point de vue être amélioré en utilisant «indennizzi e compensi». Al. 5: des montants fixes en francs étant inscrits dans l'ordonnance, nous proposons une adaptation au renchérissement. Le cas échéant, il faut prévoir une réglementation générale pour tous les articles avec des montants fixes en francs (voir aussi art. 4, al. 2, let. h).
	Art. 13f Tâches liées aux renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production 1 Les gestionnaires du réseau de distribution:	1 L'organe d'exécution ~~Les gestionnaires du réseau de distribution~~:	Al. 1: les données nécessaires (puissance, site d'implantation et date de mise en service des

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a. transmettent à la société nationale du réseau de transport les informations suivantes lorsqu'ils font valoir l'indemnité annuelle visée à l'art. 13e, al. 2, pour leur zone de desserte: 1. la puissance, l'emplacement et la date de mise en service des installations de production nouvellement raccordées, 2. le montant annuel des investissements effectivement réalisés dans les renforcements du réseau à basse tension engendrés par la production et par la consommation, 3. le montant total des valeurs résiduelles des immobilisations dans le réseau à basse tension;	a. transmet ~~transmettent~~ à la société nationale du réseau de transport les informations suivantes en vue de ~~lorsqu'ils font valoir l'~~indemnité annuelle visée à l'art. 13e, al. 2, pour chaque ~~leur~~ zone de desserte: 2. *biffer* 3. *biffer* 1bis *(nouveau)* Les gestionnaires du réseau de distribution: a. *(nouveau)* déposent une seule fois auprès de la société nationale du réseau de transport la demande d'indemnités visée à l'art. 13e, al. 2;	nouvelles installations de production raccordées par zone de réseau) sont centralisées auprès de l'organe d'exécution (Pronovo). Au lieu que chaque gestionnaire de réseau doive communiquer ses données, Pronovo peut mettre à disposition de la société nationale du réseau de transport, une fois par an, les données nécessaires par zone de réseau. Les indemnisations forfaitaires peuvent être versées aux gestionnaires de réseau sur la base des données communiquées. Les chiffres 2 et 3 de la lettre a peuvent être supprimés, car les données qu'ils exigent ne sont pas nécessaires pour l'indemnisation selon l'art. 13e, al. 2, OApEl. On ne voit pas pourquoi la société nationale du réseau de transport doit avoir connaissance des renforcements de réseau liés à la consommation. Il ne ressort pas de l'article 15b LApEl que cela soit nécessaire. De même, l'information sur les valeurs résiduelles des installations dans le réseau basse tension n'est pas nécessaire pour le déroulement de la indemnité. Al. 1bis, let. a: Pour obtenir la compensation visée à l'art. 13e, al. 2, une seule demande des gestionnaires de réseau de distribution est suffisante. Après le traitement des demandes par la société nationale, les indemnités peuvent être déclenchées de manière automatisée. Les demandes récurrentes occasionnent beaucoup de travail aux deux parties, sans aucun bénéfice. Remarque: Selon notre appréciation, les dispositions de la LApEl permettent à Pronovo d'exécuter les tâches prévues à l'art. 15b LApEl ou une partie de ces tâches. Seul le paiement effectif doit obligatoirement être effectué par Swissgrid, en raison de la formulation de l'art. 15b LApEl. En revanche, il n'est pas certain que la loi actuelle sur l'énergie permette à Pronovo d'assumer cette tâche (cf. art. 65, al. 1, LEne). L'OFEN devrait être chargé d'examiner ce point et, le cas échéant, d'initier une adaptation de la loi sur l'énergie.
	b. déposent les demandes annuelles d'indemnité en vertu de l'art. 13e, al. 3, auprès de la société nationale du réseau de transport et versent l'indemnité aux producteurs; c. indiquent chaque année les indemnités perçues et les renforcements de réseau réalisés dans le rapport d'activité; d. élaborent des bases uniformes pour les indemnisations visées à l'art. 13e, al. 3.	b. *(inchangé)* déposent les demandes annuelles d'indemnité en vertu de l'art. 13e, al. 3, auprès de la société nationale du réseau de transport et versent l'indemnité aux producteurs;; c. indiquent chaque année les indemnités perçues ~~et les renforcements de réseau réalisés~~ dans le rapport d'activité; d. *(inchangé)* élaborent des bases uniformes pour les indemnisations visées à l'art. 13e, al. 3.	
	2 La société nationale du réseau de transport: a. procède à un contrôle sommaire des indemnités demandées en vertu de l'art.	2 La société nationale du réseau de transport: a. *(nouveau)* verse aux gestionnaires de réseau de distribution des indemnités et des rétributions conformément à l'art. 15b, al. 4, LApEl, sr la base de l'annonce selon l'al. 1bis; b. ~~a.~~ procède à un contrôle sommaire des indemnités demandées en vertu de l'art.	

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	15b, al. 4 et 5, LApEl et verse les indemnités aux gestionnaires du réseau de distribution; b. fait rapport annuellement à l'ElCom, et sur demande à l'OFEN, sur les renforcements de réseau effectués par les gestionnaires du réseau de distribution, les renforcements de lignes de raccordement et les indemnités versées. 3 L'ElCom: a. examine et approuve les demandes d'indemnité en vertu de l'art. 15b, al. 3, LApEl; b. procède à des contrôles par sondage des renforcements pour lesquels des indemnités ont été demandées et versées en vertu de l'art. 15b, al. 4 et 5, LApEl; c. règle la manière dont les indemnités versées pour des renforcements de réseau en vertu de l'al. 4 doivent être gérées dans les actifs immobilisés des gestionnaires de réseau.	15b, al. ~~4 et~~ 5, LApEl et verse les indemnités aux gestionnaires du réseau de distribution; c. ~~b.~~ fait rapport annuellement à l'ElCom, et sur demande à l'OFEN, sur les renforcements de réseau effectués par les gestionnaires du réseau de distribution en vertu de l'artl. 13e, al. 2 et 3, les renforcements de lignes de raccordement et les indemnités versées.	Al. 1bis, let. c: les renforcements de réseau ne peuvent pas être attribués en détail. C'est aussi pour cette raison que les renforcements sont en effet indemnisés par le biais de forfaits lors de raccordements dans le réseau basse tension, et non dans le cadre d'un examen un cas par cas.
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 occasionnés pour l'énergie d'ajustement, y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire, pour la gestion du programme prévisionnel et pour l'énergie soutirée de la réserve d'électricité visée par l'OIRH; 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	***Art. 15, al. 2, let. b, et 3***		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEl.			
2 Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux: a. les coûts de gestion des systèmes, de gestion des mesures, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire qui ne peuvent être imputés à un groupe-bilan. Leur montant maximum est fixé chaque année par l'ElCom; a^{bis}. les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH; b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne; c. …	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: b. les coûts des renforcements du réseau de distribution et des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 3 à 5, LApEl;		
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;	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 10 % 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 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau du niveau inférieur demande au réseau de transport.		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.			
Art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution 1 Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau de niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante: a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs; b. à hauteur de 70 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux des niveaux inférieurs demandent au réseau de niveau supérieur.	***Art. 16, al. 1 et 1bis*** 1 Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau du niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante: a. à hauteur de 10 % selon l'énergie électrique soutirée du réseau concerné par: 1. les consommateurs finaux raccordés directement au réseau, et 2. les réseaux du niveau inférieur; b. à hauteur de 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux du niveau inférieur demandent au réseau concerné.	2. les consommateurs finaux du ~~réseaux du~~ niveau de réseau inférieur;	Al. 1, let. a, ch. 2: le chiffre 1 applique le principe brut, alors que le chiffre 2 applique le principe net. Cette contradiction doit être levée.
	1bis S'agissant de l'énergie électrique déterminante pour l'imputation des coûts au niveau de réseau inférieur visée à l'al. 1, let. a, ch. 2, il faut en outre tenir compte des quantités d'électricité transformées à partir des niveaux inférieurs, pour autant que ces flux d'électricité dépassent quantitativement ceux en sens inverse dans un intervalle de 15 minutes.	1bis *biffer*	Al. 1bis: le principe du montant net n'est pas conforme au principe de causalité, car les centrales à l'origine de la réinjection d'énergie dans le réseau en amont ne paient pas de rémunération de l'utilisation du réseau selon le principe du soutirage. S'il y a réinjection, les coûts répercutés sur ce réseau sont plus élevés que sans le principe du montant net. Le tarif d'utilisation du réseau dans ce réseau augmente, bien que les coûts aient été générés par les producteurs. Ce serait un argument supplémentaire pour empêcher les installations de production qui sont nécessaires pour atteindre les objectifs de développement.
2 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau. 3 Si un réseau de distribution subit des surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais			

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs.			
Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.	***Art. 17, al. 2*** 2 La puissance nette est déterminante pour le calcul de la puissance mensuelle maximale. Elle correspond à la puissance maximale soutirée au niveau de réseau supérieur et calculée simultanément à tous les points d'interconnexion.		Le rapport explicatif doit être adapté à l'ordonnance en supprimant la phrase concernant les réseaux galvaniques.
Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau 1 Il incombe aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau. 2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base). 3 Les gestionnaires de réseau doivent proposer aux consommateurs finaux du groupe de clients de base un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum. 4 Ils peuvent leur proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau; aux consommateurs finaux avec mesure de puissance, ils peuvent également proposer des tarifs d'utilisation du réseau présentant une	**Art. 18 Principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau** 1 Le gestionnaire de réseau fixe les tarifs d'utilisation du réseau par année civile (année tarifaire). 2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients, auquel des tarifs d'utilisation du réseau uniformes s'appliquent. 3 Le gestionnaire de réseau définit un tarif standard pour chaque groupe de clients, et le désigne comme tel. Il peut proposer d'autres tarifs aux consommateurs finaux. 4 Les principes suivants s'appliquent à la définition des tarifs: a. le gestionnaire de réseau fixe librement les différentes composantes tarifaires, dans le respect des principes tarifaires inscrits dans la loi (art. 14, al. 3, LApEl), sous réserve des prescriptions particulières à l'art. 18a, al. 2 et 4;		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 %.	b. les tarifs d'utilisation du réseau dont la structure peut varier sur la base de valeurs liées au réseau sont autorisés dans la mesure où ils incitent à un comportement au service du réseau et où les variations peuvent intervenir au moins tous les quarts d'heure (tarifs d'utilisation du réseau dynamiques).	b. les tarifs d'utilisation du réseau dont la structure peut varier sur la base de valeurs liées au réseau et qui peuvent être différenciés dans l'espace sont autorisés dans la mesure où ils incitent à un comportement au service du réseau et où les variations peuvent intervenir au moins tous les quarts d'heure (tarifs d'utilisation du réseau dynamiques).	Al. 4, let. b: les tarifs doivent pouvoir être différenciés dans l'espace, car la sollicitation du réseau n'est pas la même dans tout le réseau (p. ex. en dessous/au-dessus du brouillard, zone d'habitation ou de commerce). De plus, les valeurs ne doivent pas obligatoirement changer chaque heure si la charge du réseau ne change pas. (Remarque: ne concerne que l'allemand, car le texte français reflète déjà cet aspect.) Il existe une différence entre la version allemande et la version française. En français, il faudrait une variation au moins tous les quarts d'heure. En nous basant sur le rapport explicatif, nous partons du principe que «au moins toutes les heures» correspondait à la volonté du législateur et que la version française doit être adaptée en conséquence.
	Art. 18a Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension 1 Au niveau basse tension, les principes suivants s'appliquent à la constitution des groupes de clients: a. le groupe de clients de base est constitué des consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh; b. un groupe de clients distinct est constitué de l'ensemble des consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année, dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent.		L'al. 1, let b, est correct, car il exclut les biens-fonds non habités à l'année. Dans le rapport explicatif, tous les résidents, indépendamment de l'utilisation à l'année, sont explicitement soumis à cet article. Pour les biens-fonds non habités à l'année, des tarifs spéciaux, soutenus aussi par l'ElCom, sont appliqués depuis des années. Cela permet à des lieux touristiques avec de nombreuses résidences secondaires de fixer des prix de l'électricité acceptables pour les résidents à l'année. Si cela est modifié, la conséquence serait des coûts énergétiques extrêmes pour les biens-fonds habités à l'année.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 Le gestionnaire de réseau définit le tarif standard du groupe de clients de base en se fondant sur l'un des trois modèles tarifaires suivants: a. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum; b. tarifs d'utilisation du réseau dynamiques;	2 Le gestionnaire de réseau définit le tarif standard du groupe de clients de base en se fondant notamment sur l'un des trois modèles tarifaires suivants selon les lettres a à c:	Al. 2 et al. 2, let. d: l'AES salue expressément les propositions visant à élargir les possibilités en matière de tarification du réseau. La proposition ne va toutefois pas assez loin pour tenir compte de la situation de tous les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse. C'est pourquoi nous proposons, avec la nouvelle lettre d, d'élargir les possibilités sur une base subsidiaire.
	c. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 50 % au minimum et une composante de puissance variable (ct./kW), qui évolue en fonction des charges du réseau.	c. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 50 % au minimum et une composante de puissance ~~variable~~ (ct./kW), qui peut évoluer en fonction des charges variables du réseau.	Al. 2, let. c: la possibilité d'une composante de travail plus élevée dans le groupe de clients de base est un élément important pour une tarification conforme au principe de causalité et est donc à saluer. En couplant obligatoirement le montant de la composante de travail à la charge de réseau, cet instrument est toutefois conçu d'une manière inutilement complexe. C'est pourquoi la formulation contraignante («doit») devrait être atténuée au moyen d'une formulation facultative («peut») afin d'obtenir davantage de possibilités de tarification.
		d. *(nouveau)* la branche peut fixer de manière subsidiaire dans une directive des d'autres modèles tarifaires admissibles qui satisfont aux critères de l'art. 14 LApEl.	
	3 La composante de puissance variable visée à l'al. 2, let. c, se fonde sur des périodes définies pour l'ensemble de l'année tarifaire en fonction de l'estimation des charges du réseau attendues. 4 Les consommateurs finaux avec consommation propre et les regroupements dans le cadre de la consommation propre ne doivent pas être globalement désavantagés par rapport aux autres consommateurs finaux dans le groupe de clients de base.		
	5 Pour les consommateurs finaux qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent, tous les tarifs doivent inclure	5 Pour les consommateurs finaux selon l'al. 1, let. b ~~qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent~~, tous les ta-	Al. 5: selon les explications, cet alinéa ne vaut pas pour tous les consommateurs finaux. Cette réglementation ne doit pas concerner

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.	rifs doivent inclure une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.	tous les consommateurs finaux, car en particulier certains clients commerciaux disposent d'un compteur de puissance, mais pas d'un compteur intelligent. Ces clients doivent continuer à pouvoir bénéficier des tarifs existants.
Art. 18a Différences de couverture dans le domaine des coûts de réseau 1 Si le montant total de la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue par le gestionnaire du réseau pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de réseau imputables (différence de couverture), le gestionnaire de réseau compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture. 2 Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture. 3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire de réseau applique à l'égard du consommateur final correspond: a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1; b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.	***Art. 18b*** *Ex-art. 18a*		
	Art. 18c Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau L'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1 et 3, LApEl) s'étend aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH ainsi qu'au supplément visé à l'art. 35 LEne.	L'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1 et 3 LApEl) s'étend aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH, les coûts selon l'art. 15b LApEl et ~~ainsi qu'~~au supplément visé à l'art. 35 LEne, ainsi qu'aux redevances et prestations fournies à des collectivités publiques.	L'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins et celle destinée à faire fonctionner les (pompes des) centrales à accumulation est exemptée du versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (y c. supplément réseau, services-système, réserve d'électricité). Il manque cependant des dispositions sans équivoque à ce sujet quant à l'exemption des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques. Selon le rapport explicatif, il incomberait aux cantons/communes d'implantation de décider de l'exemption ou non des taxes et prestations

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			fournies à des collectivités publiques. Cela revient, comparé à l'état actuel, à péjorer fortement la situation économique des centrales, notamment des centrales de pompage-turbinage, ce qui ne correspond pas à la volonté du Parlement avec l'adoption de la loi pour l'électricité. L'exemption des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques doit être réglée au niveau fédéral.
	Art. 18d Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau 1 Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 4, LApEl) inclut:		Remarque générale: nous attirons l'attention sur le fait que cette version de l'ordonnance contient des propositions de solutions non conformes à la loi. L'AES peut se déclarer d'accord avec ces propositions dans l'intérêt d'une réglementation transitoire pragmatique.
	a. la composante de travail moyenne pour l'année tarifaire (ct./kWh) du tarif d'utilisation du réseau au point de mesure;	a. la composante de travail moyenne pour l'année tarifaire (ct./kWh) du tarif d'utilisation du réseau <u>en présence</u> ~~au point de mesure~~;	Al. 1, let. a: Le groupe de travail de l'OFEN consacré aux installations de stockage a élaboré une solution pragmatique pour une période de transition. Celle-ci prévoit que le GRD puisse publier en août un tarif applicable au remboursement.
	b. au prorata, les coûts des services-système et les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH ainsi que le supplément visé à l'art. 35 LEne. 2 La rémunération pour l'utilisation du réseau perçue sur les autres composantes tarifaires ne donne pas lieu à un remboursement. 3 Le gestionnaire de réseau procède au remboursement du montant dans le cadre de la facturation. 4 Il met à disposition un formulaire de demande de remboursement standardisé sous forme numérique.	b. au prorata, les coûts des services-système et les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH<u>, les coûts en vertu de l'Art. 15b LApEl</u> ainsi que le supplément visé à l'art. 35 LEne.	Al. 1, let. b: les coûts selon l'art. 15b LApEl doivent également être remboursés.
	Art. 18e Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas d'installations transformant l'électricité 1 L'exploitant d'une installation transformant l'électricité en hydrogène, gaz ou combustibles synthétiques visée à l'art. 14a, al. 4,		Remarque générale concernant l'article: la possibilité d'un remboursement doit être saluée sur le principe. La réglementation doit cependant être praticable. Le critère «installations pilote et de démonstration» ne doit pas être traité de manière trop restrictive; il ne serait notamment pas approprié de n'accorder le

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	let. b, LApEl apporte la preuve de la quantité d'électricité entrant en ligne de compte pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au moyen de garanties d'origine. 2 La rémunération pour l'utilisation du réseau est remboursée dans le cas d'une installation transformant l'électricité en hydrogène, gaz, combustibles ou carburants synthétiques visée à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEl si l'installation: a. est en service le 31 décembre 2034; b. est exploitée avec des énergies renouvelables; c. est reconnue comme une installation pilote et de démonstration par la Confédération, et d. ne conduit pas à un dépassement de la puissance totale de 200 MW à l'échelle de la Suisse visée à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEl. 3 Une installation est reconnue comme installation pilote et de démonstration au sens de l'al. 2, let. c, lorsqu'elle présente des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices. 4 L'OFEN répertorie la puissance de toutes les installations bénéficiant du remboursement visé à l'al. 2 sur un site Internet unique librement accessible. 5 Le gestionnaire de réseau informe l'OFEN des demandes de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau soumises par les exploitants d'installations pilotes et de démonstration. 6 Le droit au remboursement visé à l'al. 2 s'éteint avec la mise hors service de l'installation, mais au plus tard 20 ans après sa mise en service.	3 Une installation est reconnue comme installation pilote et de démonstration au sens de l'al. 2, let. c, lorsqu'elle sert à tester des cas d'application à l'échelle commerciale qui ne sont pas déjà courants sur le marché ~~présente des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices~~. Le critère de non-conformité au marché peut notamment résulter des caractéristiques suivantes: a. Les caractéristiques techniques ou les caractéristiques de l'installation sont en cours de commercialisation; b. Absence de rentabilité des cas d'application qui sont judicieux d'un point de vue systémique, qui répondent à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre et qui seront vraisemblablement rentables en cas de démarrage du marché et de changement d'échelle; c. Intégration de l'installation dans une infrastructure existante ou à construire, dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique globale de la technologie, d'intégrer l'injection fluctuante d'énergies renouvelables ou d'utiliser des produits dé-	remboursement à chaque fois qu'à la première installation qui apporte une composante novatrice. Al. 3: le législateur a prévu à l'art. 14a, al. 4, let. c LApEl une possibilité de remboursement pour les installations P+D d'une puissance allant jusqu'à 200 MW. Cette valeur élevée n'a de sens que si le critère P+D n'est pas interprété de manière trop restrictive. Or, c'est précisément le cas avec la référence aux «caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices» requises. En revanche, il semble judicieux et conforme à l'intention du législateur de considérer que le critère P+D est également rempli lorsque des caractéristiques d'installation usuelles sur le marché ne sont pas déjà testées dans la pratique au sens d'applications en laboratoire réel.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		rivés et la chaleur résiduelle. 7 *(nouveau)* Les installations déjà en service au moment de l'entrée en vigueur des modifications du ... ont également droit au remboursement si elles respectent les exigences en vertu de l'al. 2.	Al. 7: Ne sert qu'à clarifier le fait que la date de mise en service de l'installation ne joue aucun rôle pour la légitimité de déposer une demande, à l'exception de l'al. 2, let. a.
	Art. 18f Prise en charge des coûts de la mesure des quantités d'électricité 1 Les coûts des mesures nécessaires uniquement pour attester les quantités d'électricité en vue du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau visé à l'art. 14a, al. 4, LApEl, y compris celles des systèmes de mesure intelligents, sont à la charge des exploitants d'installations. 2 Les installations de stockage avec consommation finale doivent être équipées d'un système de mesure intelligent pour la mesure des quantités d'électricité lorsqu'une installation de production d'électricité au même point de mesure est soumise à l'obligation d'autorisation d'installation visée à l'art. 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension. 3 Les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. b et c, LApEl doivent être équipées d'un système de mesure intelligent si un tel système est requis pour faire la preuve des quantités d'électricité.	3 Les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. b et c, LApEl doivent être équipées d'un système de mesure intelligent ~~si un tel système est requis pour faire la preuve des quantités d'électricité~~.	Al. 3: Le passage peut être supprimé, car une mesure est toujours nécessaire.
	Art. 18g Directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau 1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique et les modalités du remboursement. 2 Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.	3 *(nouveau)* Les directives sont élaborées et publiées jusqu'au 31.12.2026.	Al. 3: Une fois les ordonnances finales publiées fin 2024, du temps est nécessaire pour élaborer la directive.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Art. 19 Comparatifs d'efficacité, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité ou de composantes de coûts		
	1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité ou certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau, d'une fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure dans l'approvisionnement de base, l'ElCom peut établir des comparatifs entre gestionnaires de réseau comparables. Dans la mesure du possible, elle collabore avec les milieux concernés pour établir des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques couvrant l'ensemble des coûts de réseau.	1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ~~ainsi que les tarifs d'électricité ou certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau~~, d'une fourniture d'énergie efficace aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure efficace dans l'approvisionnement de base, l'ElCom procède à des comparatifs unidimensionnels de l'efficacité entre les gestionnaires de réseau. Pour ce faire, elle collabore avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles non influençables par les entreprises ainsi que de la qualité de l'approvisionnement. Lors des comparaisons des coûts imputables, elle tient compte en outre du degré d'amortissement. Elle intègre des valeurs comparatives internationales dans l'examen. ~~peut établir des comparatifs entre gestionnaires de réseau comparables. Dans la mesure du possible, elle collabore avec les milieux concernés pour établir des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques couvrant l'ensemble des coûts de réseau~~.	Al. 1: le législateur n'a pas prévu d'introduire des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques («quasi-régulation incitative»). En conséquence, ces méthodes ne sont pas non plus autorisées dans l'ordonnance. La régulation Sunshine publie les comparaisons de chiffres clés de l'ElCom. Il convient donc de compléter l'al. 1 uniquement par l'extension de la régulation Sunshine à l'approvisionnement de base et au système de mesure, et de conserver la réglementation actuelle pour le reste. Les tarifs d'électricité comprennent les tarifs d'utilisation du réseau, de l'approvisionnement de base et de la mesure. Cette terminologie est donc obsolète. Il convient de noter que par «comparatif d'efficacité», on entend la comparaison d'indicateurs unidimensionnels au sens de la pratique actuelle (réglementation Sunshine), d'où le nouveau terme «unidimensionnel»..
	2 Le comparatif repose sur des critères appropriés. Il tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise, de la qualité de l'approvisionnement, ainsi que du degré d'amortissement dans la comparaison des coûts imputables.	2 *biffer*	Al. 2: cet alinéa est obsolète en raison des modifications apportées à l'al. 1 et des réflexions correspondantes.
	3 L'ElCom prend en compte les résultats émanant des comparatifs de qualité et d'efficacité visés à l'art. 22a LApEl.	3 *biffer*	Al. 3: cet alinéa est trivial et découle déjà des dispositions de l'art. 22a LApEl.
		3bis *(nouveau)* L'ElCom met les comparatifs et les données correspondantes à la disposition des gestionnaires de réseau pour consultation avant leur publication.	Al. 3bis: avant la publication, les résultats doivent être transmis à la branche afin d'être plausibilisés. Il ne peut pas être exclu que les résultats soient frappants dans les zones ru-

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			rales. Il est aussi possible que des erreurs se soient produites. Les gestionnaires de réseau devraient disposer de suffisamment de temps pour effectuer les calculs et vérifier la plausibilité des comparaisons avant leur publication. Cela permet d'éviter les erreurs et les possibilités d'interprétation erronée. Cela permet également d'éviter les conflits juridiques.
	4 Si le comparatif révèle des coûts excessifs, elle en ordonne la compensation, par réduction, pour l'année tarifaire suivante, des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesurage.	4 Elle ~~Si le comparatif révèle des coûts excessifs, elle en~~ ordonne la compensation de bénéfices injustifiés résultant de tarifs d'utilisation du réseau, d'électricité ou de mesure excessifs par réduction~~, pour l'année tarifaire suivante,~~ des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesurage.	Al. 4: une base fait défaut pour la régulation incitative. La compensation en cours d'année tarifaire ne correspond pas aux procédés prévus et usuels (compensation des différences de couverture sur trois ans, selon le droit en vigueur).
	Titre précédant l'art. 19a **Section 3b Flexibilité et systèmes de commande et de réglage intelligents**		
	Art. 19a Flexibilité au service du réseau et flexibilité existante 1 Une utilisation de la flexibilité est réputée servir le réseau lorsque le gestionnaire du réseau de distribution agit en vue de soulager des situations de réseau sensibles au niveau local et dans le but d'éviter, de réduire ou de reporter une extension du réseau économiquement inefficace. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut recourir à la flexibilité qu'à cette fin. 2 La flexibilité est réputée existante lorsque le gestionnaire du réseau de distribution a, avant le 1er janvier 2025, installé un système de commande et de réglage intelligent chez un détenteur de flexibilité afin de recourir à sa flexibilité.	1 Une utilisation de la flexibilité est réputée servir le réseau lorsque le gestionnaire du réseau de distribution agit en vue de soulager des situations de réseau sensibles au niveau local, ~~et~~ dans le but d'éviter~~, de réduire ou de reporter~~ une extension du réseau économiquement inefficace ou de réduire les coûts du réseau ou de repousser des mesures d'une autre façon. ~~Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut recourir à la flexibilité qu'à cette fin.~~	Al. 1: les coûts totaux de l'approvisionnement énergétique doivent être réduits, ce qui englobe par exemple aussi la réduction du pic de charge envers le réseau en amont.
	Art. 19b Recours aux utilisations de la flexibilité nouvelle 1 Lorsqu'un détenteur de flexibilité consent à ce qu'un système de commande et de réglage intelligent soit utilisé par le gestion-	1 Lorsqu'un détenteur de flexibilité consent à ce que ~~qu'un système de commande et de réglage intelligent soit utilisé par~~ le gestion-	Al. 1: selon la loi, l'utilisation de la flexibilité est indépendante du système de contrôle et de régulation intelligent. En outre, comme le décrit

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	naire du réseau de distribution afin de recourir à sa flexibilité, il convient avec celui-ci notamment des éléments suivants: a. l'étendue de l'utilisation envisagée de la flexibilité; b. l'éventuelle installation du système de commande et de réglage intelligent; c. les modalités de l'utilisation du système; d. le moyen permettant d'informer les détenteurs de flexibilité de l'utilisation effective de leur flexibilité ainsi que la fréquence de la communication; e. la rétribution fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires.	naire du réseau de distribution utilise ~~afin de recourir à~~ sa flexibilité, il convient avec celui-ci notamment des éléments suivants: b. l'éventuelle installation nécessaire du système de commande et de réglage intelligent; d. *biffer*	le rapport explicatif, l'onduleur, par exemple, fait également partie du système de contrôle et de régulation intelligent. Al. 1, let. d: l'accord porte sur l'utilisation de la flexibilité.
	2 Le gestionnaire du réseau de distribution doit informer, selon les modalités prévues dans le contrat d'utilisation du réseau, mais au moins lors de chaque facturation, les détenteurs de flexibilité concernés de chacune des utilisations effectives de leur flexibilité.	2 *biffer*	Al. 2: il ne fait pas de sens d'écrire au client que son chauffe-eau a été enclenché 365 fois par année à 2 heures du matin. Cela doit être réglé par un contrat, mais pas forcément dans le contrat d'utilisation du réseau. Il n'y en a pas avec les centrales électriques. Il serait beaucoup trop compliqué et volumineux de lister chaque recours à la flexibilité lors de chaque facturation. Le client a bel et bien accepté le contrat.
	3 Il publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.	3 Il publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat ~~sur la commande et le réglage~~, notamment les taux de rétribution.	Al. 3: il s'agit d'un contrat d'utilisation de la flexibilité.
	Art. 19c Recours aux utilisations de la flexibilité existante 1 Avant de pouvoir recourir à la flexibilité existante, le gestionnaire du réseau de distribution doit au préalable adapter le contrat d'utilisation du réseau qui le lie aux détenteurs de flexibilité. Celui-ci doit contenir au moins des dispositions relatives aux éléments suivants: a. l'étendue de l'utilisation envisagée de la flexibilité;		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	b. les modalités de l'utilisation du système de commande et de réglage intelligent; c. le moyen permettant d'informer les détenteurs de flexibilité de l'utilisation effective de leur flexibilité ainsi que la fréquence de la communication; d. la rétribution fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires; e. les différents acteurs habilités à utiliser la flexibilité; f. le droit des détenteurs de la flexibilité existante d'interdire l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent et l'obligation d'informer lesdits détenteurs des conséquences d'une telle interdiction.	e. *biffer* g. *(nouveau)* la durée contractuelle et le délai de résiliation	Al 1, let. e: aucun lien n'est perceptible avec la flexibilité au service du réseau. Cet article concerne exclusivement l'utilisation de la flexibilité existante par le GRD. On part du principe que si d'autres acteurs que le GRD utilisent cette flexibilité, ils devraient établir une relation contractuelle avec le détenteur. Al. 1, let. g, et al. 2: les flexibilités doivent être garanties aussi à long terme afin de réellement éviter les extensions de réseau. Les clients ne sont pas contraints de conclure des contrats s'ils ne souhaitent pas s'engager à long terme.
	2 Tout détenteur de flexibilité existante qui souhaite interdire l'utilisation, par le gestionnaire du réseau de distribution, d'un système de commande et de réglage intelligent en vue de recourir à sa flexibilité, doit le lui communiquer expressément. Il peut le faire lors de la mise à jour du contrat d'utilisation du réseau, ou moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre.	2 Tout détenteur de flexibilité existante qui souhaite interdire l'utilisation, par le gestionnaire du réseau de distribution, d'un système de commande et de réglage intelligent en vue de recourir à sa flexibilité, doit le lui communiquer expressément. Il peut le faire lors de la mise à jour du contrat d'utilisation du réseau, ou moyennant un préavis selon l'al. 1, let. g ~~d'un mois pour la fin d'un trimestre~~.	
	3 Le gestionnaire du réseau de distribution informe, selon les modalités prévues dans le contrat d'utilisation du réseau, mais au moins lors de chaque facturation, les détenteurs de flexibilité concernés de chacune des utilisations effectives de leur flexibilité.	3 *biffer*	Al. 3: les gestionnaires de réseau de distribution établissent trois factures d'acompte sans indication de quantité et une facture annuelle. Il n'est pas utile d'indiquer à chaque facturation quand la flexibilité a été utilisée, c'est-à-dire quand les chauffe-eau et les pompes à chaleur ont été activés.
	Art. 19d Recours aux utilisations garanties de la flexibilité 1 L'utilisation garantie de la flexibilité par le gestionnaire du réseau de distribution au sens de l'art. 17c, al. 4, LApEl ne donne pas lieu à rétribution. 2 En indiquant les raisons et l'étendue de l'utilisation, le gestionnaire du réseau de distribution doit informer le détenteur de flexibilité		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	concerné: a. sur demande, mais au moins lors de chaque facturation, de toute utilisation effective de sa flexibilité à des fins d'ajustement de l'injection; b. immédiatement, de toute utilisation effective de sa flexibilité en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau.	b. ~~immédiatement,~~ de toute utilisation effective de sa flexibilité en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau; c. *(nouveau)* l'information en vertu de la lettre b a lieu au moins une fois par année.	Al. 2, let. b et c: la formulation est critique. Une communication immédiate n'est guère possible et peu judicieuse. Une communication par SMS ou e-mail ne peut pas être mise en œuvre par les gestionnaires de réseau, ce entre autres car les clients ne communiquent pas leurs numéros de portable ni leurs adresses électroniques. Certaines interruptions ne durent que quelques minutes et ne sont guère ressenties par les clients. Du point de vue du client, il n'existe pas non plus un besoin d'information immédiate. Alourdir la charge de travail dans ce but n'est pas nécessaire.
	3 Sur demande, il doit informer les tiers de toute utilisation garantie de la flexibilité qui va à l'encontre de droits qu'ils détiennent. 4 Il doit en outre informer, sur demande, mais au moins une fois par année, les détenteurs de la flexibilité concernés et les tiers directement restreints dans leurs droits sur la quantité d'énergie qui a été utilisée. 5 En vue de recourir à la flexibilité, il peut installer et utiliser un système de commande et de réglage intelligent, sans le consentement du détenteur de flexibilité concerné.	3 *biffer*	Al. 3: la protection des données n'est pas correctement applicable lors de l'information de tiers, étant donné que la légitimité ne peut pas être clarifiée dans tous les cas.
	6 L'utilisation de la flexibilité est garantie pour l'ajustement de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée à une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement par installation. Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.	6 L'utilisation de la flexibilité est garantie pour l'ajustement de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée à l'injection provenant d'installations photovoltaïques d'une puissance maximale de 1 MW et à 70% de la puissance ~~une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement par installation. Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection~~.	Al. 6 et 7: la formulation est neutre sur le plan technologique et se réfère donc à l'énergie, mais elle vise clairement le photovoltaïque décentralisé en raison des paramètres choisis. L'AES propose donc, pour des raisons de clarté, de le formuler de manière explicite dans l'ordonnance. La limitation aux petites installations jusqu'à 1 MW a pour but d'éviter impacter les grandes installations au sol et notamment les installations solaires alpines. Le critère de puissance est préférable au critère énergétique en termes d'applicabilité dans la

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		7 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.	pratique. Pour les petites installations, un ajustement basé sur la puissance est plus simple et plus efficace. Les installations plus petites précisément, jusqu'à 30 kVA, sont équipées d'une mesure de l'excédent (pas de mesure nette), avec laquelle la production annuelle n'est pas connue du GRD. Cette proposition correspond à la proposition initiale avec le critère énergétique. Des analyses ont révélé qu'un ajustement de la puissance à 70% avait pour conséquence que seulement 3% de la production annuelle ne puisse pas être injectée dans le réseau. Le critère de puissance se réfère à la puissance du module de l'installation PV, et non à la puissance de l'onduleur. Étant donné que l'ajustement de l'injection est un nouvel instrument, il faudrait en outre réglementer le traitement des installations existantes.
	Titre précédant l'art. 19e **Section 3c Communautés électriques locales**		
	Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale 1 Une communauté électrique locale peut être constituée lorsque la puissance des installations de production qui y sont intégrées représente au moins 20 % de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux participants. 2 Les installations de production exploitées 500 heures par an au maximum ne sont pas prises en compte dans le calcul de la puissance de production. 3 Les consommateurs finaux ainsi que les installations de production et les installations de stockage intégrés dans la communauté doivent se situer dans la même zone de desserte et ne pas être raccordés à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV. En outre, de tels niveaux de tension ne peuvent	3 Les consommateurs finaux ainsi que les installations de production et les installations de stockage intégrés dans la communauté doivent se situer dans la même zone de desserte et ~~ne pas~~ être raccordés uniquement sur les niveaux de réseau 7 et 5 ~~à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV~~. En	Les 20% sont considérés comme appropriés et ne devraient pas être abaissés. Al. 3: il doit être clair qu'une CEL, conformément à l'art. 17d, al. 2, let. a, LApEl, ne peut être constituée que dans la même zone de réseau, au même niveau de réseau et à proximité les uns des autres. La création de CEL via les réseaux du GRD en amont n'est donc expressément pas autorisée.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	pas être utilisés pour l'échange de l'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté. 4 Un consommateur final ne peut participer qu'à une communauté électrique locale par site de consommation. Une installation de production ou une installation de stockage ne peut être intégrée que dans une communauté. 5 Lorsqu'une condition préalable à la constitution d'une communauté électrique locale n'est plus remplie, elle n'est plus traitée comme telle par le gestionnaire du réseau de distribution.	outre, ~~de tels~~ seuls ces niveaux de réseau ~~tension ne~~ peuvent ~~pas~~ être utilisés pour l'échange de l'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté. Les niveaux de réseau utilisés doivent être exploités par le même gestionnaire de réseau.	De même, l'utilisation du niveau haute tension doit être expressément exclue.
	Art. 19f Relation entre les participants 1 Les participants à la communauté électrique locale conviennent par écrit: a. du représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur; b. des taux de rétribution de l'électricité produite et consommée en interne; c. de la prise en charge des coûts du traitement des données, de l'administration et du décompte internes; d. des prérequis et des conditions d'entrée dans la communauté et de sortie de celle-ci; e. d'une répartition différente de la facturation concernant la prise en charge des coûts liés à l'utilisation du réseau, à la mesure et à la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base et en dehors de celui-ci. 2 Dans la mesure du possible, l'électricité produite par les installations de production de la communauté est écoulée dans la communauté. La vente au gestionnaire du réseau de distribution ou à un tiers n'est admissible que si, à un moment déterminé, la quantité d'électricité injectée dépasse la quantité d'électricité soutirée du réseau par l'ensemble des participants de la communauté, et ne peut porter que sur l'électricité excédentaire.		Al. 1, let. c: Nous comprenons la lettre c de telle sorte que le producteur est lui-même responsable du décompte de l'électricité photovoltaïque vendue au sein de la CEL.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		3 *(nouveau)* Lorsqu'une installation de stockage participe à une communauté électrique locale, l'électricité soutirée du réseau et stockée dans le dispositif ne doit pas être livrée, lors du processus de déchargement, de façon interne aux participants à la communauté.	Al. 3: correspond à la prescription «commercialiser au sein de cette communauté l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite», art. 17d LApEl. L'électricité fournie en interne aux participants d'une CEL ne peut provenir que d'installations de production qui sont elles-mêmes des participantes à cette CEL. Si l'électricité provenant du réseau est stockée temporairement dans une installations de stockage, cette condition n'est pas remplie. L'AES salue expressément que le Conseil fédéral ne procède pas à une répartition des coûts administratifs et des coûts de distribution selon l'art. 17d, al. 6, LApEl. Les CEL constituent aussi une grande charge de travail pour le service client et une réduction des coûts administratifs et des coûts de distribution ne serait pas conforme au principe de causalité.
	Art. 19g Relation avec le gestionnaire du réseau de distribution 1 Le représentant de la communauté électrique locale informe le gestionnaire de réseau:		
	a. de la constitution et de la dissolution de la communauté, moyennant un préavis de trois mois;	a. de la constitution et de la dissolution de la communauté, moyennant un préavis de trois mois à la fin ou au début d'un mois;	Al. 1, let. a: les processus de décompte devraient être adaptés moyennant une grande charge de travail (onéreuse) si les adaptations pouvaient être faites au jour près.
	b. des participants et, moyennant un préavis d'un mois, de toute modification concernant la composition de la communauté;	b. des participants et, moyennant un préavis d'un mois, de toute modification concernant la composition de la communauté, ou seulement pour la fin d'un trimestre lorsque le participant n'a pas encore installé de système de mesure intelligent;	Al. 1, let. b: le GRD a besoin de plus de temps s'il doit encore installer un système de mesure intelligent.
	c. du représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur;		
	d. des données techniques des installations de production, notamment le type d'installation et la puissance électrique; e. de la non-atteinte de la valeur définie à l'art. 19e, al. 1.	d. des données techniques des installations de production, notamment le type d'installation et la puissance électrique ainsi que la taille des coupe-circuits d'abonné par consommateur et installation de stockage;	Al. 1, let. d: pour calculer la puissance de 20%, les consommateurs finaux qui ne participent pas doivent être soustraits.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		f. *(nouveau)* La déclaration de volonté des participants de la communauté électrique locale concernant leur adhésion à ou leur retrait de la communauté.	Al. 1, let. f : le gestionnaire de réseau de distribution doit avoir la certitude que l'adhésion ou le retrait correspond effectivement à la volonté du participant.
		1bis *(nouveau)* En cas de non-respect par le représentant des obligations en vertu de l'alinéa 1, le gestionnaire de réseau de distribution peut ne plus traiter la communauté électrique locale comme telle.	Al. 1bis: le représentant doit assumer de nombreuses tâches. Il faudrait préciser ce qui se passe en cas de non-exécution de ces tâches, notamment dans le cas de la lettre e, qui entraîne la dissolution de la CEL.
	2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de collaborer. Pour autant que cela soit pertinent pour la planification de la communauté, il communique notamment aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale:	2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de collaborer. Pour ~~autant que cela soit pertinent pour~~ la planification de la communauté, il communique notamment aux responsables d'une communauté électrique locale ~~aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale~~:	Al. 2: les GRD ne peuvent pas examiner spontanément des centaines de constellations, mais plutôt des projets concrets. Seules les données concernant la topologie du réseau doivent être mises à disposition, et non pas des données quelconques.
	a. la topologie du réseau, dans un délai de 14 jours à compter de la réception de la demande;	a. la topologie du réseau pertinente, dans un délai de 20 jours ouvrables ~~14 jours~~ à compter de la réception de la demande;	Al. 2, let. a: une délai de 14 jours est très court, notamment à Pâques ou durant la période de Noël. Une prolongation à 20 jours ouvrables est appropriée.
	b. la situation en matière de raccordement des consommateurs finaux, des installations de production et des installations de stockage.		
	3 Il procède comme suit pour calculer la rémunération pour l'utilisation du réseau correspondant aux quantités d'électricité autoproduites et écoulée dans le cadre de la communauté via le réseau de distribution et l'attribuer aux différents participants: a. il compare la somme des soutirages et la somme des injections d'électricité des participants à la communauté sur la base de leurs valeurs de courbe de charge de 15 minutes; b. la plus faible des deux valeurs est considérée comme la quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté; c. celle-ci est imputée selon une même clé de répartition aux différents participants,	3 *remplacer par:* Le minimum de la somme de toutes les injections et de la somme de tous les soutirages est considéré comme étant la quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté. Cette quantité d'électricité est à imputer individuellement aux participants en fonction de leurs soutirages au prorata.	Al. 3: la proposition du Conseil fédéral est difficilement compréhensible. L'AES propose une formulation plus simple et plus claire, sans pour autant changer le contenu.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	compte tenu de leurs soutirages respectifs. 4 L'al. 3 s'applique par analogie au calcul et à l'attribution de la rémunération pour la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base, auquel cas le gestionnaire du réseau de distribution ne prend en compte que la fourniture d'électricité destinée aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. 5 Le prélèvement du montant pour le mesurage repose sur les dispositions relatives aux systèmes de mesure.		
	Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau 1 La réduction du tarif d'utilisation du réseau à laquelle les participants à une communauté peuvent prétendre pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LApEl) s'élève à 30 % de leur tarif standard (art. 18, al. 3).	1 La réduction du tarif d'utilisation du réseau à laquelle les participants à une communauté peuvent prétendre pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LApEl) s'élève à 30 % de <u>la composante de travail</u> ~~leut tarif standard~~ (art. 18, al. 3).	Al. 1: la réduction doit se baser sur le tarif d'utilisation du réseau que le consommateur final a choisi ou qui est donné. Les réductions semblent appropriées en raison des faibles répercussions de la constitution d'une CEL sur les coûts du réseau engendrés. Elles ne devraient en aucun cas être augmentées. Dans le rapport explicatif du chapitre sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, le Conseil fédéral a indiqué à juste titre que le tarif de puissance sert à rémunérer la capacité de raccordement. Comme cette capacité n'est pas caduque en cas de réinjection, aucun remboursement n'est nécessaire. Il en va de même pour les prix de base, qui couvrent les coûts structurels du réseau. Le remboursement devrait donc se limiter à la composante de travail du tarif. Les mêmes principes s'appliquent à l'échange d'électricité au sein d'une communauté électrique locale. Ni la puissance de raccordement ni les coûts du système ne sont réduits par l'achat d'électricité autoproduite. Par conséquent, les participants ne devraient pas non plus avoir droit à une réduction sur la composante de puissance, le tarif de base et l'énergie réactive.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 La quantité d'électricité donnant droit à la réduction correspond à la plus faible valeur visée à l'art. 19g, al. 3, let. b.	2 La quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté ~~quantité d'électricité~~ donne ~~donnant~~ droit à la réduction ~~correspond à la plus faible valeur visée~~ conformément à l'art. 19g, al. 3, let. b.	Al. 2: précision
	3 Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite ne peut pas être écoulée, dans le cadre de la communauté, entre chaque installation de production et un consommateur final, quel qu'il soit, au sein de la communauté, sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 15 % pour l'ensemble des consommateurs finaux au sein de la communauté.	3 Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite ne peut pas être écoulée, dans le cadre de la communauté, entre chaque installation de production et un consommateur final, quel qu'il soit, au sein de la communauté, sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 15 % de la composante travail pour l'ensemble des consommateurs finaux au sein de la communauté.	
	4 Doivent être facturés sans réduction: a. les coûts des services-système; b. les coûts liés à la réserve d'électricité; c. le supplément visé à l'art. 35 LEne; d. les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques.	e. *(nouveau)* le tarif de mesure f. *(nouveau)* les coûts pour la plate-forme de données.	Al. 4, let. e et f: le tarif de mesure et les coûts pour la plate-forme de données ne font, par définition, pas partie du tarif d'utilisation du réseau.
		Art. 19i *(nouveau)* Mise en œuvre Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre des communautés électriques locales, à l'exception des règles selon l'art. 19f. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.	Afin de clarifier les choses et pour tenir compte de l'approche subsidiaire, les règles sont définies dans des directives transparentes et non-discriminatoires. En sont exclues les dispositions selon art. 19f, car ces dispositions concernent non pas les GRD, mais la relation au sein de la CEL.
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	***Art. 22, al. 3 à 5***		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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 qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique 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 et à l'art. 71a, al. 4, LEne 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 l'al. 3 et à l'art. 71a, al. 4, LEne 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.	3 *Abrogé* 4 *Abrogé* 5 *Abrogé*		
	Titre précédant l'art. 26d **Chapitre 4c Publication de comparatifs de qualité et d'efficacité**		
	Art. 26d 1 L'ElCom assure la comparabilité des résultats dans les domaines visés à l'art. 22a LApEl. 2 Elle publie chaque année les résultats de ses comparatifs de qualité et d'efficacité sur son site Internet. 3 L'OFEN peut recourir à des méthodes statistiques économétriques pour l'évaluation des résultats obtenus par l'ElCom. Sur demande, l'ElCom fournit à l'OFEN tout renseignement ou document dont il a besoin pour procéder à l'évaluation.	3 *biffer*	Al. 3: cf. aussi à l'art. 19. Selon l'art. 22a, al. 4, LApEl, l'OFEN est chargé d'évaluer tous les quatre ans les comparatifs effectués conformément à l'art. 22a, al. 2, LApEl. Il n'existe pas de dispositions légales permettant à l'ElCom de fournir à l'OFEN des informations et des documents relatifs aux comparatifs selon l'art. 22a, al. 2, LApEl. Il ne

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			ressort pas non plus du message relatif à la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables de juin 2021 que le législateur ait eu l'intention de confier à l'OFEN des compétences pour évaluer les résultats de l'ElCom.
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, 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 au recours à des organisations privées.	***Art. 27, al. 4*** 4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1, 7, al. 2, 8a, al. 2, 8a^{bis}, al. 4, 8b, 8e, al. 1, 12, al. 2, 13, al. 1, 17, 18g, 19d, al. 6, 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.	4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1, 7, al. 2, 8a, al. 2, 8a^{bis}, al. 4, 8b, 8e, al. 1, 8h, al. 3, 12, al. 2, 13, al. 1, 16, al. 1bis, 17, 18, al. 2, let. b, 18g, ~~19d, al. 6,~~ 19j 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.~~	Al. 4: l'élaboration de directives en impliquant les milieux concernés est déjà réglée dans l'art. 19d pour la gestion de l'injection et peut donc être biffée ici. La «menace» devrait être supprimée. La branche prend le mandat/l'obligation au sérieux et élaborera les directives. Il faudrait se demander si l'OFEN dispose des connaissances pratiques et de l'expertise suffisantes pour élaborer des directives qui soient applicables dans la pratique et uniformes et dont la mise en œuvre entraînerait une charge administrative aussi faible que possible.
Section 4a **Disposition transitoire relative à la modification du 1er novembre 2017**			

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 31f Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents chez des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final ne peut interdire l'utilisation visée à l'art. 8c, al. 6.	***Art. 31f*** *Abrogé*	Abrogation seulement au 1.1.2026	Pour l'introduction du *opt-out* pour les flexibilités existantes, une disposition transitoire est nécessaire. Cf. proposition à l'art. 31n.
	Titre précédant l'art. 31n **Section 4e Disposition transitoire relative à la modification du …**		
	Art. 31n 1 La disposition relative aux parts minimales d'électricité issues d'énergies renouvelables à écouler dans l'approvisionnement de base (art. 4a) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. 2 La disposition relative au produit électrique standard (art. 4b) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2028.	1 La disposition relative aux parts minimales d'électricité issues d'énergies renouvelables à écouler dans l'approvisionnement de base (art. 4a) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. <u>Pour l'année tarifaire 2026, la part minimale peut différer exceptionnellement de la part de 20% prévue à l'art. 4a, al. 3.</u>	Al. 1: les délais sont serrés de manière générale. La disposition transitoire est trop courte pour les 20% de production indigène (physique) lorsqu'on est en présence de contrats existants: - L'ordonnance finale ne sera connue qu'à fin 2024 et entrera en vigueur au 1.1.2025. - Les entreprises qui acquièrent l'énergie à long terme en ont déjà contracté de grandes quantités. - Les contrats déjà conclus doivent conserver leur validité (contrats existants sur trois ans) / protection des droits acquis.
	3 Les quantités d'électricité visées à l'art. 4c, al. 2, doivent être assurées pour la première fois le 31 août de l'année tarifaire 2026.	3 Les quantités d'électricité visées à l'art. 4c, al. 2, doivent être assurées pour la première fois le 31 août de l'année ~~tarifaire~~ 2026.	Al. 3: afin d'éviter des malentendus, il convient d'écrire «année» au lieu d'«année tarifaire» (précision). Selon la perception de l'AES, au 31.08.2026, 75% de l'énergie pour l'année 2027 doit être acquise, 50% pour l'année 2028, etc.
		<u>3bis *(nouveau)* Les dispositions de l'art. 7, al. 3, let. f et h, des art. 7a, 7b, 8-8i, 13-13f, 15, al. 2, let. b et 3, 16, al. 1 et 1bis, 17, al. 2, 18-18g, 19c, 19e-19h s'appliquent pour la première fois à l'année tarifaire suivant l'entrée en vigueur de la modification du 29 sep-</u>	Al. 3bis: l'année 2025 vaut comme année de transition, non seulement en matière de tarifs, mais aussi pour les coûts de mesure et les coûts du réseau. Il convient d'introduire une disposition transitoire à ce sujet dans un alinéa supplémentaire.

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		tembre 2023 de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Si l'adoption d'une directive est prévue, l'article ne s'applique qu'à partir de la publication de la directive. Le délai d'élaboration de la directive prévu à l'article 27 doit être respecté.	• La disposition au sujet de la facturation (art. 7a et 7b) est applicable pour la première fois pour l'année tarifaire 2026, ou seulement lorsque les coûts relatifs à la plateforme de données sont publiés pour la première fois. • La disposition au sujet des tarifs de mesure (art. 8) est applicable pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. • Les dispositions au sujet des principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. • Les dispositions au sujet des tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension (art. 18a) sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. • Les dispositions au sujet du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18d&e) sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. • Les dispositions au sujet de l'utilisation de la flexibilité existante sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026 • Les dispositions de la section 3c au sujet des CEL sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. Des directives devront également être élaborées d'ici l'entrée en vigueur des ordonnances.
	4 La demande visée à l'art. 8f, al. 1, doit être soumise dans un délai de neuf mois à compter de l'entrée en vigueur de la modification du …. 5 Les coûts de renforcement de réseau sont indemnisés sur la base de l'ancien droit lorsque le gestionnaire de réseau a approuvé la demande de raccordement technique (DRT) ou que le contrat de raccordement au réseau a été conclu avant l'entrée en vigueur des art. 13 et 13f. 6 Les renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production sont indemnisés selon l'ancien droit si,		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	avant l'entrée en vigueur de la modification du ...: a. une demande de raccordement technique a été acceptée par le gestionnaire de réseau, ou que b. un contrat de raccordement au réseau a été conclu.		
Annexe 1a ***(art. 8h, al. 3)*** **Données de référence** **Sont considérés comme des données de référence :** 1. le numéro du point de mesure ; 2. la méthode de mesure appliquée au point de mesure ; 3. le mode de décompte appliqué au point de mesure ; 4. la fréquence des relevés au point de mesure ; 5. la désignation du gestionnaire du réseau de distribution ; 6. la désignation du fournisseur d'énergie ; 7. la désignation du responsable du groupe-bilan ; 8. la désignation du responsable des services-système ; 9. le recours à la consommation propre au sens de l'art. 16 LEne ; 10. la participation à un regroupement dans le cadre de la consommation propre au sens de l'art. 17 LEne ; 11. la participation à une communauté électrique locale au sens des art. 17d et 17e LApEl ; 12. la puissance de raccordement au point de mesure, en kVA ; 13. le raccordement d'une station de recharge pour véhicules électriques et la puissance de raccordement, en kVA ; 14. le raccordement d'une pompe à chaleur et la puissance de raccordement, en kVA ; 15. le raccordement d'une installation de production ainsi que		*Biffer*	De nombreuses données de référence listées à l'annexe 1a ne sont pas saisies par le GRD, ou pas selon une prescription homogène. En font partie: • La puissance de raccordement au point de mesure en kVA • Le raccordement d'une borne de recharge pour les véhicules électriques -> le GRD est intéressé par l'infrastructure de recharge existante et non par chaque borne de recharge. • La classe économique selon la nomenclature générale des activités économiques • L'identifiant de bâtiment et d'appartement (une grande partie des entreprises électriques, en particulier les petites, n'utilisent pas de tels identifiants. En plus, collision avec la protection des données, pas d'anonymisation). En général: de nombreux attributs ne sont pas liés au point de mesure, mais au client ou au raccordement. Cela ne convient que pour les maisons individuelles. Les cas d'application et les objectifs poursuivis par ces données devraient, dans l'ensemble, être mieux expliqués. Il faut notamment veiller à la compatibilité avec la loi sur la protection des données, à la protection de la sphère privée et à l'utilisation parcimonieuse des données. L'art. 8d de l'OApEl règle en outre le traitement des données relatives à la courbe de charge. En raison des évolutions dynamiques qui se profilent, les données de référence ne doivent pas être définies dans une annexe à l'ordon-

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
15.1. la technologie de production, 15.2. la puissance de l’installation, 15.3. la date de mise en service ; 16. l’enregistrement de l’installation de production au sens de l’art. 2, al. 1, OEne 17. le raccordement d’un accumulateur électrique et la puissance de raccordement, en kVA ; 18. le numéro postal d’acheminement ; 19. la commune ; 20. l’identificateur de bâtiment au sens de l’art. 8, al. 2, let. a, de l’ordonnance du 9 juin 2017 sur le Registre fédéral des bâtiments et des logements (ORegBL); 21. l’identificateur de logement au sens de l’art. 8, al. 3, let. a, ORegBL ; 22. la classe selon la Nomenclature générale des activités économiques9			nance mais de manière subsidiaire dans le modèle de données de la branche de l’AES et continuer à être adaptées au fur et à mesure aux besoins et aux possibilités.

Ord. sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

28.5.2024

Digression: offensive solaire

Sécurité de planification et d'investissement pour les installations solaires alpines: l'offensive solaire comprend des exigences très ambitieuses concernant les délais. Lors du débat au Conseil national du 21.12.2023 sur le projet de loi d'accélération, le CF Rösti annoncé une modification de l'ordonnance dans le sens suivant: l'encouragement des installations alpines particulièrement chères pourrait être réalisé pour la période ultérieure à 2025, et ce en augmentant le bonus d'altitude pour les rétributions uniques habituelles, de sorte que la même rétribution soit possible à plus long terme, comme c'est le cas selon l'«offensive solaire».

- En raison des gros investissements, la sécurité de planification et d'investissement est d'une importance décisive pour les installations solaires alpins. Afin d'améliorer la sécurité pour les auteurs de projets, l'adaptation de l'ordonnance dont a parlé le CF Rösti est nécessaire d'urgence et il faut s'y atteler dès que possible, car les calendriers de projets au rythme soutenu nécessitent, par exemple pour un début de construction au printemps 2025, des commandes définitives de matériel d'ici peu.
- En outre, il faut partir du principe qu'en l'absence de base légale, il sera encore plus difficile de convaincre la population du projet dans une assemblée communale.

Mise aux enchères spéciale: il faut examiner la possibilité d'introduire une mise aux enchères spéciale pour les installations solaires alpines au lieu du bonus d'altitude. Une telle mise aux enchères semble plus facile à mettre en œuvre. Les tours d'offres devraient être communiqués suffisamment à l'avance afin que les auteurs de projets aient assez de temps pour se préparer.

Révision alternative du bonus d'altitude: le bonus d'altitude doit être adapté aux exigences actuelles. Il doit être transformé en un bonus hivernal. L'AES avait déjà demandé un bonus hivernal dans sa prise de position de juillet 2022. Le bonus d'altitude n'a pas fait l'objet d'une consultation avant son introduction et le rapport explicatif de novembre 2022 ne fournit que peu d'informations objectivement justifiées sur la fixation de la limite existante de 1500 mètres au-dessus du niveau de la mer selon l'art. 38, al. 1^{quater}, OEneR. L'encouragement se concentre sur la production d'électricité hivernale, raison pour laquelle le critère ne doit pas être associé directement à une limite d'altitude arbitraire, mais à la production d'électricité hivernale, par analogie à l'art. 71a, al. 2, let. b, LEne. Par conséquent, le critère de la limite de 1500 mètres au-dessus du niveau de la mer pourrait être remplacé, pour le droit au bonus, par le critère de 500 kWh de production d'électricité hivernale pour 1 kW de puissance installée. Une autre possibilité serait d'adapter le bonus d'altitude en fonction de l'altitude, car les rendements d'électricité annuels et hivernaux sur les sites élevés sont plus importants que sur le Plateau. Ou, comme l'AES l'avait déjà demandé, le bonus pour les installations avec une part de production hivernale de 40 à 50% est de 250 francs par kW, et de 450 francs par kW pour les installations dont la part dépasse 50%. Si l'installation présente de la consommation propre, le bonus est réduit de 50%.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 1 Dispositions générales			
Art. 2 Définitions Dans la présente ordonnance, on entend par: a. installation hybride: installation utilisant plusieurs agents énergétiques renouvelables pour produire de l'électricité;	***Art. 2, let. g*** Dans la présente ordonnance, on entend par:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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. 11, al. 2, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne); e. rejets de chaleur: les déperditions de chaleur inévitables en l'état de la technique, produites par des processus de conversion d'énergie ou par des processus chimiques, par exemple dans les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), 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.			
	g. installation hydroélectrique contrôlable: installation hydroélectrique présentant au moins une flexibilité de six heures à pleine charge.	g. installation hydroélectrique contrôlable: installation hydroélectrique pouvant être exploitée pendant ~~présentant~~ au moins ~~une flexibilité de~~ six heures à pleine charge si cela est nécessaire ou souhaité.	Let. g: le libellé n'est pas clair. Il pourrait aussi signifier qu'un ajustement de l'injection à hauteur de six heures à pleine charge doit être considéré comme contrôlable. Le rapport explicatif est toutefois clair sur ce point, puisqu'il parle de la possibilité d'exploiter l'installation à pleine charge pendant six heures cela est nécessaire ou souhaité. Le texte de l'ordonnance devrait donc être précisé en conséquence.
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;	***Art. 3, al. 2bis***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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. Cette définition ne s'applique pas aux installations hydroélectriques. 3 L'organe d'exécution décide s'il s'agit ou non d'une nouvelle installation en accord avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).	2bis Une installation éolienne est réputée complètement remplacée si au moins le rotor, le dispositif de conversion et la tour sont remplacés.		
Art. 4 Puissance de l'installation La puissance d'une installation est déterminée conformément à l'art. 13 OEne4.	***Art. 4, al. 2*** 2 La puissance d'une centrale électrique à bois est déterminée en fonction de la puissance indiquée par le fabricant dans le contrat de livraison. Si la puissance ne peut pas être clairement déterminée, l'organe d'exécution fixe celle-ci en accord avec l'OFEN et en tenant compte de toutes les composantes de l'installation.		
Art. 8 *(abrogé)*	**Art. 8 Exercice du droit d'option conformément à l'art. 29b LEne** 1 L'exploitant d'une installation ayant le droit, en vertu de l'art. 29b LEne, d'opter pour la participation au système de la prime de marché flottante ou pour une contribution d'investissement, exerce ce droit de la façon suivante: a. s'il s'agit d'une installation hydroélectrique: au plus tard 30 jours après réception de la communication du montant probable du taux de rétribution et de la contribution d'investissement (art. 30b^{quinquies}); b. s'il s'agit d'une installation photovoltaïque: lors du dépôt d'une offre;	a. s'il s'agit d'une installation hydroélectrique: au plus tard <u>60 jours</u> ~~30 jours~~ après réception de la communication du montant probable du taux de rétribution et de la contribution d'investissement (art. 30b^{quinquies}); b. s'il s'agit d'une installation photovoltaïque: lors du dépôt d'une offre<u>, son choix n'ayant alors pas d'effet contrai-</u>	Al. 1, let. a: un délai de 60 jours est plus réaliste et plus proche de la durée effective pour une telle décision d'investissement. Al. 1, let b: cela précise clairement que ce choix n'entraîne aucun effet contraignant pour de futurs appels d'offres si l'exploitant n'a pas

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	c. s'il s'agit d'une installation éolienne ou d'une installation de biomasse: lors du dépôt de la demande. 2 L'option retenue pour une installation est également valable pour tout agrandissement ou rénovation notables ultérieurs de cette installation.	gnant pour de futurs appels d'offres si l'exploitant ne devait pas obtenir d'adjudication;	obtenu d'adjudication lors de l'appel d'offres
Chapitre 2 Système de rétribution de l'injection **Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence**			
Art. 15 Prix de marché de référence 1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques, d'installations hydroélectriques, d'installations de biomasse, d'installations éoliennes et d'installations de géothermie correspond à la moyenne des prix qui sont fixés 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 de la technologie concernée avec mesure de la courbe de charge. 2 Pour les installations dont la production est annoncée chaque mois, la moyenne mensuelle est applicable. 3 Pour les installations dont la production est annoncée chaque trimestre, la moyenne trimestrielle est applicable. 4 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence chaque trimestre.		4 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence selon l'alinéa 2 chaque mois et selon l'alinéa 3 chaque trimestre.	Al. 4: afin de rendre les processus de décomptes des entreprises plus efficaces et d'améliorer la capacité de planification des entreprises, les prix de marché de référence doivent être publiés le plus tôt possible. Pour l'OFEN, le travail supplémentaire devrait être très faible, car le prix de marché de référence pour les installations selon al. 2 correspond de toute façon au prix *day ahead* moyen pondéré

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			en fonction du volume. Seule l'exécution effective du calcul et la publication ont pour l'instant lieu tous les trimestres.
Section 4 Procédure de demande			
Art. 22 Garantie de principe 1 Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l'organe d'exécution garantit dans son principe, par voie de décision, 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. 22, al. 2*** *Abrogé*		
Section 5 Exploitation courante, exclusion et sortie			
Art. 25 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'exé-	***Art. 25, al. 4bis***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
cution 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. 6 Si l'exploitant ne transmet pas l'intégralité des informations nécessaires pour les versements visés à l'al. 1 dans les délais prescrits, ou s'il n'approuve pas les directives du groupe-bilan pour les énergies renouvelables adoptées par l'OFEN, le droit à la rétribution est suspendu jusqu'à ce que ces informations ou l'approbation soient données. 7 Si une installation achète plus d'électricité au réseau qu'elle n'en injecte, l'organe d'exécution facture: a. aux exploitants d'installations relevant de la commercialisation directe: la prime d'injection; b. aux exploitants qui injectent l'électricité au prix de marché de référence: la prime d'injection et le prix de marché de référence.	4bis La part excédentaire est aussi facturée pour la période pendant laquelle les conditions d'octroi ou les exigences minimales ne sont pas respectées.		
Art. 26 Indemnité de gestion 1 Les producteurs participant à la commercialisation directe reçoivent chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion par kWh d'électricité injectée, composée d'une part fixe pour les coûts de commercialisation et d'une part variable pour les coûts de l'énergie d'ajustement. 2 La part fixe pour les coûts de commercialisation se monte à 0,11 ct./kWh pour toutes les technologies. 3 La part variable pour les coûts de l'énergie d'ajustement correspond au produit de la multiplication: a. de la moyenne des prix de l'énergie d'ajustement sur un mois rapportée à la moyenne des prix de l'énergie d'ajuste-	***Art. 26, al. 4***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
ment des années 2013 à 2015; b. par le montant de base visé à l'al. 4. 4 Le montant de base correspond à: a. 0,44 ct./kWh pour les installations photovoltaïques et les installations éoliennes; b. 0,17 ct./kWh pour les installations hydroélectriques; c. 0,05 ct./kWh pour les UIOM; d. 0,17 ct./kWh pour les autres installations de biomasse.	4 Le montant de base correspond à: a. 0,22 ct./kWh pour les installations photovoltaïques et les installations éoliennes; b. 0,09 ct./kWh pour les installations hydroélectriques; c. 0,03 ct./kWh pour les UIOM; d. 0,09 ct./kWh pour les autres installations de biomasse.	4 *selon le droit en vigueur*	Al. 4: l'indemnité de gestion actuelle est appropriée. Or le projet de loi prévoit de diviser par deux le montant de base. Le raisonnement qui sous-tend cette réduction n'est pas compréhensible. Les valeurs empiriques font encore défaut, car le calcul de l'indemnité de gestion a été modifié il y a un an seulement (1.4.2023). Les motifs de l'adaptation de l'indemnité de gestion restent peu clairs. , Un alignement de l'indemnité de gestion sur le prix du marché (prix de l'énergie d'ajustement) a déjà eu lieu le 1er juillet 2023. Une modification via le Mantelerlass représente une charge considérable. Une justification transparente pour ces adaptations, qui impliquent en outre des adaptations des contrats existants et entravent l'évolution du marché pour les énergies renouvelables, fait défaut. Nous ne comprenons pas les progrès évoqués des prévisions («intelligence artificielle»). Des approches de l'intelligence artificielle sont déjà utilisées depuis longtemps dans les modèles météorologiques, mais ils ne sont pourtant, dans bien des cas, que partiellement utilisables dans la granularité nécessaire (temps, lieu). C'est précisément dans les cas où les prévisions météorologiques sont erronées que les coûts d'énergie d'ajustement qui en résultent sont élevés. L'exemple mentionné du GB-ER (groupe-bilan ER) est, de notre point de vue, peu pertinent et ne reflète pas l'évolution effective du marché, car suite à l'introduction de la commercialisation directe, une restructuration a eu lieu au sein du GB-ER. La qualité des prévisions elle-même n'est, de plus, pas déterminante à elle seule pour les coûts de commercialisation, car d'autres évolutions du marché peuvent aussi faire grimper les prix de l'énergie d'ajustement et peser sur la commercialisation.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		5 *(nouveau)* L'organe d'exécution publie l'indemnité de gestion chaque mois.	En résumé, une réduction de la part variable de l'indemnité de gestion ne correspond pas aux exigences du marché et aux intérêts d'un développement des énergies renouvelables ainsi que d'une commercialisation des énergies renouvelables. Al. 5: à partir de la période de production T2/2023, l'indemnité de gestion est fixée chaque mois mais publiée seulement chaque trimestre. Une harmonisation de la fréquence de publication à celle du calcul est donc souhaitable.
	Titres suivant l'art. 30 **Chapitre 2a Prime de marché flottante** **Section 1 Dispositions générales**		
	Art. 30a Exigences générales Concernant les conditions de raccordement et la quantité d'électricité à rétribuer, les art. 10 et 11 OEne s'appliquent aussi par analogie aux exploitants d'installations participant au système de la prime de marché flottante.		
	Art. 30a^{bis} Agrandissement ou rénovation ultérieurs 1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une prime de marché flottante est tenu d'annoncer tout agrandissement ou toute rénovation à l'autorité compétente au moins un mois avant la mise en service. Il doit indiquer toutes les modifications relatives à cet agrandissement ou à cette rénovation qui seront apportées à l'installation existante. 2 La durée de rétribution n'est pas prolongée par un agrandissement ou une rénovation ultérieure. 3 La part d'électricité à rétribuer par le biais de la prime de marché flottante est réexaminée après un agrandissement ou une rénovation ultérieure et adaptée aux nouvelles conditions.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	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 ou à l'OFEN, sans intérêt, la différence entre la rétribution perçue et la rétribution lui revenant sur la base de l'adaptation précisée à l'al. 3.		
	Art. 30a^{ter} Conséquences en cas de non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales 1 Si les conditions d'octroi ou les exigences minimales ne sont pas respectées, il n'y a pas de droit à la prime de marché flottante pour la période pendant laquelle elles ne sont pas respectées. Si une période d'évaluation est prévue, le droit à la prime de marché flottante est supprimé avec effet rétroactif pour toute la durée de la période. La rétribution perçue en trop doit être restituée. Elle peut être déduite de prestations futures. 2 À partir du moment où toutes les conditions d'octroi et toutes les exigences minimales sont à nouveau respectées, le droit à la prime de marché flottante existe à nouveau. Si une période d'évaluation est prévue, le droit à la prime de marché flottante existe avec effet rétroactif pour toute la durée de la période pendant laquelle les conditions d'octroi et les exigences minimales sont à nouveau respectées. Les éventuels arriérés sont versés sans intérêt. 3 En cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables justifiant le non-respect de conditions d'octroi ou d'exigences minimales, l'exploitant peut exposer à l'autorité compétente les mesures qu'il entend prendre pour que celles-ci soient à nouveau respectées. L'autorité compétente peut lui accorder un délai approprié pour la mise en œuvre de ces mesures, assorti de charges. Jusqu'à l'expiration de ce délai, le droit à la prime de marché flottante demeure, dans la mesure où les charges éventuelles sont observées. 4 Si, après l'expiration du délai, les conditions d'octroi et les exigences minimales ne sont		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	pas toutes respectées, le droit à la prime de marché flottante est supprimé à l'expiration du délai.		
	Art. 30a^{quater} Exclusion et sortie du système de la prime de marché flottante 1 L'autorité compétente décide l'exclusion d'un exploitant du système de la prime de marché flottante si des conditions d'octroi ou des exigences minimales: a. ne sont pas respectées à plusieurs reprises et que la prime de marché flottante n'a pas été versée pour cette raison pendant trois années civiles consécutives (art. 30ater, al. 1); b. n'ont pas été respectées pendant une année civile entière après l'expiration du délai visé à l'art. 30ater, al. 3. 2 Une sortie du système de la prime de marché flottante n'est pas admise.		
	Art. 30a^{quinquies} Prix de marché de référence 1 Le prix de marché de référence pour la prime de marché flottante correspond au prix de marché de référence visé à l'art. 15, auquel s'ajoute un prix moyen trimestriel des garanties d'origine négociées sur des plateformes de négoce établies.	1 Le prix de marché de référence pour la prime de marché flottante correspond au prix de marché de référence visé à l'art. 15, auquel s'ajoute un <u>montant forfaitaire pour</u> ~~prix moyen trimestriel~~ des garanties d'origine ~~négociées sur des plateformes de négoce établies.~~ **<u>Subsidiairement:</u>** 1 Le prix de marché de référence pour la prime de marché flottante correspond au prix de marché de référence visé à l'art. 15~~, auquel s'ajoute un prix moyen trimestriel des garanties d'origine négociées sur des plateformes de négoce établies.~~ 2 *biffer*	Al. 1 et 2: à l'inverse de l'électricité, il n'existe pas de marché comparable pour les garanties d'origine (GO), car les produits sont différents et que les GO sont surtout négociées *over the counter* (OTC). C'est pourquoi fixer un prix de marché de référence pertinent se révélera probablement difficile. Un forfait doit donc être utilisé pour les GO. **Proposition subsidiaire:** selon l'art. 15 LEne, seule l'électricité «grise» offerte doit être reprise et rétribuée. Pour les GO, l'obligation de reprise et de rétribution ne s'applique pas. La reprise et la rétribution des GO repose plutôt sur une base contractuelle volontaire. C'est pourquoi l'ajout d'un prix moyen trimestriel peut être biffé.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 L'OFEN calcule et publie chaque trimestre les prix de marché de référence ainsi que les prix moyens pour les garanties d'origine. 3 Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, le prix de marché de référence est calculé en dérogation à l'al. 1 chaque année et individuellement pour chaque installation conformément à l'annexe 6.1. L'OFEN communique à l'exploitant concerné le prix de marché de référence annuel ainsi calculé.		
	Art. 30a^{sexies} Réduction de la prime de marché flottante pour les exploitants assujettis à la TVA La prime de marché flottante est réduite du facteur visé à l'art. 16, al. 4 pour les exploitants assujettis à la TVA en application des art. 10 à 13 LTVA.	La prime de marché flottante est réduite du facteur visé à l'art. 16, al. 4 pour les exploitants assujettis à la TVA en application des art. 10 à 13 LTVA. Cela ne s'applique pas aux technologies pour lesquelles le taux de rétribution n'est pas fixé par des enchères.	Pour cette disposition, il convient de distinguer selon que les taux de rétribution pour une technologie sont fixés sur la base d'enchère ou au cas par cas sur la base des coûts imputables. Alors que l'effet de l'article 30a^{sexies} peut être pris en compte dans les enchères, cela n'est pas possible si le taux de rétribution est fixé au cas par cas. Afin de ne pas aboutir à un système de coûts négatifs (couverture incomplète des coûts à prendre en compte), soit les technologies pour lesquelles le taux de rétribution n'est pas déterminé par le biais d'enchères doivent être exclues de l'art. 30a^{sexies} ou cet effet doit être compensé par le biais des coûts imputables (ajout d'un montant dans les coûts qui compense l'art. 30a^{sexies} et couvre les coûts effectifs).
	Art. 30a^{septies} Durée de rétribution et exigences minimales 1 La durée de rétribution est de 20 ans.	1 La durée de rétribution est de 40 ans pour les installations hydroélectriques et 20 ans pour les autres technologies.	Al. 1: pour les centrales hydroélectriques, une durée de 20 ans est trop courte et n'a aucune commune mesure avec la durée d'utilisation estimée pour ces installations. (cf. annexe 6.1, ch. 4.1.1).

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 Elle commence à compter de la mise en service effective de l'installation, de l'agrandissement ou de la rénovation notables et ne peut être interrompue. Elle commence à courir même si l'exploitant ne perçoit encore aucune rétribution pour l'installation. 3 Les exigences minimales pour les installations de biomasse sont fixées à l'annexe 6.3.		
	Art. 30a^{octies} Versement de la prime de marché flottante 1 L'organe d'exécution verse chaque trimestre la prime de marché flottante. 2 Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la prime de marché flottante est versée annuellement par l'OFEN. 3 L'autorité compétente réclame à l'exploitant les montants versés en trop par rapport à la production effective, sans intérêt. Elle peut aussi les déduire au cours de la période de paiement subséquente. 4 La rétribution est versée jusqu'à la fin du mois complet où sa durée prend fin. 5 Si l'exploitant ne transmet pas l'avis de mise en service ou l'intégralité des informations nécessaires pour les versements visés à l'al. 1 ou 2 dans les délais prescrits, le droit à la rétribution est suspendu jusqu'à ce que ces informations soient données. 6 Si une installation achète plus d'électricité au réseau qu'elle n'en injecte, l'autorité compétente facture aux exploitants la prime de marché flottante. 7 Si une installation injecte moins d'électricité dans le réseau que la part de la production qui est rétribuée par la prime de marché flottante, la prime de marché flottante est versée seulement pour l'électricité effectivement injectée.	2 Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la prime de marché flottante est versée annuellement par l'OFEN. Pendant l'année en cours, un versement d'acompte est effectué chaque trimestre sur la base des valeurs de l'année précédente.	Al. 2: les versements d'acompte doivent permettre un versement plus régulier des fonds d'encouragement. En particulier au début de la durée d'encouragement, un versement suffisamment tôt est important.
	Art. 30a^{novies} Part excédentaire		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	1 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. 2 Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la part excédentaire est facturée annuellement par l'OFEN. 3 Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, l'exploitant peut retenir, de décembre à mars, 10% de la part excédentaire. 4 La part excédentaire est aussi facturée pour la période pendant laquelle des conditions d'octroi ou des exigences minimales ne sont pas respectées.	3 Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, l'exploitant peut retenir, de décembre à mars, 10% de la part excédentaire. Pour les installations photovoltaïques, la valeur est de 40%.	Al. 3: le rapport explicatif indique qu'un relèvement de ce pourcentage pour les installations PV entraînerait simplement des effets d'aubaine. Cela n'est pas correct. C'est l'inverse qui est vrai. Une augmentation de cette valeur pose précisément une incitation à axer les installations sur une production hivernale. Cet effet était justement l'intention du législateur et devrait donc être suffisamment pris en compte. L'augmentation de la valeur à 40 % n'entraîne pas d'effets d'aubaine, car il s'agit d'une enchère où les recettes supplémentaires possibles sont intégrées dans l'offre. Il y a donc une incitation à produire davantage d'électricité hivernale. (Si l'on veut encourager l'électricité d'hiver, il faut également prévoir des incitations pour l'électricité d'hiver).
	Titre suivant l'art. 30a^{novies} **Section 2 Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques**		L'AES salue qu'un investisseur puisse choisir entre les instruments «contribution d'investissement» et «prime de marché flottante».
	Art. 30b Taux de rétribution pour les installations hydroélectriques 1 Le montant des taux de rétribution pour les installations hydroélectriques est déterminé au cas par cas. 2 La procédure de détermination des taux de rétribution est fixée à l'annexe 6.1.		En cas d'extensions importantes, l'AES propose que la production supplémentaire déterminante soit calculée sur la base de la production hivernale supplémentaire (cf. annexe 6.1, chiffre 4.3). Si cette proposition devait être suivie, les valeurs maximales de l'alinéa 3 devraient être revues.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3 Le taux de rétribution pour une installation hydroélectrique s'élève au maximum à 30 ct./kWh: a. 30 ct./kWh pour une nouvelle installation ou un agrandissement notable; b. 10 ct./kWh pour une rénovation notable.		
	Art. 30b^{bis} Agrandissement ou rénovation notables L'art. 47 s'applique pour déterminer si l'agrandissement ou la rénovation d'une installation hydroélectrique est réputé notable.		
	Art. 30b^{ter} Moyens disponibles 1 Les moyens qui sont attribués pour la prime de marché flottante destinée aux installations hydroélectriques (art. 36, al. 1, OEne) sont engagés à un rythme bisannuel. 2 Les demandes doivent être déposées jusqu'à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2026, le 30 juin 2028, le 30 juin 2030, le 30 juin 2032 et le 30 juin 2034. 3 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et que des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite sont aussi prises en compte selon leur date de dépôt jusqu'à ce que les moyens attribués pour les deux années concernées soient épuisés.		
	Art. 30b^{quater} Ordre de prise en compte 1 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets menant à la réalisation de nouvelles installations ou d'agrandissements qui présentent le taux de rétribution probablement le plus bas sont choisis prioritairement. Lors de la détermination de l'ordre de prise en compte, la quantité d'énergie pouvant désormais être stockée de manière saisonnière est ajoutée à la production dans le cas des installations permettant de stocker une quantité d'énergie additionnelle.	1 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets ~~menant à la réalisation de nouvelles installations ou d'agrandissements~~ qui présentent le taux de rétribution probablement le plus bas sont choisis prioritairement. Lors de la détermination de l'ordre de prise en compte, la quantité d'énergie pouvant désormais être stockée de manière saisonnière est ajoutée à la production dans le cas des installations permettant de stocker une quantité d'énergie additionnelle.	Al. 1 et 3: Dans l'optique d'une promotion efficace, tous les projets – y compris les rénovations – doivent bénéficier d'un accès égal à l'encouragement. En particulier parce que les effets supplémentaires sur l'environnement et le paysage sont moins importants pour les projets de rénovation que pour les nouvelles installations ou les extensions.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2 Sont prises en compte toutes les demandes qui peuvent être financées intégralement par les moyens attribués. 3 Si toutes les demandes de prime de marché flottante déposées jusqu'à une date de référence et qui concernent de nouvelles installations ou des agrandissements peuvent être prises en compte et que des moyens sont encore disponibles, les projets menant à la réalisation de rénovations sont pris en en compte. Parmi ces projets, ceux qui présentent le taux de rétribution probablement le plus bas sont choisis prioritairement. 4 Si des moyens qui étaient réservés pour un projet ne sont pas utilisés, ils servent jusqu'à la prochaine date de référence à la prise en compte d'autres projets dans l'ordre établi aux al. 1 et 3.	3 *biffer*.	
	Art. 30b^{quinquies} Demande 1 La demande de participation au système de la prime de marché flottante 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 concerné 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 6.1, ch. 2. Si nécessaire, l'OFEN peut demander des informations et des données supplémentaires.		
	Art. 30b^{sexies} Communication concernant l'exercice du droit d'option Si l'exploitant n'exerce pas son droit d'option (art. 8, al. 1, let. a) au moment du dépôt de sa demande, l'OFEN lui communique le montant probable du taux de rétribution et de la contribution d'investissement.		
	Art. 30b^{septies} Garantie de principe Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies, que des moyens sont disponibles en suffisance et que le droit d'option		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a été exercé en faveur de la prime de marché flottante, l'OFEN garantit dans son principe, par voie de décision, la participation de l'installation au système de la prime de marché flottante et définit ce qui suit: a. le montant probable du taux de rétribution; b. les coûts d'investissement et les coûts annuels maximaux imputables; c. la part probable d'électricité produite au titre de laquelle la prime de marché flottante est octroyée; d. le délai pour le début des travaux; e. le délai de mise en service de l'installation.		
	Art. 30b^{octies} Prolongation du délai pour le début des travaux et pour la mise en service Si le requérant ne peut pas respecter le délai pour le début des travaux ou pour la mise en service en cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables, l'OFEN peut, sur demande, le prolonger. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration de ce délai.		
	Art. 30b^{novies} Avis de mise en service 1 Pour l'obligation de remettre un avis de mise en service, l'art. 55 s'applique par analogie. 2 Le requérant doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard un mois à compter de la mise en service.		
	Art. 30b^{decies} Décision 1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'OFEN décide notamment: a. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante; b. la part de la production nette au titre de laquelle la prime de marché flottante est octroyée; 1. dans le cas des installations non contrôlables et des installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW: pour toute la durée de rétribution,		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	2. dans le cas des installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW: conformément à l'annexe 6.1. ch. 4.3. c. les coûts d'investissement effectifs, et d. les paramètres pour le calcul annuel du montant du taux de rétribution. 2 L'OFEN révoque la garantie visée à l'art. 30b^{sexies} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si: a. les conditions d'octroi ne sont pas remplies; b. la mise en service n'est pas réalisée dans les délais; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande.		
		Art. 30b^{undecies} ***(nouveau)*** Pour les centrales hydroélectriques pour lesquelles une prime de marché flottante est versée, les réductions suivantes s'appliquent: a. Pour une nouvelle installation (art. 24, al. 1, let. b, ch. 1 LEne), aucune redevance hydraulique ne peut être prélevée sur la puissance brute totale pendant le délai autorisé pour la construction ni pendant dix ans à partir de la mise en service. b. Pour un agrandissement ou une rénovation notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2 LEne), aucune redevance hydraulique ne peut être prélevée sur la puissance brute supplémentaire pendant dix ans à partir de la mise en service de l'installation agrandie ou rénovée.	Réglementation analogue à l'art. 50a LFH pour la prime de marché flottante. Sans ce complément, il existe une inégalité de traitement entre les installations avec contribution à l'investissement et celles avec une prime de marché flottante, inégalité qui conduit dans les faits à une liberté de choix restreinte des auteurs de projet.
	Titre suivant l'art. 30b^{decies} **Section 3 Prime de marché flottante allouée pour les installations photovoltaïques**	*Titre suivant l'art. 30b^{undecies} ~~l'art. 30b^{decies}~~*	
			L'AES salue l'approche selon laquelle le niveau des taux de rétribution doit être défini par une mise aux enchères.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			Néanmoins, le bonus d'altitude pour les installations solaires alpines se révèle trop faible, de sorte que la rentabilité ne sera pas garantie, en particulier car le bonus hivernal est fixé au minimum légal.
	Art. 30c Taux de rétribution pour les installations photovoltaïques 1 Le montant des taux de rétribution pour les installations photovoltaïques est fixé par mises aux enchères au cas par cas. 2 Si une installation remplit les conditions d'octroi des bonus visés à l'art. 38, al. 1bis à 1quinquies, ces bonus sont accordés également dans le système de la prime de marché flottante en plus du taux indiqué dans l'offre. 3 Les montants des différents bonus sont les suivants: a. bonus d'angle d'inclinaison pour les installations intégrées: 2,2 ct./kWh; b. bonus d'angle d'inclinaison pour les installations ajoutées ou isolées: 1 ct./kWh; c. bonus d'altitude: 0,7 ct./kWh; d. bonus pour les places de stationnement: 1 ct./kWh.	1bis *(nouveau)* Pour les installations photovoltaïques d'intérêt national selon l'art. 9a OEne qui produisent au moins 500 kWh/kWp pendant le semestre hivernal, des enchères spéciales sont organisées chaque année.	Al. 1bis: il faut examiner la possibilité d'introduire une mise aux enchères spéciale pour les installations solaires alpines au lieu du bonus d'altitude. Une telle mise aux enchères semble plus facile à mettre en œuvre. Les tours d'offres devraient être communiqués suffisamment à l'avance afin que les auteurs de projet aient assez de temps pour se préparer.
	Art. 30c^{bis} Compétences et conditions de participation Pour les compétences et les conditions de participation, les art. 46a et 46b sont applicables par analogie.		
	Art. 30c^{ter} Procédure de mise aux enchères 1 L'organe d'exécution indique dans la mise au concours les conditions de la mise aux enchères ainsi que les informations et documents à fournir avec l'offre. 2 Il octroie l'adjudication aux offres qui:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a. remplissent les conditions de participation; b. présentent le taux le plus avantageux par kilowatt de puissance, et c. s'inscrivent dans le volume mis aux enchères. 3 Si la totalité de la puissance des offres qui remplissent les conditions de participation est inférieure au volume mis aux enchères, celui-ci sera automatiquement réduit à 90% de la puissance proposée dans les offres.		
	Art. 30c^{quater} Délai de mise en service, prolongation du délai et avis de mise en service 1 L'installation doit être mise en service au plus tard 24 mois après l'entrée en force de l'adjudication. 2 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 prolonger celui-ci sur demande. La demande doit être déposée avant l'expiration du délai. 3 La mise en service doit être annoncée à l'organe d'exécution au plus tard un mois à compter de la mise en service. 4 L'avis de mise en service doit comporter les données et les documents visés à l'annexe 2.1, ch. 4.2.	1bis *(nouveau)* Les installations d'intérêt national au sens de l'art. 9a OEne, qui produisent au moins 500 kWh/kWp pendant le semestre hivernal, doivent être mises en service au plus tard 60 mois après l'entrée en force de chose jugée de la décision d'adjudication.	Al. 1bis: pour les grandes installations solaires alpines, un délai de 24 mois est peu réaliste, car la durée de construction est limitée à quelques mois dans l'année et que la logistique pour apporter le matériel sur place est très compliquée.
	Art. 30c^{quinquies} Décision 1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide l'entrée dans le système de la prime de marché flottante. 2 Lorsque la puissance de l'installation est supérieure à celle indiquée dans l'offre, une prime de marché flottante n'est versée que pour la part de la production qui correspond		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	à la puissance mentionnée dans l'offre. L'organe d'exécution statue sur cette part dans la décision.		
	Art. 30c^{sexies} Révocation de l'adjudication L'organe d'exécution révoque l'adjudication dans les cas suivants: a. les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies après la mise en service; b. la mise en service n'est pas réalisée dans les délais; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans l'offre.		
	Art. 30c^{septies} Publication relatives aux enchères L'organe d'exécution publie les informations suivantes sur les mises aux enchères pour la prime de marché flottante: a. la date de dépôt des offres; b. le mécanisme de prix; c. le nombre d'offres reçues; d. le volume des offres reçues en kW; e. le nombre d'adjudications; f. le nombre d'offres exclues; g. le volume des offres exclues en kW; h. l'enchère maximale admise en centimes par kWh; i. l'enchère la plus basse et l'enchère la plus élevée en centimes par kWh; j. la valeur d'adjudication moyenne, pondérée en fonction du volume, en centimes par kWh; k. le montant, en centimes par kWh, de l'enchère la plus basse ayant obtenu une adjudication et de l'enchère la plus élevée ayant obtenu une adjudication; l. la puissance offerte la plus basse et la puissance la plus élevée proposées dans les offres en kW; m. la puissance offerte la plus basse et la puissance la plus élevée proposées dans les offres ayant obtenu une adjudication, en kW;	**… Publication relatives ~~aux~~ aux enchères …**	Erreur de frappe

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	n. la puissance moyenne ayant obtenu une adjudication, en kW.		
	Section 4 Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes		
	Art. 30d Taux de rétribution pour les installations éoliennes 1 Le montant des taux de rétribution est déterminé selon le principe des installations de référence. 2 Les taux de rétribution et le calcul par catégorie et classe de puissance sont fixés à l'annexe 6.2.		
	Art. 30d^{bis} Ordre de prise en compte 1 La date de dépôt est déterminante pour la prise en compte d'une demande de participation au système de la prime de marché flottante. 2 Si 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.	2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la <u>plus grande quantité produite</u> ~~puissance la plus importante~~ sont choisis prioritairement.	Al. 2: pour une utilisation efficace des subventions, c'est la quantité de production qui devrait être déterminante et non la puissance installée de l'éolienne. Pour les éoliennes, l'emplacement est déterminant pour la production. Il se peut très bien qu'une éolienne de faible puissance située sur un bon site produise plus qu'une éolienne de plus grande puissance située sur un moins bon site.
	Art. 30d^{ter} 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.		
	Art. 30d^{quater} 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		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	la liste d'attente peuvent être prises en compte. 2 Les installations figurant sur la liste d'attente sont prises en compte dans l'ordre établi à l'art. 30dbis.		
	Art. 30d^{quinquies} Demande 1 La demande de participation au système de la prime de marché flottante doit être déposée auprès de l'organe d'exécution. 2 Elle ne peut être déposée que si les résultats des mesures du vent effectuées sur l'emplacement d'une nouvelle installation ou les données d'exploitation d'installations éoliennes existantes ainsi qu'une évaluation du rendement énergétique à l'emplacement de l'installation éolienne ont été établis. Les mesures et l'évaluation du rendement doivent respecter les exigences minimales visées à l'annexe 6.2. 3 La demande doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 6.2.		
	Art. 30d^{sexies} Garantie de principe Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l'organe d'exécution garantit dans son principe, par voie de décision, la participation de l'installation au système de la prime de marché flottante.		
	Art. 30d^{septies} Avancement du projet, mise en service, prolongation du délai et obligations d'annoncer 1 Après réception de la décision visée à l'art. 30dsexies, le requérant doit, dans les délais fixés à l'annexe 6.2, progresser dans l'avancement de son projet conformément à l'annexe 6.2, ch. 4.1 et mettre en service l'installation. 2 Les délais d'avancement du projet et de mise en service sont suspendus pour la durée des procédures de recours en matière de planification, de concession ou de construction.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3 Si le requérant ne peut pas respecter les délais d'avancement du projet et de mise en service en cas d'autres circonstances qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut, sur demande, les prolonger au maximum d'une durée équivalente au délai prévu. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration de ce délai. 4 Le requérant doit transmettre un avis d'avancement du projet par écrit dans les deux semaines. 5 La mise en service doit être annoncée à l'organe d'exécution au plus tard un mois à compter de la mise en service. 6 L'avis de mise en service doit comporter les données et les documents visés à l'annexe 6.2, ch. 4.3.		
	Art. 30d^{octies} Décision 1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment: a. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante, et b. les paramètres pour le calcul du montant du taux de rétribution. 2 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30dsexies et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si: a. les conditions d'octroi ne sont pas remplies; b. les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande.	c. l'emplacement de l'installation s'éloigne considérablement de ~~ne correspond pas à~~ celui indiqué dans la demande.	Al. 2, let. c: l'emplacement exact des installations éoliennes peut se modifier pendant la mise en œuvre du projet, qui dure dans certains cas plus de 10 ans.
	Section 5 Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse		
	Art. 30e Catégories		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	Les différentes catégories d’installations de biomasse sont définies à l’art. 67.		
	Art. 30e^{ter} Taux de rétribution pour les installations de biomasse 1 Le montant des taux de rétribution pour les installations de biomasse est déterminé selon le principe des installations de référence. 2 Les taux de rétribution et le calcul par catégorie et classe de puissance sont fixés à l’annexe 6.3. 3 Pour un agrandissement ou une rénovation notables, le taux de rétribution s’élève à 70% du taux de rétribution fixé à l’annexe 6.3.		
	Art. 30e^{quater} Part de l’électricité à rétribuer pour un agrandissement ou une rénovation notables Pour un agrandissement ou une rénovation notables, la part de la production nette de l’installation rétribuée via la prime de marché flottante est déterminée comme suit: a. pour un agrandissement notable: rapport entre la production supplémentaire réalisée en raison de l’agrandissement, d’une part, et la production totale après l’agrandissement, d’autre part; b. pour une rénovation notable: rapport entre les coûts d’investissement imputables générés en raison de la rénovation, d’une part, et les coûts d’investissement pour une nouvelle installation de référence, d’autre part; il s’élève toutefois à 70% au plus de la production nette après rénovation.		
	Art. 30e^{quinquies} Ordre de prise en compte 1 La date de dépôt est déterminante pour la prise en compte d’une demande de participation au système de la prime de marché flottante. 2 Si 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.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	Art. 30e^{sexies} 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.		
	Art. 30e^{septies} 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 la liste d’attente peuvent être prises en compte. 2 Les installations figurant sur la liste d’attente sont prises en compte dans l’ordre établi à l’art. 30equinquies.		
	Art. 30e^{octies} Demande 1 La demande de participation au système de la prime de marché flottante doit être déposée auprès de l’organe d’exécution. 2 Elle ne peut être présentée qu’après l’obtention d’un permis de construire exécutoire ou, si le projet concerné 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 6.3, ch. 6.		
	Art. 30e^{novies} Garantie de principe Lorsque les conditions d’octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l’organe d’exécution garantit dans son principe, par voie de décision, la participation de l’installation au système de la prime de marché flottante et fixe la part probable d’électricité à rétribuer sur la base des données figurant dans la demande.		
	Art. 30e^{decies} Délai de mise en service, prolongation du délai et avis de mise en service 1 L’installation, l’agrandissement ou la rénova-		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	tion notables doivent être mis en service dans un délai de trois ans à compter de la réception de la décision visée à l'art. 30enovies. 2 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, sur demande, le prolonger au maximum de trois ans. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration de ce délai. 3 La mise en service doit être annoncée à l'organe d'exécution au plus tard un mois à compter de la mise en service. 4 L'avis de mise en service doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. date de mise en service; b. certificat de conformité attestant les données de l'installation conformément à l'art. 2, al. 2, de l'ordonnance du DETEC du 1er novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM); c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande.	2 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, sur demande, le prolonger ~~au maximum de trois ans~~. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration de ce délai.	Al. 2: il n'est pas judicieux de limiter la prolongation à 3 ans. Une procédure judiciaire ordinaire peut rapidement durer plus longtemps.
	Art. 30e^{undecies} Décision 1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi également après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment: a. l'entrée dans le système de la prime de marché flottante; b. la part de la production nette pour laquelle la prime de marché flottante est octroyée, et c. les paramètres pour le calcul annuel du montant du taux de rétribution. 2 Pour un agrandissement notable, la part visée à l'al. 1, let. b, est fixée de façon temporaire. Après trois années civiles complètes, la part relative au reste de la durée de rétribution est fixée sur la base de la production nette annuelle moyenne. 3 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 30e^{novies} et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante si:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a. les conditions d'octroi ne sont pas remplies; b. la mise en service n'est pas réalisée dans les délais; c. l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande.		
Chapitre 3 Dispositions générales relatives à la rétribution unique et aux contributions d'investissement	*Titre précédant l'art. 31* **Chapitre 3 Dispositions générales relatives aux contributions pour les études de projet, à la rétribution unique et aux contributions d'investissement**		
Art. 31 Exclusion de la contribution d'investissement 1 Tant que l'exploitant obtient, pour une installation, un financement des frais supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne ou une rétribution de l'injection, aucune rétribution unique ou contribution d'investissement ne peut lui être allouée. 2 Un exploitant ayant déjà participé au système de rétribution de l'injection avec une partie de son installation photovoltaïque ne peut demander aucune rétribution unique pour cette partie.	***Art. 31, al. 1*** 1 Tant que l'exploitant obtient, pour une installation, un financement des frais supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne, une rétribution de l'injection ou une prime de marché flottante, aucune contribution pour les études de projet, ni rétribution unique ou contribution d'investissement ne peut lui être allouée.		
Art. 33 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 la mise en service de l'installation, de l'agrandissement ou de la rénovation et pendant au moins la durée ci-après, d'une maintenance permettant d'assurer une exploitation régulière: a. 15 ans pour les installations photovoltaïques, les UIOM, les installations d'incinération des boues, les installations éoliennes et les installations hydroélectriques;	**Art. 33 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 la mise en service de l'installation, de l'agrandissement notable ou de la rénovation notable et pendant au moins la durée ci-après, d'une maintenance permettant d'assurer une exploitation régulière: a. 20 ans pour les installations photovoltaïques, les installations géothermiques et les installations éoliennes;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
b. 10 ans pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois, les installations au gaz d'épuration et les installations au gaz de décharge. 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. 3 L'exploitant d'une installation photovoltaïque ayant bénéficié d'une rétribution unique au sens de l'art. 25, al. 3, LEne (rétribution unique élevée) ne peut pas faire usage de la consommation propre visée à l'art. 16 LEne pendant au moins 15 ans à compter de la mise en service de l'installation.	b. 15 ans pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations hydroélectriques; c. 10 ans pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois, les installations au gaz d'épuration et les installations au gaz de décharge. 2 Par ailleurs, les installations photovoltaïques doivent être exploitées pendant au moins 20 ans de sorte à atteindre une production minimale telle qu'elle peut être attendue compte tenu de leur emplacement et de leur orientation. 3 L'exploitant d'une installation photovoltaïque ayant bénéficié d'une rétribution unique au sens de l'art. 25, al. 3, LEne (rétribution unique élevée) ne peut pas faire usage de la consommation propre visée à l'art. 16 LEne pendant au moins 20 ans à compter de la mise en service de l'installation.		
Art. 34 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 partielle ou intégrale de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement est exigée notamment lorsque les exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement au sens de l'art. 33 ne sont pas ou plus remplies. 3 La restitution partielle ou intégrale de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement est également exigée lorsque les conditions du marché de l'énergie entraînent une rentabilité excessive.	***Art. 34, titre et al. 1 et 1bis*** **Restitution des contributions pour les études de projet, de la rétribution unique et des contributions d'investissement** 1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions6 s'appliquent par analogie à la restitution des contributions pour les études de projet, de la rétribution unique et des contributions d'investissement. 1bis La restitution de la contribution pour les études de projet est exigée lorsqu'une nouvelle installation ou l'agrandissement notable d'une installation n'est pas réalisé malgré l'obtention d'un permis de construire.	1bis *biffer*	Al. 1bis: les contributions pour les études de projet doivent protéger de manière générale contre les risques et non uniquement contre les risques en lien avec l'autorisation de construire.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Titres suivant l'art. 35 **Chapitre 3a Contribution pour les études de projet** **Section 1 Dispositions générales**		L'AES salue dans l'ensemble les prescriptions de mise en œuvre sur les contributions pour les études de projet.
	Art. 35a Taux et contribution minimale 1 La contribution pour les études de projet s'élève à 40% des coûts imputables des études de projet. 2 Une contribution pour les études de projet est accordée uniquement si elle s'élève au moins à 30 000 francs.		L'AES considère comme approprié le plancher de 30 000 CHF.
	Art. 35b Contribution pour les études de projet concernant les projets d'énergie éolienne 1 La contribution pour les études de projet concernant les installations éoliennes est accordée par projet et non par installation. 2 Le montant maximal pour un projet d'énergie éolienne s'élève à 780 000 francs.	2 Le montant maximal pour un projet d'énergie éolienne s'élève à 1 560 000 francs ~~780 000 francs~~.	L'AES salue que les contributions pour les études de projet soient accordées par projet et non par installation. Al. 2: la contribution devrait être relevée afin que les incitations visent aussi les grands parcs éoliens.
	Section 2 Ordre de prise en compte et liste d'attente		
	Art. 35c Ordre de prise en compte 1 La date de dépôt est déterminante pour la prise en compte d'une demande. 2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent vraisemblablement la production d'électricité supplémentaire la plus importante par rapport à la contribution pour les études de projet sont choisis prioritairement. 3 Dans le cas des demandes pour les installations visées à l'art. 9a, al. 3, LApEl, ce sont avant tout celles qui sont déposées un même jour qui sont choisies prioritairement.		
	Art. 35d Liste d'attente		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	1 Si les moyens ne suffisent pas pour la prise en compte immédiate d'une demande, le projet est inscrit sur une liste d'attente, sauf s'il ne remplit 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 dans l'ordre établi à l'art. 35c.		
	Section 3 Procédure de demande		
	Art. 35e Demande 1 La demande de contribution pour les études de projet doit être déposée auprès de l'OFEN. 2 Pour les installations géothermiques, elle ne peut être déposée que si une mise en valeur a été réalisée au préalable dans la zone concernée et qu'un rapport de mise en valeur concernant la production attendue du réservoir géothermique a été établi. 3 La demande de contribution pour les études de projet doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.2, 2.4 ou 2.6.	2 *biffer* 3 *biffer*	Al. 2 et 3: pour la géothermie, cela implique un forage d'essai qui génère des coûts très élevés. Ceux-ci devraient faire partie de l'étude de projet ou représenter un encouragement séparé, comme jusqu'à présent.
	Art. 35f Garantie de principe Lorsqu'il ressort de l'examen de la demande que les conditions d'octroi sont remplies et si des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'OFEN garantit la contribution pour les études de projet dans son principe et fixe notamment ce qui suit: a. le montant maximal que la contribution pour les études de projet ne doit pas dépasser; b. le plan de paiement visé à l'art. 35k.		
	Art. 35g Avis annuels de développement 1 Un avis de développement doit être déposé chaque année auprès de l'OFEN. 2 Il comporte au moins les données et documents suivants:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	a. l’état de développement; b. l’état des coûts avec une liste détaillée des coûts imputables et des coûts non imputables pour les études de projet; c. un calendrier actualisé.		
	Art. 35h Avis d’abandon de l’étude de projet 1 Si l’étude de projet d’une installation est abandonnée, l’OFEN doit en être avisé. 2 L’avis comporte au moins les données et documents suivants: a. l’état de développement; b. un décompte détaillé des coûts avec la liste des coûts imputables et des coûts non imputables pour les études de projet; c. les raisons de l’abandon.		
	Art. 35i Avis de permis de construire 1 Après l’entrée en force du permis de construire, un avis de permis de construire doit être déposé auprès de l’OFEN. 2 L’avis comporte au moins les données et documents suivants: a. une copie du permis de construire exécutoire; b. un décompte détaillé des coûts avec la liste des coûts imputables et des coûts non imputables pour les études de projet; c. un calendrier de réalisation.		
	Art. 35j Fixation définitive de la contribution pour les études de projet Si les conditions d’octroi sont encore remplies au moment de l’avis d’abandon de l’étude de projet ou de l’avis de permis de construire, l’OFEN fixe définitivement la contribution pour les études de projet en s’appuyant sur les coûts effectifs des études de projet.		
	Art. 35k Versement échelonné de la contribution pour les études de projet 1 La contribution pour les études de projet est versée en plusieurs tranches. 2 Dans la garantie visée à l’art. 35f, l’OFEN fixe au cas par cas le moment du versement des		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	différentes tranches et les montants des différentes tranches à verser. 3 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution pour les études de projet. Jusque-là, au maximum 80% du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 35f peuvent être versés.	3 *biffer*	Al. 3: selon le rapport explicatif (p. 10), les contributions pour les études de projet doivent abaisser les risques de réalisation initiaux. La fixation définitive de la contribution pour l'étude de projet ne se fait, selon l'art. 35j, qu'après l'annonce d'autorisation de construire. À ce moment, le projet est toutefois déjà très avancé. Par conséquent, la contribution complète pour l'étude de projet doit pouvoir être versée au stade précoce du projet. C'est le seul moyen pour que la contribution pour l'étude de projet puisse déployer l'effet envisagé.
	Section 4 Coûts d'étude de projet imputables		
	Art. 35l Les coûts d'étude de projet encourus par le requérant ainsi que ses prestations d'étude de projet sont imputables dans le cadre du calcul de la contribution pour les études de projet: a. s'ils sont en lien avec un projet ayant en principe droit à une contribution d'investissement; b. s'ils sont appropriés; c. s'ils peuvent être justifiés au moyen d'un rapport de travail détaillé, et d. s'ils sont exécutés de manière efficace.		Une réglementation sur la procédure de remboursement des contributions pour les études de projet lorsqu'on perçoit une prime de marché flottante fait défaut.
Chapitre 4 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques **Section 1 Dispositions générales**			
Art. 38 Calcul de la rétribution unique et taux 1 La rétribution unique se compose d'une contribution de base et d'une contribution liée à la puissance. 1bis Pour les installations intégrées qui présentent un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés et qui ont été mises en service	**Art. 38, al. 1^{quinquies}**		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
à compter du 1er janvier 2022, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus. 1ter Pour les installations ajoutées ou isolées qui présentent un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés et qui ont été mises en service à compter du 1er janvier 2023, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus. 1quater Pour les installations photovoltaïques situées en dehors des zones à bâtir et qui n'ont été ni ajoutées à un bâtiment ni intégrées dans un bâtiment, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus si elles présentent une puissance d'au moins 150 kW et ont été mises en place à une altitude d'au moins 1500 mètres. 2 Les taux sont fixés à l'annexe 2.1. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (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 photovoltaïques 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.	1quinquies Pour les grandes installations photovoltaïques sises sur des aires de stationnement permanentes en plein air, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus (bonus pour les places de stationnement).	1ter Pour les installations ajoutées ou isolées qui présentent un angle d'inclinaison d'au moins 55 degrés ~~75 degrés~~ et qui sont ~~ont été~~ mises en service à compter du 1er janvier 2025 ~~1er janvier 2023~~, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus.	Al. 1ter: la production hivernale augmente avec un angle d'inclinaison important. La production hivernale atteint toutefois son maximum à un angle d'inclinaison de 55 à 60 degrés. Il ne faut pas donner d'incitations à construire des installations non optimisées uniquement pour pouvoir obtenir le bonus. La date doit être fixée au 1er janvier 2025, de sorte qu'il ne faille pas encore verser rétrospectivement des bonus en raison de la date d'entrée en vigueur prévue de l'ordonnance au 1er janvier 2025.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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. 6, 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.			
Art. 38a Rétribution unique fixée par mise aux enchères 1 Pour les projets de réalisation de nouvelles installations photovoltaïques sans consommation propre d'une puissance à partir de 150 kW, le montant de la rétribution unique est fixé par mise aux enchères. 2 Pour les installations photovoltaïques devant être construites en dehors des zones à bâtir et remplissant certains critères supplémentaires, une mise aux enchères spéciale peut être réalisée séparément. 3 La rétribution unique fixée par mise aux enchères consiste en une contribution liée à la puissance par kilowatt de puissance installée. 4 Lorsqu'une installation présente un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés, un bonus d'angle d'inclinaison est accordé conformément à l'art. 38, al. 1bis ou 1ter, en plus du taux indiqué dans l'offre.	***Art. 38a, al. 6***	2bis *(nouveau)* Pour les installations photovoltaïques d'intérêt national prévus à l'art. 9a OEne qui produisent au moins 500 kWh/kWh pendant le semestre hivernal, des enchères spéciales séparées sont organisées chaque année.	Al. 2bis: Raisonnement voir plus haut à l'art. 30c, al. 1bis.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
5 Si une installation remplit les conditions prévues à l'art. 38, al. 1^{quater}, le bonus d'altitude est accordé en plus du taux indiqué dans l'offre.	6 Si une installation remplit les conditions prévues à l'art. 38, al. 1quinquies, le bonus pour les places de stationnement est accordé en plus du taux indiqué dans l'offre.		
Section 5 Enchères pour la rétribution unique			
Art. 46b Conditions de participation 1 La construction de l'installation ne peut pas débuter avant l'adjudication. 2 Une seule offre peut être déposée par terrain et par session d'enchères.	***Art. 46b, al. 3 et 4*** 3 Un émolument de participation de 300 francs est versé lors du dépôt de l'offre. 4 Lorsqu'une adjudication est octroyée à une offre et que finalement l'installation n'est pas construite, la participation aux enchères pour la rétribution unique ou la prime de marché flottante allouées aux installations photovoltaïques est exclue pour les installations se trouvant sur le même terrain, cela durant les cinq ans suivant l'entrée en force de l'adjudication.	5 *(nouveau)* Si une offre adjugée ne peut pas être construite pour d'autres raisons qui ne lui sont pas imputables, il est renoncé à l'exclusion temporaire d'une nouvelle adjudication conformément à l'alinéa 4.	Al. 5: par analogie avec les prolongations de délai possibles dans le cadre de l'avancement du projet, de sa mise en service et des obligations d'annoncer selon l'art. 23 OEne, il doit y avoir ici aussi une réglementation d'exception si des raisons justifiées empêchent la construction de l'installation.
Chapitre 5 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques **Section 1 Dispositions générales**			
Art. 47 Agrandissement ou rénovation notable 1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent:			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins 20 % et si l'installation agrandie dispose d'un réservoir dont le contenu permet de produire de l'électricité pendant six heures à pleine charge; 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 %, et d'au moins 150 000 mètres cubes, ou e. d'augmenter la moyenne annuelle de la production nette d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant le dépôt de la demande de contribution d'investissement. 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, les pompes d'alimentation, 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 rapporté à la production nette sur une année en moyenne des cinq années complètes d'exploitation précédant la rénovation s'élève au moins à 14 ct./kWh.		d. d'augmenter le volume d'accumulation utilisable soit d'au moins 15 %, et d'au moins 150 000 mètres cubes, soit d'au moins 20 GWh, ou	Al. 2, let. d: Dans le cas de grands lacs de retenue, on n'atteint en général pas les 15%.
Section 3 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW			
Art. 51 Moyens disponibles 1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement desti-	***Art. 51, al. 2***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
nées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 36, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme bisannuel. 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 31 août 2020, le 31 août 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028 et le 30 juin 2030. 3 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et que 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 deux années soient épuisés.	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 31 août 2020, le 31 août 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028, le 30 juin 2030, le 30 juin 2032 et le 30 juin 2034.		
Section 5 Critères de mesure			
Art. 62 Coûts non imputables 1 Ne sont notamment pas imputables: a. les coûts en lien avec des parties de l'installation qui servent au pompage-turbinage; b. les coûts qui sont indemnisés d'une autre manière, en particulier les coûts des mesures visées à l'art. 83a LEaux et à l'art. 10 LFSP. 2 Si une partie de l'installation ne sert pas exclusivement au pompage-turbinage, seuls les coûts qui concernent le pompage-turbinage peuvent ne pas être pris en compte.	***Art. 62, al. 1, let. c*** 1 Ne sont notamment pas imputables: c. les coûts pour les parties d'installation qui servent en premier lieu à l'approvisionnement en eau potable et qui sont de plus conçues pour la production d'électricité, si aucune garantie de principe ou aucune autorisation de début anticipé des travaux précisée à l'art. 32 n'a été accordée.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Chapitre 6 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse **Section 1 Conditions d'octroi**			
Art. 67 Catégories d'installations 1 Sont réputées installations de biogaz les installations destinées à la production d'électricité et de chaleur à partir de gaz biogène obtenu par la fermentation de biomasse, soit sur le site d'un module CCF, soit sur un site équipé d'une conduite de gaz propre à l'exploitation. 2 Sont réputées centrales électriques à bois les installations destinées à la production d'électricité et de chaleur à partir du bois. 3 Sont réputées UIOM les installations destinées au traitement thermique des déchets urbains visées aux art. 31 et 32 de l'ordonnance du 4 décembre 2015 sur les déchets (OLED). 4 Sont réputées installations d'incinération des boues les installations destinées au traitement thermique des déchets de la biomasse, en particulier les boues d'épuration, les boues de papier et les boues provenant de l'industrie alimentaire, visées aux art. 31 et 32 OLED. 5 Sont réputées installations au gaz d'épuration les installations destinées à utiliser le gaz d'épuration des stations d'épuration des collectivités publiques pour la production d'électricité et de chaleur, qu'elles incluent ou non la fermentation de cosubstrats collectés. 6 Sont réputées installations au gaz de décharge les installations destinées à utiliser du gaz provenant de décharges au sens des art. 35 à 43 OLED pour la production d'électricité.	***Art. 67, al. 4*** 4 Sont réputées installations d'incinération des boues les installations destinées au traitement thermique des déchets de la biomasse, en particulier les boues d'épuration, les boues de papier et les boues provenant de l'industrie alimentaire, visées aux art. 31 et 32 OLED, même si d'autres types de biomasse sont aussi utilisées dans ces installations.		
Art. 68 Agrandissement ou rénovation notable	***Art. 68, al. 1 et 2, let. a***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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. 100 000 francs pour les installations de biogaz et les centrales électriques à bois; b. 15 millions de francs pour les UIOM et les installations d'incinération des boues; c. 250 000 francs pour les installations au gaz d'épuration d'un équivalent-habitant égal ou supérieur à 50 000; d. 100 000 francs pour les installations au gaz d'épuration d'un équivalent-habitant inférieur à 50 000 et les installations au gaz de décharge.	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 cinq 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. 250 000 francs pour les installations de biogaz et les centrales électriques à bois;	1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent d'augmenter d'au moins 15 % ~~25 %~~ la production annuelle d'électricité par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement.	Al. 1: 25% est un seuil très élevé en termes absolus pour les agrandissements et peut empêcher leur rentabilité. 15% serait un compromis raisonnable.
Section 2 Contribution d'investissement			
Art. 70 Taux La contribution d'investissement s'élève à: a. 50 % des coûts d'investissement imputables, pour les installations de biogaz; b. 40 % des coûts d'investissement imputables, pour les centrales électriques à bois; c. 20 % des coûts d'investissement imputables, pour les UIOM, les installations d'incinération des boues ainsi que les installations au gaz d'épuration et au gaz de décharge.	**Art. 70 Taux** 1 La contribution d'investissement pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations au gaz de décharge est déterminée au cas par cas et s'élève à 20% des coûts d'investissement imputables. 2 La contribution d'investissement pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration est déterminée selon le principe des installations de référence sur la base des taux fixés à l'annexe 2.3.		
Art. 71 Contribution maximale La contribution d'investissement ne peut pas dépasser les montants suivants: a. 12 millions de francs pour les centrales	**Art. 71 Contribution maximale** La contribution d'investissement ne peut pas dépasser les montants suivants: a. 8 millions de francs pour les installations	*Biffer*	Comme l'AES l'a déjà demandé plusieurs fois (cf. prise de position sur les modifications d'ordonnances relevant de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) avec entrée en vigueur au

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
électriques à bois; b. 6 millions de francs pour les UIOM et les installations d'incinération des boues; c. 1 million de francs pour les installations au gaz d'épuration et au gaz de décharge.	de biogaz et les centrales électriques à bois; b. 6 millions de francs pour les UIOM et les installations d'incinération des boues; c. 1 million de francs pour les installations au gaz d'épuration et les installations au gaz de décharge.		1er janvier 2024), la contribution maximale de 12 millions de francs empêche d'ores et déjà un développement des centrales. Abaisser ce montant et étendre la réglementation aux installations de biogaz entrave le développement de ces installations.
Section 4 Procédure de demande	*Titre précédant l'art. 74* **Section 4 Procédure de demande pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations au gaz de décharge**		
	Titre précédant l'art. 80 **Section 4a Procédure de demande pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration**		
	Art. 80a Demande 1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'organe d'exécution. 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.		
	Art. 80b 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 contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit: a. le montant probable de la contribution d'investissement compte tenu de la puissance prévue de l'installation sur la base des taux fixés à l'annexe 2.3 et en tenant compte des contributions maximales précisées à l'art. 71;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	b. la part probable de la puissance de l'installation pour laquelle une contribution d'investissement est accordée; c. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser; il correspond au montant fixé conformément à la let. a.		
	Art. 80c Délai de mise en service, prolongation du délai et avis de mise en service 1 L'installation, l'agrandissement ou la rénovation notables doivent être mis en service dans un délai de trois ans à compter de la réception de la décision visée à l'art. 80b. 2 L'art. 30e^{decies}, al. 2 à 4, s'applique par analogie à la prolongation du délai et à l'avis de mise en service.		
	Art. 80d Avis de fin des travaux 1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'organe d'exécution au plus tard quatre ans après la mise en service. 2 Il doit comporter les données et les documents suivants: a. décompte détaillé des coûts de construction; b. pour les rénovations: liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables sur la base des composantes de l'installation figurant à l'annexe 2.3; c. puissance installée, et d. production nette de deux années complètes d'exploitation. 3 Si le requérant ne peut pas déposer l'avis de fin des travaux dans les délais prescrits pour des raisons qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut, sur demande, prolonger le délai. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration de ce délai.		
	Art. 80e Fixation définitive de la contribution d'investissement Si les conditions d'octroi sont encore remplies au moment de l'avis de fin des travaux, l'organe		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	d'exécution fixe définitivement la contribution d'investissement en tenant compte du montant maximal déterminé dans la garantie de principe visée à l'art. 80b et des prescriptions de l'art. 85.		
	Art. 80f Versement échelonné de la contribution d'investissement La contribution d'investissement est versée en trois tranches: a. 40% du montant maximal visé à l'art. 80b, let. c: au début des travaux; b. 30% du montant maximal visé à l'art. 80b, let. c: après transmission de l'avis de mise en service; c. la différence entre les montants précisés aux let. a et b par rapport à la contribution d'investissement définitive: après l'entrée en force de la fixation définitive de la contribution d'investissement.		
Section 5 Critères de mesure	*Titre précédant l'art. 81* **Section 5 Critères de mesure pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations au gaz de décharge**		
	Titre précédant l'art. 83 **Section 5a Critères de mesure pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration**		
Art. 84 *(Abrogé)*	**Art. 84 Part pour un agrandissement ou une rénovation notables** 1 Pour un agrandissement ou une rénovation notables, la part de la puissance de l'installation après la rénovation ou l'agrandissement pour laquelle une contribution d'investissement est accordée est déterminée comme suit: a. pour un agrandissement notable: rapport entre l'augmentation de la puissance à attendre en raison de l'agrandissement,		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	d'une part, et la puissance totale après l'agrandissement, d'autre part; b. pour une rénovation notable: rapport entre les coûts d'investissement imputables en raison de la rénovation, d'une part, et les coûts d'investissement pour une nouvelle installation de référence, d'autre part; il s'élève toutefois à 70% au plus de puissance de l'installation.		
Art. 85 *(Abrogé)*	**Art. 85 Calcul de la contribution d'investissement** 1 La contribution d'investissement est calculée comme suit: a. pour une nouvelle installation: par kW de puissance; b. pour un agrandissement ou une rénovation notables: par kW de la part de puissance calculée conformément à l'art. 84 après l'agrandissement ou la rénovation. 2 Les taux sont fixés à l'annexe 2.3, ch. 7. 3 Pour un agrandissement ou une rénovation notables, le taux de rétribution s'élève à 70% des taux de rétribution fixés à l'annexe 2.3, ch. 7. 4 Pour les installations de biogaz et les installations au gaz d'épuration, la puissance équivalente est déterminante.		
Chapitre 6a Contribution d'investissement allouée pour les installations éoliennes **Section 1 Taux**			
Art. 87a La contribution d'investissement s'élève à 60 % des coûts d'investissement imputables.	***Art. 87a*** 1 La contribution d'investissement est déterminée selon le principe des installations de référence. 2 Les taux par catégorie sont fixés à l'annexe 2.4.		
Art. 87c 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	***Art. 87c, al. 2***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
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.	2 L'organe d'exécution informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente.		
Section 3 Procédure de demande			
Art. 87d Demande 1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN. 2 Elle ne peut être déposée que si les résultats des mesures du vent effectuées sur l'emplacement d'une nouvelle installation ou les données d'exploitation d'installations éoliennes existantes ainsi qu'une évaluation du rendement énergétique à l'emplacement de l'installation éolienne ont été fournis. Les mesures et l'évaluation du rendement doivent respecter les exigences minimales visées à l'annexe 2.4. 3 La demande doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.4.	***Art. 87d, al. 1*** 1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'organe d'exécution.		
Art. 87e 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, calculé en pourcentage des coûts d'investissement imputables; b. le montant maximal de la contribution d'investissement; c. la date limite à laquelle la construction doit commencer; d. le plan de paiement visé à l'art. 87j;	**Art. 87e 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 contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit: a. le montant probable de la contribution d'investissement compte tenu de la puissance prévue de l'installation; b. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser; il correspond au montant fixé conformément à la let. a.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
e. le délai de mise en service de l'installation.			
Art. 87f Avis de mise en service L'art. 55 s'applique par analogie à l'obligation de remettre un avis de mise en service.	**Art. 87f Avancement du projet, mise en service, prolongation du délai et obligations d'annoncer** 1 Après réception de la décision visée à l'art. 87e, le requérant doit, dans les délais fixés à l'annexe 6.2, progresser dans l'avancement de son projet conformément à l'annexe 6.2, ch. 4.1 et mettre l'installation en service. 2 L'art. 30d^{septies}, al. 2 à 5, s'applique par analogie.		
Art. 87g 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 comporte les données et documents suivants: a. un décompte détaillé des coûts de construction; b. une liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables.	**Art. 87g Avis de fin des travaux** 1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'organe d'exécution au plus tard deux ans après la mise en service. 2 L'avis doit comporter un décompte détaillé des coûts de construction.		
Art. 87h 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 aux conditions suivantes: a. le requérant ne peut pas respecter le délai pour des raisons qui ne lui sont pas imputables; b. la demande est déposée avant l'expiration du délai.	***Art. 87h, phrase introductive*** Sur demande du requérant, l'organe d'exécution peut prolonger les délais de mise en service et de remise de l'avis de fin des travaux aux conditions suivantes:		
Art. 87i Fixation définitive de la contribution d'investissement Si les conditions d'octroi sont encore remplies au moment de l'avis de fin des travaux, l'OFEN fixe définitivement la contribution d'investissement en s'appuyant sur les coûts d'investissement effectifs.	**Art. 87i Fixation définitive de la contribution d'investissement** Si les conditions d'octroi sont encore remplies au moment de l'avis de fin des travaux, l'organe d'exécution fixe définitivement la contribution d'investissement en s'appuyant sur la puissance installée effective de l'installation.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 87j Versement échelonné de la contribution d'investissement 1 La contribution d'investissement est versée en plusieurs tranches. 2 Dans sa garantie visée à l'art. 87e, 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. 4 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. Jusque-là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 87e peuvent être versés.	**Art. 87j Versement échelonné de la contribution d'investissement** La contribution d'investissement est versée en trois tranches: a. 30% du montant maximal visé à l'art. 87e, let. b: au début des travaux; b. 30% du montant maximal visé à l'art. 87e, let. b: après transmission de l'avis de mise en service; c. la différence entre les montants précisés aux let. a et b par rapport à la contribution d'investissement définitive: après l'entrée en force de la fixation définitive de la contribution d'investissement.		
Section 4 Critères de mesure	*Titre suivant l'art. 87j* **Section 4 Calcul de la contribution d'investissement**		
Art. 87k Coûts d'investissement imputables Les coûts d'investissement visés à l'art. 61 sont imputables.	***Art. 87k*** La contribution d'investissement est calculée sur la base de la catégorie, de la puissance de l'installation et des taux fixés à l'annexe 2.4.		
Art. 87l Coûts non imputables Ne sont notamment pas imputables: a. les coûts d'acquisition du terrain; b. les coûts de procédure et de représentation juridique en relation avec des oppositions et des recours. **Art. 87m Calcul des coûts non couverts et de la contribution d'investissement dans des cas particuliers** 1 Lorsque des indices donnent à penser qu'il n'y a pas de coûts non couverts pour l'installation concernée (art. 29, al. 3, let. b^{bis}, LEne), un calcul est effectué selon l'annexe 4 pour déterminer s'il y a des coûts non couverts.	***Art. 87l et 87m*** *Abrogés*		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
2 Lorsque la contribution d'investissement est supérieure aux coûts non couverts, elle est réduite en conséquence. 3 L'OFEN met à disposition la documentation et les formulaires nécessaires au calcul des coûts non couverts.			
Chapitre 6b Contributions d'investissement allouées pour la prospection et pour la mise en valeur d'un réservoir géothermique et pour de nouvelles installations géothermiques **Section 3 Procédure de demande**			
Art. 87y Fixation définitive de la contribution d'investissement allouée pour les installations géothermiques Si les conditions d'octroi sont encore remplies au moment de l'avis de fin des travaux, l'OFEN fixe définitivement la contribution d'investissement en s'appuyant sur les coûts d'investissement effectifs.	***Art. 87y, al. 2*** 2 L'OFEN réduit la contribution d'investissement à hauteur d'une contribution pour les études de projet éventuellement accordée.		
Chapitre 7 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques **Section 1 Dispositions générales**			L'AES comprend l'intention du Conseil fédéral. Toutefois, avant d'adapter le système, un échange orienté vers des solutions et transparent devrait avoir lieu avec la branche, afin que les besoins d'adaptation procéduraux puissent être convenus et qu'un délai de transition approprié puisse être déterminé. Une adaptation à ce stade sans échange est précipitée. Si le changement de méthode est maintenu, les parts de *hedging* doivent être fixées à un niveau bas pendant une phase de transition. En période de turbulences sur les marchés, les grands producteurs se sont moins assurés en raison d'un manque de liquidités. Par conséquent, ils ne pourront pas atteindre les prix élevés du passé au cours des prochaines années.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			Il faudrait également une disposition transitoire: l'adaptation des processus existants ainsi que l'applicabilité dans la pratique de la nouvelle méthode doivent être garanties et pouvoir être adaptées si nécessaire. En outre, l'introduction de la nouvelle méthode de calcul au 1er janvier 2025 aurait un effet rétroactif, car en 2025, il faut se baser sur l'année de référence 2024. Selon la nouvelle approche, des hypothèses sont formulées, par exemple pour le *hedging*, qui ne peuvent pas correspondre à la réalité historique en 2024. Parallèlement, le requérant n'aurait plus la possibilité d'adapter sa pratique de *hedging* aux hypothèses de la nouvelle méthode. Les dispositions du chapitre 7 devraient s'appliquer pour la première fois à l'année de demande 2026.
Art. 89 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. 2 Les recettes du marché sont déterminées sur la base du prix du marché, à l'aide du profil horaire effectif de l'installation ou de la somme de ces profils lorsqu'il s'agit d'un groupe d'installations. Dans le cas d'une installation partenaire, le profil déterminé est réparti proportionnellement entre les partenaires. 3 Est considéré comme prix du marché, aussi pour l'électricité négociée hors bourse, le prix spot horaire pour la zone de prix Suisse à un cours mensuel moyen. 4 … 5 Si une installation individuelle participant au système de rétribution de l'injection fait partie d'un groupe d'installations, la rétri-	**Art. 89 Recettes** 1 Les recettes sont prises en compte conformément aux sources et aux hypothèses suivantes: a. négoce de l'électricité pour le lendemain (marché day-ahead): les recettes sont déterminées à partir du prix du marché; le profil horaire effectif de l'installation ou la somme de ces profils lorsqu'il s'agit d'un groupe d'installations constitue la base du calcul; les couvertures sur le marché à terme sont prises en compte conformément à l'annexe 6.1, ch. 4.2.4; dans le cas d'une installation partenaire, le profil déterminé est réparti proportionnellement entre les partenaires; b. services-système: les recettes sont déterminées conformément à l'annexe 6.1, ch. 4.2.5, mais sans déduction des coûts d'opportunité; c. garanties d'origine: les recettes sont déterminées conformément à l'annexe 6.1, ch. 4.2.6;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
bution de l'injection versée est déterminante pour les recettes de l'installation individuelle.	d. réserve d'hiver: les recettes sont déterminées conformément à l'annexe 6.1, ch. 4.2.7. 2 Est considéré comme prix du marché day-ahead le prix spot horaire pour la zone de prix Suisse à un taux de change mensuel moyen. Ce prix s'applique aussi à l'électricité négociée hors bourse. 3 Si une installation individuelle participant au système de rétribution de l'injection fait partie d'un groupe d'installations, la rétribution de l'injection versée est déterminante pour les recettes de cette installation.		
Art. 90 Coûts de revient et autres coûts 1 Les coûts d'exploitation indispensables pour une production efficace sont pris en compte comme coûts de revient, tandis que les autres coûts, notamment les dépenses pour des prestations de services globales, ne sont pas pris en compte. Sont également pris en compte: a. la redevance hydraulique; b. les manques à gagner dus à l'électricité cédée à la collectivité publique à titre gratuit ou à prix réduit; c. les impôts directs, les impôts sur le bénéfice seulement s'ils correspondent à un bénéfice réel et ne sont pas dus à la collectivité publique locale sur la base d'un accord et indépendamment des bénéfices. 2 Les coûts de capital calculés sont également pris en compte en tant que coûts de revient. Le taux d'intérêt visé à l'annexe 3 s'applique. Les amortissements sont en	***Art. 90, al. 1, phrase introductive et let. d*** 1 Les coûts d'exploitation indispensables pour une production efficace sont pris en compte dans le calcul des coûts de revient. Sont également pris en compte: d. les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation à hauteur de: 1. 0,63 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau, 2. 0,78 ct./kWh pour les centrales à accumulation, les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur.		Remarque: la méthode actuelle ne prend pas en compte toutes les possibilités de revenus dans le calcul de la prime de marché. Il en va de même pour les coûts. Si la nouvelle méthode de calcul doit prendre en compte toutes les recettes, les coûts doivent également être adaptés en conséquence. Il n'est donc pas approprié de continuer à se baser uniquement sur les «coûts d'exploitation directement nécessaires à une production efficace». Au lieu de cela, tous les coûts d'exploitation doivent être pris en compte conformément au rapport d'activité.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
principe effectués conformément à l'ancienne pratique pour l'installation concernée. 3 L'OFEN fixe dans une directive les coûts d'exploitation et de capital imputables.			
Chapitre 7a Contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse **Section 1 Motif d'exclusion et taux de contribution**			
Art. 96a Motif d'exclusion Tant que l'exploitant obtient, pour une installation, un financement des frais supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne ou une rétribution de l'injection, aucune contribution aux coûts d'exploitation ne peut lui être allouée pour cette installation.	**Art. 96a Motif d'exclusion** Aucune contribution aux coûts d'exploitation n'est accordée: a. pour une installation pour laquelle l'exploitant obtient un financement des frais supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne ou une rétribution de l'injection; b. pour la part de la production pour laquelle l'exploitant obtient une prime de marché flottante.		
Chapitre 8 Évaluation, publication, renseignements, communication de données à l'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières (OFDF), contrôle et mesures			
Art. 98 Publication 1 En ce qui concerne la rétribution de l'injection, l'OFEN publie les données suivantes pour les installations d'une puissance égale ou supérieure à 30 kW: 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. montant de la rétribution; e. date de la demande; f. date de mise en service; g. quantité d'électricité rétribuée; h. durée de rétribution.	***Art. 98, al. 1, phrase introductive et al. 2*** 1 En ce qui concerne la rétribution de l'injection et la prime de marché flottante, l'OFEN publie les données suivantes pour les installations d'une puissance égale ou supérieure à 30 kW:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
2 Pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, la publication relative à la rétribution de l'injection visée à l'al. 1 est anonyme. 3 En ce qui concerne les rétributions uniques et les contributions d'investissement, l'OFEN publie les données suivantes par technique de production et par catégorie: a. nombre de bénéficiaires de contributions d'investissement; b. montant total des contributions d'investissement; c. moyenne des contributions d'investissement par rapport aux coûts d'investissement moyens imputables; d. moyenne des contributions d'investissement par rapport à la production supplémentaire moyenne. 4 En ce qui concerne la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, il publie les données suivantes: a. nombre de bénéficiaires de la prime de marché; b. montant total des primes de marché; c. nombre d'installations et quantité totale d'électricité bénéficiant de la prime de marché; d. quantité totale d'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques qui est vendue dans le cadre de la prime de marché dans l'approvisionnement de base et prix moyen de cette électricité. 5 En ce qui concerne les contributions aux coûts d'exploitation, l'OFEN publie les données suivantes: a. nom ou raison de commerce de l'exploitant et emplacement de l'installation; b. catégorie et type d'installation; c. montant de la contribution aux coûts d'exploitation; d. quantité d'électricité rétribuée.96 6 Pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, la publication relative aux contributions aux coûts d'exploitation visée à l'al. 5 est anonyme.	2 Pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, les publications visées à l'al. 1 sont anonymes.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
7 En ce qui concerne les rétributions uniques pour les installations visées à l'art. 71a LEne, l'OFEN publie les données suivantes par installation: a. nom ou raison de commerce de l'exploitant et emplacement de l'installation; b. puissance de l'installation; c. date de la mise en service; d. production annuelle d'électricité attendue et production d'électricité attendue pour le semestre d'hiver lors du dépôt de la demande; e. moyenne de la production annuelle d'électricité et moyenne de la production d'électricité pour le semestre d'hiver effectivement mesurées au moment de la fixation définitive de la rétribution unique; f. montant définitif de la rétribution unique; g. part de l'encouragement par rapport aux coûts d'investissement imputables.			
Chapitre 9 Dispositions finales			
	Art. 108b Disposition transitoire relative à la modification du ... 1 Dans le cas où, dans le contexte d'une contribution d'investissement, une autorisation de début anticipé des travaux concernant une installation a été accordée à l'exploitant avant l'entrée en vigueur de la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), cette autorisation est également valable dans le contexte de l'octroi d'une prime de marché flottante. 2 Si l'exploitant veut bénéficier de la prime de marché flottante, il doit en informer l'autorité compétente jusqu'au 1er juin 2025.	2 Si l'exploitant veut bénéficier de la prime de marché flottante, il doit en informer l'autorité compétente jusqu'au 1er janvier 2026 ~~1er juin 2025~~.	Al. 2: les exploitants ont besoin d'un délai de transition suffisamment long pour prendre la décision relative à l'instrument d'encouragement. Afin d'établir la coïncidence avec le délai de dépôt de la demande de deux ans pour la

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			prime de marché flottante, on pourrait aussi choisir le 30 juin 2026.
	II 1 Les annexes 1.2, 1.3, 2.1 à 2.3, 2.6 et 5 sont modifiées conformément aux textes ci-joints. 2 L'annexe 2.4 est remplacée par la version ci-jointe. 3 La présente ordonnance est complétée par les annexes 6.1 à 6.3 ci-jointes.		
	III La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2025.		
Annexe 1.2 **(art. 16, 17, 21 et 23)**	**Annexe 1.2** **(art. 16, 17, 21 et 23)**		
Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection	**Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection**		
4 Procédure de demande 4.1 Demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'exploitant et l'emplacement de l'installation; b. extrait du registre foncier ou document équivalent permettant d'identifier sans équivoque le terrain et les propriétaires fonciers; c. catégorie de l'installation; d. puissance prévue; e. production annuelle attendue; f. accord des propriétaires fonciers; g. catégorie de producteur.	***Ch. 4.3, let. d***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
4.2 Mise en service L'installation doit être mise en service au plus tard: a. 12 mois après l'octroi de la garantie de principe; b. 6 ans après l'octroi de la garantie de principe si la mise en place de l'installation requiert une modification des bases en matière d'aménagement du territoire.			
4.3 Avis de mise en service L'avis de mise en service comporte au moins les données et les documents suivants: a. date de mise en service; b. procès-verbal de reprise, comprenant un descriptif technique détaillé ou un rapport de sécurité au sens de l'art. 37 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension (OIBT), y compris les procès-verbaux de mesure et de contrôle; c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande; d. certificat de conformité attestant les données de l'installation conformément à l'art. 2, al. 2, de l'ordonnance du DETEC du 1er novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM).	4.3 Avis de mise en service L'avis de mise en service comporte au moins les données et les documents suivants: d. certificat de conformité attestant les données de l'installation conformément à l'art. 2, al. 2, OGOM.		
Annexe 1.3 **(art. 16, 17, 21, 22 et 23)**	**Annexe 1.3** **(art. 16, 17, 21, 22 et 23)**		
Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection	**Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection**		
	Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 1.3 » ***(art. 16, 17, 21 et 23)***		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
2 Catégories	*Ch. 2, titre* **Classes de puissance**		
5 Procédure de demande 5.1 Demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'exploitant et l'emplacement de l'installation, y compris l'altitude au-dessus du niveau de la mer; b. accord des propriétaires fonciers; c. puissance prévue; d. production annuelle attendue; e. catégorie de producteur.	***Ch. 5.2 à 5.2.3***		
5.2 Transfert de la garantie de principe	5.2 *Abrogé*		
5.2.1 Un exploitant d'installation éolienne qui n'est plus prévue par la planification cantonale en raison d'une modification de planification peut transférer une garantie de principe ou une décision positive selon l'ancien droit à une autre installation éolienne si les conditions suivantes sont réunies: a. … b. cette autre installation remplit vraisemblablement les conditions d'octroi; c. elle a été annoncée pour le système de rétribution de l'injection, et d. l'exploitant facture le transfert à l'exploitant reprenant au maximum à hauteur de la moitié des coûts réels occasionnés par des mesures du vent, des études environnementales et des enquêtes techniques.	5.2.1 *Abrogé*		
5.2.2 L'OFEN décide du transfert sur demande de l'exploitant transférant et après consultation du canton d'implantation. Les modalités du transfert doivent être communiquées à l'OFEN.	5.2.2 *Abrogé*		
5.2.3 Les délais relatifs aux avis d'avancement du projet (ch. 5.3) et à la mise en service (ch. 5.4) recommencent à courir	5.2.3 *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
à compter de la date de la nouvelle garantie de principe. 5.3 Avis d'avancement du projet 5.3.1 Pour les installations tenues de procéder à une étude d'impact sur l'environnement, l'avancement du projet doit faire l'objet d'un avis au plus tard quatre ans après l'octroi de la garantie de principe (art. 22). Cet avis doit contenir le cahier des charges adopté par le canton d'implantation pour le rapport d'impact sur l'environnement. 5.3.2 Dix ans au plus tard après l'octroi de la garantie de principe (art. 22), l'avancement du projet doit faire l'objet d'un second avis. Celui-ci comporte au minimum les éléments suivants: a. permis de construire exécutoire; b. annonce du projet au gestionnaire de réseau avec la prise de position de ce dernier; c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande; d. date prévue de mise en service. 5.4 Mise en service 5.4.1 L'installation doit être mise en service au plus tard douze ans après l'octroi de la garantie de principe (art. 22). 5.4.2 Les installations qui ont progressé dans la liste d'attente en raison du second avis complet d'avancement du projet, conformément à l'art. 20, al. 3, let. a, doivent être mises en service au plus tard trois ans après l'octroi de la garantie de principe (art. 22). 5.5 Avis de mise en service L'avis de mise en service comporte au minimum les éléments suivants: a. désignation du type d'installation; b. puissance; c. hauteur du moyeu;			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
d. équipements spéciaux (p. ex. chauffage des pales du rotor); e. date de mise en service; f. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande et dans l'avis d'avancement du projet.			
Annexe 1.4 **(art, 16, 17, 21, 22 et 23)**	**Annexe 1.4** **(art, 16, 17, 21, 22 et 23)**		
	Installations géothermiques dans le système de rétribution de l'injection		
	Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 1.4 » **(art. 16, 17, 21 et 23)**		
Annexe 1.5 **(art. 16, 17, 21, 22 et 23)**	**Annexe 1.5** **(art. 16, 17, 21, 22 et 23)**		
	Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection		
	Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 1.5 » **(art. 16, 17, 21, 23 et 28)**		
3 Taux de rétribution 3.1.4 Si une centrale électrique à bois utilise également des déchets de bois problématiques désignés comme déchets spéciaux au sens de l'art. 2, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 22 juin 2005 sur les mouvements de déchets120, la part de l'électricité issue de l'utilisation de ces déchets de bois problématiques est rétribuée avec un	***Ch. 3.1.4*** *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
taux équivalant à la moitié du taux de rétribution. La part est calculée sur la base des teneurs énergétiques utilisées.			
Annexe 2.1 **(art. 7, 38, 41 à 43, 45, 46d)**	**Annexe 2.1** **(art. 7, 38, 41 à 43, 45, 46d, 46i et 46l)**		
Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques	**Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques**		
2 Taux pour la rétribution unique 2.7 Bonus d'angle d'inclinaison et bonus d'altitude 2.7.1 Le bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 250 francs par kW. 2.7.2 Le bonus pour les installations ajoutées ou isolées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 100 francs par kW. 2.7.3 Le bonus pour les installations mises en place à une altitude d'au moins 1500 mètres est de 250 francs par kW. La preuve que l'installation n'a pas été ajoutée à un bâtiment ou intégrée dans un bâtiment doit être apportée au moyen de photographies.	***Ch. 2.7*** 2.7 Bonus 2.7.1 Le bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 400 francs par kW. 2.7.2 Le bonus pour les installations ajoutées ou isolées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 200 francs par kW. 2.7.4 Le bonus pour les places de stationnement est de 250 francs par kW.	2.7.1 Le bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 55 degrés ~~75 degrés~~ est de 400 francs par kW. 2.7.2 Le bonus pour les installations ajoutées ou isolées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 55 degrés ~~75 degrés~~ est de 200 francs par kW. 2.7.3 Le bonus pour les installations présentant une production d'au moins 500 kWh par kWp pendant le semestre hivernal ~~mises en place à une altitude d'au moins 1500 mètres~~ est de 250 francs par kW. La preuve que l'installation n'a pas été ajoutée à un bâtiment ou intégrée dans un bâtiment doit être apportée au moyen de photographies.	Ch. 2.7.1 et 2.7.2: la production hivernale augmente avec un angle d'inclinaison prononcé. La production maximale en hiver se situe toutefois entre 55 et 60 degrés d'inclinaison. Il ne doit pas y avoir d'incitation à construire des installations non optimales dans le seul but d'obtenir le bonus. Ch. 2.7.3: le bonus d'altitude n'a pas fait l'objet d'une consultation avant son introduction et le rapport explicatif de novembre 2022 ne fournit que très peu d'informations objectivement fondées sur la fixation de la limite actuelle de 1'500 m d'altitude selon l'art. 38, al. 1quater, OEne. Le bonus d'altitude est axé sur la production d'électricité en hiver, raison pour laquelle le critère ne devrait pas être directement lié à une limite d'altitude arbitraire, mais à la production d'électricité en hiver, par analogie à l'art. 71a, al. 2, let. b, LEne. Pour le droit au bonus, le critère de la limite de 1'500 m d'altitude pourrait ainsi être remplacé celui de 500 kWh/kWp dans le semetre hivernal.

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>2.8 Les taux suivants s'appliquent pour les installations intégrées mises en service à partir du 1er janvier 2023:</td><td>Ch. 2.8
2.8 Les taux suivants s'appliquent pour les installations intégrées mises en service à partir du 1er janvier 2023:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><th></th><th>Classe de puissance</th><th>1.1.2023–31.3.2024</th><th>À partir du 1.4.2024</th></tr>
<tr><td>Contribution de base (CHF)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td></tr>
<tr><td></td><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Contribution liée à la puissance (CHF/kW)</td><td><30 kW</td><td>440</td><td>420</td></tr>
<tr><td></td><td>30–<100 kW</td><td>330</td><td>330</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><th></th><th>Classe de puissance</th><th>1.1.2023–31.3.2024</th><th>1.4.2024–31.3.2025</th><th>À partir du 1.4.2025</th></tr>
<tr><td>Contribution de base (CHF)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td></td><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Contribution liée à la puissance (CHF/kW)</td><td><30 kW</td><td>440</td><td>420</td><td>400</td></tr>
<tr><td></td><td>30–<100 kW</td><td>330</td><td>330</td><td>330</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2.9 Les taux suivants s'appliquent pour les installations ajoutées et les installations isolées mises en service à partir du 1er janvier 2023:</td><td>Ch. 2.9
2.9 Les taux suivants s'appliquent pour les installations ajoutées et les installations isolées mises en service à partir du 1er janvier 2023:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><th></th><th>Classe de puissance</th><th>1.1.2023–31.3.2024</th><th>À partir du 1.4.2024</th></tr>
<tr><td>Contribution de base (CHF)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td></tr>
<tr><td></td><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Contribution liée à la puissance (CHF/kW)</td><td><30 kW</td><td>400</td><td>380</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><th></th><th>Classe de puissance</th><th>1.1.2023–31.3.2024</th><th>1.4.2024–31.3.2025</th><th>À partir du 1.4.2025</th></tr>
<tr><td>Contribution de base (CHF)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td></td><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Contribution liée à la puissance (CHF/kW)</td><td><30 kW</td><td>400</td><td>380</td><td>360</td></tr>
<tr><td></td><td>30–<100 kW</td><td>300</td><td>300</td><td>300</td></tr>
<tr><td></td><td>≥100 kW</td><td>270</td><td>270</td><td>250</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><td></td><td>30–
<100 kW</td><td>300</td><td>300</td></tr>
<tr><td></td><td>≥100 kW</td><td>270</td><td>270</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>
6 Tableau des durées d'utilisation pour les installations visées à l'art. 71a LEne
Le calcul des coûts non couverts pour les installations visées à l'art. 71a se fonde sur la durée d'utilisation des différentes composantes de l'installation ci-après:
<table>
<tr><td>Composantes de l'installation</td><td>Nombre d'années</td></tr>
<tr><td>Fondation et ancrage</td><td>80</td></tr>
<tr><td>Construction en acier, système de montage, sous-construction</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Module photovoltaïque</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Onduleur</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Générateur, transformateur</td><td>40</td></tr>
<tr><td>Système de commande de la centrale</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Installations électriques</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Équipement à haute tension, poste de couplage</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Ligne à haute et à moyenne tension</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Construction pour voies de transport et
voies d'accès (routes, ponts, murs de soutènement, etc.)</td><td>60</td></tr>
<tr><td>Bâtiment d'exploitation</td><td>40</td></tr>
</table>
</td><td></td><td>
<table>
<tr><td>Composantes de l'installation</td><td>Nombre d'années</td></tr>
<tr><td>Fondation et ancrage</td><td>30 ~~80~~</td></tr>
<tr><td>Construction en acier, système de montage, sous-construction</td><td>30 ~~50~~</td></tr>
<tr><td>Module photovoltaïque</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Onduleur</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Générateur, transformateur</td><td>30 ~~40~~</td></tr>
<tr><td>Système de commande de la centrale</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Installations électriques</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Équipement à haute tension, poste de couplage</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Ligne à haute et à moyenne tension</td><td>30 ~~50~~</td></tr>
<tr><td>Construction pour voies de transport et
voies d'accès (routes, ponts, murs de soutènement, etc.)</td><td>30 ~~60~~</td></tr>
<tr><td>Bâtiment d'exploitation</td><td>30 ~~40~~</td></tr>
</table>
</td><td>L'ensemble des composantes de l'installation doivent pouvoir être amorties à zéro pendant la durée d'exploitation prévue; une valeur résiduelle qui puisse être intégrée dans le calcul de rentabilité n'est pas réaliste, car il n'y aura pas ou presque pas de valeur de revente (max. 20% des valeurs présentes selon la prescription de calcul).
La valeur résiduelle est calculée au moyen de la durée de vie des différents éléments des installations, d'un point de vue de technique comptable, selon une méthodologie d'amortissement linéaire. La valeur qui en résulte ne correspond toutefois pas à la valeur résiduelle économique. Étant donné que, même en cas de simple repowering, les installations solaires alpines présentent des coûts de revient élevés comparés aux prix à viser sur le marché, la valeur résiduelle économique est d'env. 80% (en supposant qu'il n'y ait pas de subventions en cas de repowering) plus faible que la valeur calculée d'un point de vue de technique comptable.</td></tr>
<tr><td>Annexe 2.2
(art. 53 et 61)</td><td>Annexe 2.2
(art. 53 et 61)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 2.2 »
(art. 35e et 53)</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques	*Titre* **Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations hydroélectriques**		
	Ch. 2 2 Contenu de la demande de contribution pour les études de projet La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement de la centrale, des prises d'eau, des réservoirs et de la restitution d'eau; b. étude préliminaire décrivant le projet et montrant la faisabilité; c. estimation des coûts ainsi que calendrier et plan de financement; d. pour les agrandissements: documents montrant que l'agrandissement est notable; e. puissance mécanique brute moyenne de l'eau, avant et après l'investissement; f. puissance installée, avant et après l'investissement; g. débit utilisable en mètres cubes, en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement; h. production d'électricité (en kWh) par année civile, avant et après l'investissement; i. hauteur de chute brute moyenne, (en m) avant et après l'investissement; j. hauteur de chute nette moyenne, (en m) avant et après l'investissement; k. débit équipé, avant et après l'investissement; l. volume d'accumulation utilisable, avant et après l'investissement; m. données sur les autres aides financières.		
2 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants:	***Ch. 3*** 3 Contenu de la demande de contribution d'investissement		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement de la centrale, des prises d'eau, des réservoirs et de la restitution d'eau; b. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; c. descriptif technique de l'installation; d. pour les agrandissements et les rénovations: documents montrant que l'agrandissement ou la rénovation est notable; e. puissance mécanique brute moyenne de l'eau, avant et après l'investissement; f. puissance installée, avant et après l'investissement; g. débit utilisable en mètres cubes, en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement; h. production d'électricité (en kWh) par année civile, avant et après l'investissement; i. hauteur de chute brute moyenne, (en m) avant et après l'investissement; j. hauteur de chute nette moyenne, (en m) avant et après l'investissement; k. débit équipé, avant et après l'investissement; l. volume d'accumulation utilisable, avant et après l'investissement; m. date prévue du début des travaux et de mise en service; n. preuve de la validité du droit d'utilisation de l'eau et du permis de construire exécutoire; o. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; p. données sur les autres aides financières.	La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement de la centrale, des prises d'eau, des réservoirs et de la restitution d'eau; b. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; c. descriptif technique de l'installation; d. pour les agrandissements et les rénovations: documents montrant que l'agrandissement ou la rénovation est notable; e. puissance mécanique brute moyenne de l'eau, avant et après l'investissement; f. puissance installée, avant et après l'investissement; g. débit utilisable en mètres cubes, en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement; h. production d'électricité (en kWh) par année civile, avant et après l'investissement; i. hauteur de chute brute moyenne, (en m) avant et après l'investissement; j. hauteur de chute nette moyenne, (en m) avant et après l'investissement; k. débit équipé, avant et après l'investissement; l. volume d'accumulation utilisable, avant et après l'investissement; m. date prévue du début des travaux et de mise en service; n. preuve de la validité du droit d'utilisation de l'eau et du permis de construire exécutoire; o. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; p. données sur les autres aides financières.		
	Ch. 4 *Ex-ch. 3*		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
3 Tableau des durées d’utilisation Le calcul de rentabilité se fonde sur la durée d’utilisation des différentes composantes de l’installation ci-après:			

Composante de l’installation	Nombre d’années
Barrage, ouvrage en remblai	80
Barrage mobile, prise d’eau, dessableur, galerie à écoulement libre	80
Grille, y c. dégrillage	40
Canal, conduite forcée, cheminée d’équilibre, puits en charge	80
Galerie, caverne, canal d’amenée et canal de fuite, bassin de compensation	80
Organe de fermeture (vanne, clapet, vanne papillon et vanne sphérique)	40
Turbine, pompe	40
Dispositif de levage et équipement auxiliaire	30
Générateur, transformateur	40
Système de commande de la centrale	15
Installation pour les propres besoins et groupe électrogène de secours	30
Équipement à haute tension, poste de couplage	30
Batterie, dispositif de protection	20
Ligne à haute et à moyenne tension	50
Écluse	80
Dispositif pour la migration des poissons vers l’amont et vers l’aval	40

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<table><tr><td>Construction pour voies de transport et voies d'accès (routes, ponts, murs de soutènement, etc.)</td><td>60</td></tr><tr><td>Installations à câbles</td><td>20</td></tr><tr><td>Bâtiment d'exploitation</td><td>40</td></tr><tr><td>Bâtiment administratif</td><td>50</td></tr></table>			
Annexe 2.3 **(art. 69, 74 et 83)**	**Annexe 2.3** **(art. 69, 74 et 83)**		
Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse	**Contribution d'investissement allouée pour les installations de Biomasse**		
	Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 2.3 » **(art. 69, 74, 80a, 80b, 80d et 85)**		
2 Installations de biogaz 2.3 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n'est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; d. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; e. puissance électrique installée (en kWel), avant et après l'investissement; f. production brute d'électricité et de chaleur (en kWh), par année civile avant et après l'investissement;	***Ch. 2.3*** 2.3 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n'est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; elle doit contenir au moins des données sur la situation de départ, les substrats utilisés, un descriptif de l'installation et des explications sur la production d'énergie; d. plan d'ensemble; e. liste des coûts d'investissement; f. puissance électrique installée et puissance électrique équivalente en kWel, avant et après l'investissement;		

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>g. production nette d'électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l'investissement;
h. date prévue de mise en service.</td><td>g. production brute d'électricité et de chaleur en kWh, par année civile avant et après l'investissement;
h. production nette d'électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l'investissement;
i. date prévue de mise en service.</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2.4 Composantes de l'installation
Les coûts des composantes suivantes de l'installation sont réputés coûts d'investissement imputables:</td><td>Ch 2.4
2.4 Composantes de l'installation
Le calcul des coûts d'une installation de référence tient notamment compte des composantes de l'installation suivantes et de la durée d'utilisation indiquée; cette règle s'applique également au calcul des coûts d'investissement imputables en cas de rénovations notables:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td><table><tr><th>Composante de l'installation</th><th>Durée d'utilisation (années)</th></tr><tr><td>Parties du bâtiment pour la préfosse, le dépôt intermédiaire, les conteneurs, la cuve de stockage du digestat, le digesteur, l'installation de stockage du gaz, partie du bâtiment pour la CETE, conduites, conduites de gaz propres à l'exploitation jusqu'à 300 mètres de long, isolation, armatures</td><td>25</td></tr><tr><td>Broyeur, déchiqueteuse à coupe transversale, tamis, hygiénisation, système d'agitation, séparation</td><td>15</td></tr><tr><td>Traitement du gaz, récupération de chaleur, système d'évacuation des rejets, système d'air comprimé, système de ventilation</td><td>10</td></tr><tr><td>CETE, y c. refroidissement de secours, microturbine à gaz, réglage</td><td>10</td></tr></table></td><td><table><tr><th>Composante de l'installation</th><th>Durée d'utilisation (années)</th></tr><tr><td>Parties du bâtiment, préfosse, dépôt intermédiaire, conteneurs, cuve de stockage du digestat, digesteur, installation de stockage du gaz, conduites, conduites de gaz propres à l'exploitation jusqu'à 300 mètres de long, isolation, armatures</td><td>25</td></tr><tr><td>Broyeur, tamis, système d'agitation, séparation</td><td>15</td></tr><tr><td>Traitement du gaz, récupération de chaleur, système d'évacuation des rejets, système d'air comprimé, système de ventilation</td><td>10</td></tr><tr><td>CETE, y c. refroidissement de secours, microturbine à gaz, réglage de la pression, générateur, transformateur, système à condensation, torche de secours</td><td>10</td></tr><tr><td>Système de commande (mesure, contrôle, régulation, [MCR])</td><td>15</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
de la pression, générateur, transformateur, système à condensation, torche de secours Système de commande (MCR) 15			
3 Centrales électriques à bois 3.1 Exigences générales Les exigences générales s'appuient sur l'annexe 1.5, ch. 2.1.1 et 2.1.2.	***Ch. 3.1*** 3.1 Exigences générales 3.1.1 Les exigences générales s'appuient sur l'annexe 1.5, ch. 2.1.1 et 2.1.2. 3.1.2 Une installation est réputée centrale électrique à bois uniquement si elle utilise du bois comme seul agent énergétique.	3.1.2 Une installation est réputée centrale électrique à bois uniquement si elle utilise du bois comme seul agent énergétique. Les installations de redondance fossiles n'en sont pas affectées.	Ch. 3.1.2: même les centrales électriques à bois pures ont souvent des installations de redondance fossiles, celles-ci ne devraient pas être un critère d'exclusion.
3.3 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; c. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; d. puissance électrique installée (en kWel), avant et après l'investissement; e. production brute d'électricité et de chaleur (en kWh), par année civile avant et après l'investissement; f. production nette d'électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l'investissement; g. date prévue de mise en service.	***Ch. 3.3*** 3.3 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n'est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; elle doit contenir au moins des données sur la situation de départ, les substrats utilisés, un descriptif de l'installation et des explications sur la production d'énergie; d. plan d'ensemble; e. liste des coûts d'investissement; f. puissance électrique installée en kWel, avant et après l'investissement; g. production brute d'électricité et de chaleur en kWh, par année civile avant et après l'investissement; h. production nette d'électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l'investissement; i. date prévue de mise en service.		

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>3.4 Composantes de l'installation
Les coûts des composantes suivantes de l'installation sont réputés coûts d'investissement imputables:</td><td>3.4
3.4 Composantes de l'installation
Le calcul des coûts d'une installation de référence tient notamment compte des composantes de l'installation suivantes et de la durée d'utilisation indiquée; cette règle s'applique également au calcul des coûts d'investissement imputables en cas de rénovations notables:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><th>Composante de l'installation</th><th>Durée d'utilisation (années)</th></tr>
<tr><td>Partie du bâtiment, silo, grue</td><td>25</td></tr>
<tr><td>Installation de combustion, transport du combustible, système de décendrage, ventilateur, conduite d'air, ventilateur de gaz de fumée, cheminement de la cendre, carnau de rayonnement, ballon de chaudière, évaporateur, éco, épuration des fumées, ORC, installation de gazéification de bois</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Surchauffeur</td><td>10</td></tr>
<tr><td>Turbine, générateur, installation hydroélectrique, transformateur, circuit de refroidissement (turbine, générateur), pompes d'eau d'alimentation, réservoir d'eau d'alimentation, aérocondenseur, conduites et armatures, poste de détente, système à condensation, préchauffage de l'eau d'alimentation, raccordement à courant fort</td><td>25</td></tr>
<tr><td>Système de commande (MCR)</td><td>15</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><th>Composante de l'installation</th><th>Durée d'utilisation (années)</th></tr>
<tr><td>Parties: bâtiment, silo, grue</td><td>25</td></tr>
<tr><td>Parties: installation de combustion, transport du combustible, système de décendrage, ventilateur, conduite d'air, ventilateur de gaz de fumée, cheminement de la cendre</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Carnau de rayonnement, ballon de chaudière, évaporateur, éco, épuration des fumées, ORC, installation de gazéification de bois</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Surchauffeur</td><td>10</td></tr>
<tr><td>Turbine, générateur, installation hydroélectrique, transformateur, circuit de refroidissement (turbine, générateur), pompes d'eau d'alimentation, réservoir d'eau d'alimentation, aérocondenseur, conduites et armatures, poste de détente, système à condensation, préchauffage de l'eau d'alimentation, raccordement à courant fort</td><td>25</td></tr>
<tr><td>Système de commande (MCR)</td><td>15</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6 Installations au gaz d'épuration ou au gaz de décharge
6.2 Contenu de la demande
La demande comporte au moins les données et les documents suivants:</td><td>Ch. 6.2
6.2 Contenu de la demande
La demande comporte au moins les données et les documents suivants:</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n'est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; d. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; e. puissance électrique installée (en kWel), avant et après l'investissement; f. production d'électricité attendue, par année civile avant et après l'investissement; g. date prévue de mise en service; h. équivalents-habitants de l'installation d'épuration.	a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n'est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; elle doit contenir au moins des données sur la situation de départ, les substrats utilisés, un descriptif de l'installation et des explications sur la production d'énergie; d. plan d'ensemble; e. liste des coûts d'investissement; f. puissance électrique installée et puissance électrique équivalente en kWel, avant et après l'investissement; g. production brute d'électricité et de chaleur en kWh, par année civile avant et après l'investissement; h. production nette d'électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l'investissement; i. date prévue de mise en service; j. équivalents-habitants de l'installation d'épuration.		
6.3 Composantes de l'installation Les coûts des composantes suivantes de l'installation sont réputés coûts d'investissement imputables:	6.3 Composantes de l'installation Le calcul des coûts d'une installation de référence tient notamment compte des composantes de l'installation suivantes et de la durée d'utilisation indiquée; cette règle s'applique également au calcul des coûts d'investissement imputables en cas de rénovations et au calcul de la contribution d'investissement alloué pour les installations de gaz de décharge:		
Composante de l'installation / Durée d'utilisation (années) Bâtiment pour le gazomètre, partie du bâtiment pour la CETE, / 25	Composante de l'installation / Durée d'utilisation (années) Partie du bâtiment pour la CETE, chambre de mesure du gaz, conduites / 25 CETE, y c. refroidissement de secours / 10 Gazomètre, armatures, filtre à gravier, ventilateur d'élévation de pression de gaz, refroidissement du gaz, épuration des gaz, élimination du siloxane, torche de secours / 15 Système de commande (MCR) / 15		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
chambre de mesure du gaz, conduites			
CETE, y c. refroidissement de secours	10		
Gazomètre, armatures, filtre à gravier, ventilateur d’élévation de pression de gaz, refroidissement du gaz, épuration des gaz, élimination du siloxane, torche de secours	15		
Système de commande (MCR)	15		
	Ch. 7 **7 Taux pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d’épuration**		
	7.1 Calcul des taux		
	7.1.1 La puissance équivalente d’une installation de biogaz ou d’une installation au gaz d’épuration correspond au quotient de la production nette en kWh par la somme des heures de l’année d’exploitation considérée. Le calcul du montant définitif de la contribution d’investissement se base sur deux années complètes d’exploitation de l’installation nouvelle, rénovée ou agrandie.		
	7.1.2 La puissance de l’installation est déterminante pour le calcul des taux applicables aux centrales électriques à bois.		
	7.1.3 Les taux sont déterminés selon une pondération établie sur la base des classes de puissance visées au ch. 7.2.		
	7.2 Taux		
	7.2.1 Taux pour les installations de biogaz par classe de puissance:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Classe de puissance / Taux en CHF/kWel-eq ≤ 50 kW: 18 500 ≤100 kW: 18 000 ≤500 kW: 16 000 >500 kW: 14 000		
	7.2.2 Taux pour les centrales électriques à bois par classe de puissance:		
	Classe de puissance / Taux en CHF/kWel ≤ 50 kW: 5000 ≤100 kW: 4600 ≤500 kW: 3800 ≤ 5 MW: 3100 > 5 MW: 2200		
	7.2.3 Taux pour les installations au gaz d'épuration par classe de puissance:		
	Classe de puissance / Taux en CHF/kWel-eq ≤ 50 kW: 2500 ≤100 kW: 1300 ≤500 kW: 400 >500 kW: 200		
Annexe 2.4 **(Art. 35e et 87d)**	**Annexe 2.4** **(Art. 35e et 87d)**		
Contribution d'investissement allouée pour les installations éoliennes	**Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations éoliennes**		
1 Définition des installations	**1 Définition des installations et catégories**		
La définition d'une installation éolienne se fonde sur l'annexe 1.3, ch. 1.	1.1 Définition des installations La définition d'une installation éolienne se fonde sur l'annexe 1.3, ch. 1.		
	1.2 Catégories 1.2.1 Les installations éoliennes sont réparties dans trois catégories en fonction de l'altitude à laquelle elles sont construites:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a. catégorie I: < 1000 m au-dessus du niveau de la mer; b. catégorie II: 1000 à 1700 m au-dessus du niveau de la mer; c. catégorie III: >1700 m au-dessus du niveau de la mer.		
	1.2.2 La bordure supérieure du socle d'une installation est déterminante pour calculer l'altitude.		
3 Exigences minimales posées aux mesures du vent, aux données de mesure du vent et aux évaluations du rendement	**2 Exigences minimales posées aux mesures du vent, aux données de mesure du vent et aux évaluations du rendement**		
3.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation Les mesures du vent doivent respecter les exigences minimales suivantes: a. le mât de mesure du vent est érigé dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins.	2.1 Exigences minimales posées aux mesures du vent à l'emplacement d'une nouvelle installation Les mesures du vent doivent respecter les exigences minimales suivantes: a. le mât de mesure du vent est érigé dans le périmètre du parc; b. la hauteur du mât est au moins égale aux deux tiers de celle du moyeu de l'installation éolienne ou d'au moins 100 m; si le mât est plus court, des mesures LiDAR ou SODAR complémentaires sont réalisées dans le périmètre du parc; c. la mesure est exécutée avec des capteurs de direction du vent et des capteurs calibrés de vitesse du vent à deux hauteurs au moins, le point de mesure le plus haut se situant à 2 m au plus sous le sommet du mât; d. le vent est mesuré pendant au moins 12 mois sans interruption; e. les données de mesure du vent sont disponibles pour 80 % du temps au moins.		
3.2 Exigences minimales posées aux mesures du vent relatives aux installations éoliennes existantes (données d'exploitation)	2.2 Exigences minimales posées aux mesures du vent relatives aux installations éoliennes existantes (données d'exploitation) Les données de mesure du vent relatives		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Les données de mesure du vent relatives aux installations éoliennes existantes doivent respecter les exigences minimales suivantes: a. l'installation éolienne se trouve dans le périmètre du parc; b. la mesure est effectuée à la hauteur du moyeu de la turbine éolienne; c. la mesure est effectuée durant au moins 12 mois sans interruption; d. les données de mesure du vent sont disponibles pour au moins 80 % du temps.	aux installations éoliennes existantes doivent respecter les exigences minimales suivantes: a. l'installation éolienne se trouve dans le périmètre du parc; b. la mesure est effectuée à la hauteur du moyeu de la turbine éolienne; c. la mesure est effectuée durant au moins 12 mois sans interruption; d. les données de mesure du vent sont disponibles pour au moins 80 % du temps.		
3.3 Exigences minimales posées aux évaluations du rendement Les évaluations du rendement doivent comporter au moins les informations suivantes: a. documentation de la mesure du vent ou des données d'exploitation; b. le nombre d'installations éoliennes prévues ainsi que leurs dimensions et leur puissance nominale; c. prévisions de rendement pour tous les emplacements prévus des installations avec le type d'installation éolienne le plus approprié.	2.3 Exigences minimales posées aux évaluations du rendement Les évaluations du rendement doivent comporter au moins les informations suivantes: a. documentation de la mesure du vent ou des données d'exploitation; b. le nombre d'installations éoliennes prévues ainsi que leurs dimensions et leur puissance nominale; c. prévisions de rendement pour tous les emplacements prévus des installations avec le type d'installation éolienne le plus approprié.		
	3 Contenu de la demande de contribution pour les études de projet La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. preuve que l'emplacement du projet est prévu dans le plan directeur cantonal pour l'utilisation de l'énergie éolienne; b. étude préliminaire au projet comportant les données et les documents suivants: - carte d'ensemble incluant le périmètre du plan directeur cantonal, - périmètre du projet, - nombre et emplacement des installations éoliennes prévues, - description du projet avec données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux mesures du vent prévues, aux		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	études environnementales et techniques prévues, à la planification du projet (raccordement au réseau, chemins de desserte, établissement du plan d'affectation, étude d'impact sur l'environnement, permis de construire, travail d'information) et au calendrier de l'étude de projet; c. personne de contact responsable avec adresse et informations de contact (y compris adresse électronique et numéro de téléphone).		
2 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le périmètre du projet, l'emplacement de l'installation éolienne prévue et le nom de l'ayant droit; b. description du projet, y compris un calendrier, montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; c. descriptif technique de l'installation, notamment données sur le type d'installation éolienne et le raccordement au réseau prévus (gestionnaire de réseau, niveau du réseau, ébauche de plan); d. évaluation du rendement qui satisfait les exigences visées au ch. 3.3; e. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables.	**4 Contenu de la demande de contribution d'investissement** La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le périmètre du projet, l'emplacement de l'installation éolienne prévue et le nom de l'ayant droit; b. description du projet, y compris un calendrier, montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; c. descriptif technique de l'installation, notamment données sur le type d'installation éolienne et le raccordement au réseau prévus (gestionnaire de réseau, niveau du réseau, ébauche de plan); d. évaluation du rendement qui satisfait les exigences visées au ch. 2.3.	d. évaluation du rendement qui satisfait les exigences visées au ch. 2.3 ou prévision de rendement dans la mesure où il n'existe pas encore de mesure du vent.	Let. d: pour aller dans le sens d'une accélération des procédures et pour la sécurité de planification, la mesure du vent sur 12 mois ne doit pas entraîner de retards de planification.
	5 Taux pour la contribution d'investissement		
	Taux:		
	Catégorie | Taux en CHF/kW I | 1200 II | 1380 III | 1500		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Annexe 2.6 **(art. 87r et 87t)**	**Annexe 2.6** **(art. 87r et 87t)**		
Contribution d'investissement allouée pour les installations géothermiques	**Contribution d'investissement allouée pour les installations géothermiques**		
	Renvoi entre parenthèses sous l'indication « Annexe 2.6 » **(art. 35e, 87r et 87t)**		
	Titre **Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations géothermiques**		
	Ch. 3 3 Contenu de la demande de contribution pour les études de projet La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. étude préliminaire au projet comportant au moins les données et les documents suivants: - plan d'ensemble incluant le périmètre du projet et les emplacements des installations; - description du projet avec données relatives au responsable du projet, à la gestion du projet, aux travaux prévus en lien avec l'étude du projet, à l'estimation des coûts et au calendrier de l'étude de projet. b. preuve que toutes les conditions pour le versement d'une contribution pour les études de projet sont remplies.		
3 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'exploitant et l'emplacement; b. accord des propriétaires fonciers;	***Ch. 4*** 4 Contenu de la demande de contribution d'investissement La demande comporte au moins les données et les documents suivants:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
c. puissance nominale électrique et thermique; d. production brute et production nette annuelles attendues d'électricité et de chaleur; e. utilisation projetée de la chaleur et accord des potentiels acheteurs; f. moyen de refroidissement; g. plan de l'installation; h. monitoring et calendrier de reporting, notamment en ce qui concerne la sismicité, l'état du réservoir et la productivité; i. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement de la contribution d'investissement sont remplies; j. calendriers et estimations de coûts détaillés présentant des écarts de 20 % au plus.	a. données sur l'installation, notamment le nom de l'exploitant et l'emplacement ainsi que le périmètre de la concession; b. descriptif technique de l'installation; c. puissance électrique installée et puissance thermique en MW; d. production brute et production nette annuelles attendues d'électricité et de chaleur (MWh); e. utilisation projetée de la chaleur et accord des acheteurs potentiels; f. plan de gestion des ressources, en particulier le plan de monitoring concernant l'état du réservoir, la productivité, la sismicité et la composition de l'eau captée, ainsi que d'éventuels plans de développement; g. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d'une contribution d'investissement sont remplies; h. calendriers et estimations de coûts détaillés présentant des écarts de 20% au plus; i. preuve du financement pour les phases de construction, d'exploitation et de démantèlement.		
Annexe 4 **(art. 46t, 63, 83, 87m et 87zter)**			Concernant la date de versement de la RU: dans l'outil Excel de l'OFEN pour le calcul de rentabilité, la rétribution unique correspond à la VAN 2023, le versement de la rétribution unique n'ayant pas lieu en 2023 et la rétribution unique devant être rémunérée en conséquence. Lors du calcul du versement des contributions d'investissement il est certes prévu de procéder à une actualisation, mais il n'y a pas de calcul des intérêts pour les versements des années suivantes. L'AES considère que cette lacune entrave l'instrument d'encouragement qu'est la contribution d'investissement, car elle conduit à des calculs erronés dont les effets se font sentir sur une large échelle. De plus,

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
			cela ne concerne pas seulement le photovoltaïque alpin, mais aussi des projets dans d'autres domaines. L'AES souligne qu’en raison de leur situation, les installations solaires alpines ont des coûts nettement plus élevés que les autres installations au sol: la construction, la protection contre les dangers naturels et les conditions météorologiques difficiles y contribuent de manière déterminante. La construction d’installations alpines n’est donc possible que si elles bénéficient d’un encouragement correspondant. Le législateur l’a reconnu et a prévu des contributions d’investissement plus élevées dans le cadre de l’offensive solaire. C’est pourquoi l’AES considère qu’il est important que le montant des contributions ne soit pas diminué au niveau de l’ordonnance par des obstacles supplémentaires. Selon l’annexe 4, ch. 3.2, tous les flux financiers qui peuvent être obtenus grâce à l’investissement ainsi que les économies réalisées grâce à la consommation propre doivent être pris en compte. Ces flux financiers devraient se limiter aux flux financiers et aux économies directs et aucunement être étendus aux flux financiers et aux économies de tiers.
3 Calcul pour les installations photovoltaïques visées à l’art. 71a LEne 3.1 Pour les installations visées à l’art. 71a LEne, les sorties de liquidités imputables se composent des éléments suivants: a. coûts d’investissement imputables; b. coûts d’exploitation de l’installation, coûts d’entretien et autres coûts d’exploitation, jusqu’à concurrence de 1% au maximum des coûts d’investissements imputables par an; c. investissements de remplacement; d. coûts pour un suivi scientifique dont les résultats sont librement accessibles au public sous une forme adéquate,		b. coûts d’exploitation de l’installation, coûts d’entretien et autres coûts d’exploitation, jusqu’à concurrence de 3% ~~1%~~ au maximum des coûts d’investissements imputables par an;	Ch. 3.1, let. b: les coûts d’exploitation sont nettement plus élevés en raison des redevances aux propriétaires fonciers et des assurances.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
jusqu'à concurrence de 1% au maximum des coûts d'investissement imputables ou de 200 000 francs au maximum; e. provisions pour le démantèlement, jusqu'à concurrence de 15% au maximum des coûts d'investissements imputables. 3.2 On entend par entrées de liquidités à imputer toutes les entrées de liquidités rendues possibles par l'investissement ainsi que les économies réalisées grâce à la consommation propre. Le calcul des entrées de liquidités tient compte de la dégradation des modules photovoltaïques avec un facteur de 0,5% par an. 3.3 Les sorties de liquidités imputables et les entrées de liquidités à imputer sont prises en compte jusqu'à la fin de la durée d'utilisation des derniers modules photovoltaïques mis en exploitation. 3.4 Les investissements sont amortis de façon linéaire sur leur durée d'utilisation, et les éventuelles valeurs résiduelles sont prises en compte en tant qu'entrées de liquidités au terme de la durée d'utilisation		e. provisions pour le démantèlement, jusqu'à concurrence de 30% ~~15%~~ au maximum des coûts d'investissements imputables.	Ch. 3.1, let. e: les coûts de démantèlement sont nettement plus élevés, car une nouvelle installation de chantier est nécessaire pour le démantèlement. Ch. 3.2: courbe de prix en partie nominale dans le modèle réel: le modèle de l'OFEN est conçu comme un modèle réel. Cela implique que tous les inputs soient corrigés de l'inflation. La courbe de prix utilisée comme «réelle» dans le modèle correspond aux valeurs figurant dans le rapport abrégé «Preisszenarien für die Einmalvergütung von Photovoltaik-Grossanlagen (Art. 71a EnG bzw. Art. 46p EnFV)» de AFRY Management Consulting AG. Selon le rapport abrégé, le prix du marché «EEX German Power Futures» pondéré du volume est utilisé pour la période d'échanges du 15.02.2023 au 15.03.2023 pour les années 2024 à 2028. Pour les années 2029 à 2032, une transition linéaire vers le prix modélisé du scénario «moyen» Base est effectuée. Les prix du marché ou les «EEX German Power Futures» contiennent toujours ce à quoi s'attend le marché pour l'inflation future. Cela vaut donc aussi pour la courbe de prix utilisée pour les années 2024-2032. Afin de pouvoir utiliser la courbe de prix d'AFRY Management Consulting AG dans le modèle réel de l'OFEN, les années 2024-2032 devraient être corrigées de l'inflation. Autrement, les prix utilisés sont trop élevés, ce qui fait baisser à tort la rétribution unique.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
des derniers modules photovoltaïques mis en exploitation.			
Annexe 5 **(Art. 9db, 96e et 96h)**	**Annexe 5** **(Art. 9db, 96e et 96h)**		
Contribution aux coûts d’exploitation allouée pour les installations de biomasse	**Contribution aux coûts d’exploitation allouée pour les installations de biomasse**		
3 Taux de contribution 3.1 Calcul du taux de contribution 3.1.1 Le taux de contribution se compose d’une contribution de base et, si les conditions sont remplies, d’un bonus tel que visé aux ch. 3.3, 3.4 ou 3.5. Le taux de contribution est recalculé chaque année. 3.1.2 La puissance équivalente de l’installation est déterminante pour le calcul des taux de la contribution de base et des bonus. Elle correspond au quotient de la production nette (en kWh) par la somme des heures de l’année civile concernée. L’année de mise en service ou d’arrêt de l’installation, le nombre d’heures complètes précédant la mise en service ou suivant l’arrêt de l’installation est déduit dans le calcul de la puissance équivalente. 3.1.3 Les taux de la contribution de base et des bonus sont déterminés selon une pondération établie sur la base des classes de puissance visées aux ch. 3.2 à 3.5. 3.1.4 Si une centrale électrique à bois utilise également des déchets de bois problématiques désignés comme déchets spéciaux au sens de l’art. 2, al. 2, let. a, de l’ordonnance du 22 juin 2005 sur les mouvements de déchets136, la part de l’électricité issue de l’utilisation de ces déchets de bois problématiques	***Ch. 3.1.4*** 3.1.4 *Abrogé*		

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>est rétribuée avec un taux équivalant à la moitié du taux de contribution. La part est calculée sur la base des teneurs énergétiques utilisées.</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3.2 Taux de la contribution de base
Taux de la contribution de base par classe de puissance:</td><td>Ch. 3.2
3.2 Taux de la contribution de base
Taux de la contribution de base par classe de puissance:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Contribution de base (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>13</td></tr><tr><td>≤ 100 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤ 500 kW</td><td>11</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>10</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>8</td></tr></table></td><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Contribution de base (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>13</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>11</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>10</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3.3 Bonus pour les centrales électriques à bois
3.3.1 Le bonus pour les centrales électriques à bois est accordé lorsqu'une installation utilise du bois comme seul agent énergétique.
3.3.2 Taux du bonus pour les centrales électriques à bois par classe de puissance:</td><td>Ch. 3.3
3.3 Bonus pour les centrales électriques à bois
3.3.1 Le bonus pour les centrales électriques à bois est accordé lorsqu'une installation utilise du bois comme seul agent énergétique.
3.3.2 Il est seulement accordé pour l'électricité injectée d'octobre à mars (semestre d'hiver).
3.3.3 Taux du bonus pour les centrales électriques à bois par classe de puissance:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour les centrales électriques à bois (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>3</td></tr><tr><td>≤ 100 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤ 500 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>1</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>1</td></tr></table></td><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour les centrales électriques à bois (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>3</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>2</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>Ch. 3.4.3</td><td></td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td>3.4 Bonus pour la biomasse issue de l'agriculture contenant au plus 20 % de cosubstrats
3.4.1 Un bonus pour la biomasse issue de l'agriculture contenant au plus 20 % de cosubstrats est alloué:
a. en cas d'emploi d'engrais de ferme, notamment purin et fumier provenant de l'élevage, ou d'engrais de ferme avec des résidus de récolte et des substances résiduaires provenant de la production agricole ou des produits agricoles déclassés,
b. si la proportion de cosubstrats non agricoles est inférieure ou égale à 20% de la masse de matière fraîche, et
c. si aucune plante énergétique n'est utilisée.
3.4.2 Les produits auxiliaires utilisés pour remédier à des dysfonctionnements de processus ne sont pas pris en compte en tant que cosubstrats non agricoles dans une proportion de 0,2 % au plus de toute la masse de matière fraîche totale utilisée par année. Le recours à ces produits doit être consigné et dûment justifié.
3.4.3 Taux du bonus pour la biomasse issue de l'agriculture contenant au plus 20 % de cosubstrats, par classe de puissance:</td><td>3.4.3 Taux du bonus pour la biomasse issue de l'agriculture contenant au plus 20% de cosubstrats, par classe de puissance:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour biomasse contenant au plus 20 % de cosubstrats (ct./kWh)</th></tr>
<tr><td>≤ 50 kW</td><td>8</td></tr>
<tr><td>≤ 100 kW</td><td>7</td></tr>
<tr><td>≤ 500 kW</td><td>6</td></tr>
<tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr>
<tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour biomasse contenant au plus 20% de cosubstrats (ct./kWh)</th></tr>
<tr><td>≤ 50 kW</td><td>9</td></tr>
<tr><td>≤100 kW</td><td>9</td></tr>
<tr><td>≤500 kW</td><td>8</td></tr>
<tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr>
<tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Annexe 6.1 **(art. 30a^{quinquies}, 30b, 30^{bquater} et 89)**		
	Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques		
	1 Définition des installations La définition d'une installation hydroélectrique se fonde sur l'annexe 2.2, ch. 1.		
	2 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l'installation, notamment le nom de l'ayant droit et l'emplacement de la centrale, des prises d'eau, des réservoirs et de la restitution d'eau; b. description du projet montrant que toutes les conditions pour le recours à une prime de marché flottante sont remplies; c. descriptif technique de l'installation, notamment la capacité de services-système (réglage primaire, réglage secondaire positif, réglage secondaire négatif, réglage tertiaire positif, réglage tertiaire négatif) des turbines et des pompes; d. pour les agrandissements ou les rénovations: documents montrant que l'agrandissement ou la rénovation est notable; e. puissance mécanique brute moyenne de l'eau, avant et après l'investissement; f. puissance installée, avant et après l'investissement; g. débit utilisable en mètres cubes, en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement; h. répartition horaire de la production d'électricité en kWh en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	i. répartition horaire de l'électricité des pompes d'alimentation en kWh en moyenne calculée sur cinq années civiles complètes précédant et suivant l'investissement; j. hauteur de chute brute moyenne, (en m) avant et après l'investissement; k. hauteur de chute nette moyenne, (en m) avant et après l'investissement; l. débit équipé, avant et après l'investissement; m. volume d'accumulation utilisable, avant et après l'investissement; n. schéma de l'installation existante avec projet intégré, incluant les données suivantes par centrale: puissance des turbines P_{genmax} en MW, débit des turbines $Flow_{pumpmax}$ en mètres cubes par seconde, puissance des pompes $P_{pumpmax}$ en MW, débit des pompes $Flow_{pumpmax}$ en mètres cubes par seconde, capacité E_{cap} des réservoirs et des bassins de compensation en mètres cubes; o. date prévue du début des travaux et de mise en service; p. preuve de la validité du droit d'utilisation de l'eau et de l'entrée en force du permis de construire; q. preuve des redevances et des prestations fournies à la collectivité publique; r. liste détaillée des coûts d'investissement, ventilés selon les coûts imputables et les coûts non imputables; s. preuve des coûts d'exploitation; t. données sur les autres aides financières.		
	3 Taux de rétribution et prix de marché de référence 3.1 Taux de rétribution Le taux de rétribution en ct./kWh correspond aux coûts annuels pour l'électricité (coûts annuels) produite par une nouvelle installation, pour le supplément d'électricité produit par une installation existante après un agrandissement notable (production supplémentaire annuelle) ou pour l'électricité qui continue à		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	être produite par une installation existante grâce à une rénovation notable.		
	3.2 Prix de marché de référence pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW Le prix de marché de référence en ct./kWh pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW correspond aux recettes annuelles découlant de la production supplémentaire (recettes annuelles).		
	4 Coûts annuels, recettes annuelles et production supplémentaire annuelle		
	4.1 Coûts annuels		
	4.1.1 Les coûts annuels se composent: a. des coûts du capital découlant de l'investissement; ceux-ci sont calculés par annuité au niveau des composantes avec leurs durées d'utilisation standardisées et un coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 3; b. des coûts d'exploitation; ceux-ci sont pris en compte au maximum à hauteur de 2% des investissements imputables et comprennent les coûts générés, au niveau de la société de l'exploitant, par la gestion de l'entreprise, par la gestion de la centrale ainsi que par la gestion de l'énergie et la valorisation de l'énergie; c dans le cas des installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, des coûts générés par la gestion de l'énergie et les frais administratifs, lesquels peuvent être imputés au plus à hauteur de: 1. 0,25 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau, 2. 0,4 ct./kWh pour les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage; d. des redevances et des prestations fournies à la collectivité publique qui ont été payées.	b. des coûts d'exploitation; ceux-ci sont pris en compte au maximum à hauteur de 2% des investissements imputables et comprennent les coûts générés, au niveau de la société de l'exploitant, par la gestion de l'entreprise, par la gestion de la centrale ainsi que par la gestion de l'énergie et la valorisation de l'énergie <u>ainsi que toute augmentation d'impôts</u>;	Ch. 4.1.1, let. b: les coûts effectifs doivent être couverts, y compris toute augmentation d'impôt. Il convient donc de préciser dans le texte que toute augmentation d'impôt fait également partie des coûts imputables.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		e. *(nouveau)* les coûts en raison d'une indemnité de renonciation au droit de retour.	Ch. 4.1.1, let. e: de plus en plus de concessions sont conclues avec une indemnisation flexible de l'indemnité de renonciation au droit de retour. Dans ces cas, le plafond de 2% est trop bas, le cas devrait donc pouvoir être pris en compte séparément.
	4.1.2 Les coûts annuels fixés selon la décision visée à l'art. 30bnovies sont adaptés uniquement: a. si la redevance hydraulique cantonale est modifiée; b. si l'installation présente des coûts annuels d'électricité pour les pompes d'alimentation, ou c. si le coût moyen pondéré du capital change.		
	4.2 Recettes annuelles		
	4.2.1 Pour les installations non contrôlables et les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, les recettes annuelles correspondent à la rétribution de la production supplémentaire au prix de marché de référence.		
	4.2.2 Pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, les recettes annuelles se composent des possibilités de recettes ci-après qui peuvent être réalisées au moyen de la production supplémentaire annuelle: a. participation au marché day-ahead et au marché intraday; b. participation au marché à terme; c. participation au marché des services-système; d. vente des garanties d'origine; e. participation à la réserve d'hiver.		
	4.2.3 Sont considérées comme des possibilités de recettes découlant de la participation au marché day-ahead et au marché intraday:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	a. dans le cas des centrales à accumulation: le montant que la vente de l'électricité produite rapporterait aux meilleurs prix pouvant être obtenus sur le marché day-ahead; est réputée électricité produite la quantité d'électricité qui peut être calculée à l'aide des courbes mensuelles moyennes d'évolution du niveau du lac d'accumulation et des débits entrants ainsi que sur la base des débits maximaux des turbines; pour les projets complexes ou les projets concernant des installations complexes, il est possible de recourir à un logiciel d'optimisation de l'utilisation de la centrale concernée pour estimer les recettes; b. dans le cas des centrales au fil de l'eau: le montant que la vente de l'électricité produite rapporterait aux prix mensuels moyens sur le marché day-ahead, déduction faite de 2%; est réputée électricité produite la quantité d'électricité pouvant être produite par les débits d'eau entrants mensuels.	a. dans le cas des centrales à accumulation: le montant que la vente de l'électricité produite rapporterait aux meilleurs prix pouvant être obtenus sur le marché day-ahead; est réputée électricité produite la quantité d'électricité qui peut être calculée à l'aide des courbes mensuelles moyennes d'évolution du niveau du lac d'accumulation et des débits entrants ainsi que sur la base des débits maximaux des turbines; pour les projets complexes ou les projets concernant des installations complexes, il est possible de recourir à un logiciel d'optimisation de l'utilisation de la centrale concernée pour estimer les recettes. A la demande de l'exploitant, un logiciel d'optimisation de l'utilisation de la centrale doit être utilisé, qui tient compte entre autres des courbes d'afflux et des disponibilités à communiquer par l'exploitant;	Ch. 4.2.3, let. a: de nombreux projets de la Table ronde sont complexes (plusieurs cascades, petits bassins intermédiaires, conditions hydrologiques particulières, projets pouvant être qualifiés à la fois d'extension importante et de renouvellement). L'utilisation d'heuristiques ne permet pas de calculer avec une précision suffisante la production supplémentaire qui en résulte. Par conséquent, il existe un risque qu'aucun investissement ne puisse être réalisé sur la base de cette méthodologie (calculs approximatifs). L'utilisation d'un logiciel d'optimisation semble être la seule solution viable.
	4.2.4 Sont considérées comme des possibilités de recettes découlant de la participation au marché à terme par rapport aux recettes réalisées sur le marché day-ahead et sur le marché intraday les recettes ou les pertes susceptibles d'être générées par les couvertures. La stratégie de couverture est basée sur l'hypothèse suivante: 80% de la production attendue est couverte sur le marché à terme suisse et sur le marché à terme étranger, cela sur 3 ans à raison d'un tiers de la production attendue; le prix de couverture correspond au prix moyen sur le marché à terme sur la base du négoce continu pendant l'année de couverture en tenant compte des		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	prix déterminants du marché à terme suisse et des prix du marché à terme étranger.		
	4.2.5 Sont considérées comme des possibilités de recettes découlant de la participation au marché des services-système les rémunérations que peut obtenir sur ce marché une installation fournissant des prestations de services-système (PSS). La répartition des rémunérations versées au total par la société nationale du réseau de transport pour les PSS fournies sur l'ensemble du territoire suisse est réglée dans une directive d'exécution élaborée par l'OFEN. Les recettes par installation correspondent à leur part de puissance par rapport à la puissance totale du type de centrale concerné; on se base sur une participation sur toute l'année (52 semaines) avec la même puissance; les coûts d'opportunité sont estimés sur la base de la différence entre les recettes day-ahead avec réserve de puissance et les recettes day-ahead sans réserve de puissance.		
	4.2.6 Est considéré comme une possibilité de recettes découlant de la vente de garanties d'origine le montant que peut rapporter la vente de garanties d'origine au prix annuel moyen sur les plateformes de négoce suisses et les plateformes de négoce étrangères sur lesquelles les exploitants peuvent procéder à cette vente.		
	4.2.7 La possibilité de recettes découlant de la participation à la réserve d'hiver est déterminée par l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH)8.		
	4.2.8 Pour tout agrandissement, rénovation ou toute nouvelle installation techniquement et économiquement intégrés dans une installation existante, les recettes annuelles sont calculées une fois avant l'agrandissement ou la rénovation et une fois après l'agrandissement ou la rénovation ou alors avec la nouvelle installation, conformément au ch. 4.2.2.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	La différence entre les deux valeurs obtenues correspond aux recettes annuelles de l'installation agrandie ou rénovée ou alors de la nouvelle installation. Dans le cas d'une rénovation, on procède, sur la base des éléments rénovés, à une estimation de la production pouvant être maintenue grâce à l'investissement consacré à la rénovation. La production qui a été maintenue, y compris une éventuelle augmentation de la production ou un éventuel effet sur le portefeuille, correspondent aux recettes annuelles de la rénovation.		
	4.3 Production supplémentaire annuelle dans le cas d'un agrandissement notable 4.3.1 La production supplémentaire annuelle correspond à la part de la production totale équivalant au rapport entre les recettes annuelles découlant de l'investissement et les recettes annuelles totales. 4.3.2 Pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la production supplémentaire annuelle est redéfinie chaque année. 4.3.3 Pour les installations non contrôlables et les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, la production supplémentaire annuelle fixée au moment de la garantie de principe (art. 30bsepties) s'applique pour les cinq premières années, et la moyenne des cinq premières années d'exploitation qui suivent l'investissement s'applique pour le reste de la du-	4.3 Production supplémentaire ~~annuelle~~ dans le cas d'un agrandissement notable <u>La production supplémentaire déterminante en cas d'agrandissement notable correspond à la quantité d'électricité supplémentaire (en GWh) qui peut être produite entre octobre et mars. La production supplémentaire ainsi déterminée est fixée au moment de la garantie de principe (art. 30b^{septies}) et s'applique ensuite à toute la durée de rétribution.</u> 4.3.1 *biffer* 4.3.2 *biffer* 4.3.3 *biffer* **<u>Subsidiairement:</u>** 4.3.2 <u>La production supplémentaire déterminante est calculée au moment de la garantie de principe (art. 30b^{sep-}</u>	Ch. 4.3: en cas d'agrandissement notable, la production supplémentaire déterminante doit être calculée en fonction de la production hivernale supplémentaire résultant de l'agrandissement. Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, la Suisse a notamment besoin d'une production supplémentaire en hiver. Ce point est expressément ancré dans la loi sur l'électricité et dans la déclaration commune de la Table ronde. Par ailleurs, le fait de se baser sur la production hivernale supplémentaire présente l'avantage décisif par rapport à l'approche proposée de déterminer la quantité d'énergie déterminante pour la prime de marché flottante au moment de l'octroi et de ne pas devoir la recalculer chaque année. En effet, cette situation entraîne une grande incertitude pour l'auteur de projet et contredit l'intention d'une prime de marché flottante en tant qu'instrument d'encouragement. En effet, celle-ci doit couvrir les coûts annuels de l'investissement pendant toute la durée de la rétribution et garantir ainsi un rendement approprié à l'exploitant de l'installation. Or, le recalcul annuel de la production supplémentaire en cas d'agrandissement ou de rénovation ne garantit justement pas à l'investisseur la couverture de ses coûts d'investissement. En effet, les coûts annuels sont fixes sur la durée de la rétribution, alors que selon l'approche proposée par le Conseil fédéral, la production supplémentaire

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	rée de rétribution.	ties), sur la base de la moyenne de la production supplémentaire annuelle estimée, en appliquant la méthode décrite au ch. 4.3.1. sur la durée de la rétribution. La production supplémentaire annuelle ainsi calculée est ensuite valable pour toute la durée de rétribution. ~~Pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la production supplémentaire annuelle est redéfinie chaque année.~~ 4.3.3 *biffer*	résulte d'un calcul fictif sur la base des recettes obtenues sur le marché. Le calcul dynamique de cette production supplémentaire en fonction des recettes du marché peut conduire à ce que le taux de rétribution soit, certaines années, inférieur aux coûts annuels, ce qui ne garantit plus une couverture effective des coûts. **Proposition subsidiaire:** si la proposition de baser la production supplémentaire déterminante sur la production hivernale supplémentaire n'est pas retenue, la production supplémentaire annuelle devrait être calculée sur la base de la moyenne de la production supplémentaire annuelle estimée, sur la base de la méthode décrite au ch. 4.3.1, pour toute la durée de rétribution. La production annuelle supplémentaire ainsi calculée doit ensuite être valable pour l'ensemble de la durée de rétribution.
	5 I-nformations à remettre chaque année pour la période de décompte		
	5.1 Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, les informations suivantes sont à remettre chaque année: a. pour une installation existante ou pour le projet faisant l'objet de la demande: par réservoir et par bassin de compensation: le débit entrant annuel en mètres cubes et la répartition temporelle du débit entrant sur 12 mois en mètres cubes par mois; b. pour les centrales d'une installation: 1. la répartition horaire de l'électricité des pompes d'alimentation en kWh, et 2. la répartition horaire de la production annuelle en kWh; c. pour la réserve d'eau: le volume d'accumulation réservé en kWh; d. la quantité de débit entrant moyenne des dix années précédentes (si cette donnée est disponible);		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	e. les coûts de la redevance hydraulique (puissance mécanique brute en kWbr et redevance hydraulique en CHF/kWbr); f. pour tout agrandissement notable ou toute nouvelle installation au sein d'une installation existante, toutes les données ci-avant relatives à l'année hydrologique concernée sont à remettre pour l'année de la mise en service.		
	5.2 Pour les installations hydroélectriques non contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW et les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, les informations suivantes sont à remettre chaque année: a. pour les centrales d'une installation: la répartition mensuelle de la production annuelle en kWh; b. les coûts de la redevance hydraulique (puissance mécanique brute en kWbr et redevance hydraulique en CHF/kWbr).		
	Annexe 6.2 **(art. 30d, 30d^{quinquies} et 30d^{septies})**		
	Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes		
	1 Définition des installations, classes de puissance et catégories		
	1.1 La définition d'une installation éolienne se fonde sur l'annexe 1.3, ch. 1.		
	1.2 La définition des classes de puissance se fonde sur l'annexe 1.3, ch. 2.		
	1.3 La définition des catégories se fonde sur l'annexe 2.4, ch. 1.2.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	2 Contenu de la demande Le contenu de la demande se fonde sur l’annexe 2.4, ch. 2.		
	3 Taux de rétribution		
	3.1 Taux de rétribution pour petites éoliennes Le taux de rétribution pour les petites éoliennes pendant toute la durée de rétribution est de 13 centimes par kWh.		
	3.2 Taux de rétribution pour grandes éoliennes		
	3.2.1 Rétribution de base Taux de la rétribution de base pour les grandes éoliennes pendant cinq ans à dater de leur mise en service régulière:		
	<table><tr><th>Catégorie</th><th>Taux de rétribution (ct./kWh)</th></tr><tr><td>I</td><td>10</td></tr><tr><td>II</td><td>12</td></tr><tr><td>III</td><td>14</td></tr></table>		
	3.2.3 Abaissement du taux de rétribution Pour une grande éolienne, le taux de rétribution est abaissé, en fonction du rendement effectif au terme de cinq ans au plus tôt, au montant figurant au ch. 3.2.5, et ce pour le reste de la durée de rétribution.		
	3.2.4 Calcul du moment de l’abaissement du taux de rétribution		
	3.2.4.1 Le moment de l’abaissement du taux de rétribution est calculé sur la base du rendement effectif au terme de cinq ans.		
	3.2.4.2 Le rendement effectif correspond à la moyenne arithmétique annuelle de la production d’électricité de la deuxième à la cinquième année d’exploitation, mesurée au point de transmission au gestionnaire de réseau.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3.2.4.3 Si le rendement effectif atteint ou dépasse le rendement de référence figurant aux ch. 3.2.6, le taux de rétribution est immédiatement abaissé au montant figurant au ch. 3.2.5, et ce jusqu'à la fin de la durée de rétribution.		
	3.2.4.4. Si le rendement effectif est inférieur au rendement de référence, l'abaissement est effectué après une certaine durée, qui se calcule comme suit: a. Durée en mois = $\frac{\text{rendement de référence} - \text{rendement effectif}}{\text{rendement de référence}} \times \frac{100}{0{,}15}$; b. La durée est arrondie, en mois entiers, vers le haut.		
	3.2.5 Taus de rétribution abaissé en ct./kWh:		
	Catégorie / Taux de rétribution (ct./kWh) I 7 II 8 III 9		
	3.2.6 Le rendement de référence est calculé sur la base de la caractéristique de puissance et de la hauteur de moyeu de l'éolienne effectivement choisie, compte tenu des caractéristiques du site de référence visé au ch. 3.2.7.		
	3.2.7 Les sites de référence pour les catégories I à III présentent les caractéristiques suivantes:		
	Catégorie I Vitesse moyenne du vent à 125 m au-dessus du sol 5,7 m/s Profil d'altitude logarithmique Distribution de type Weibull avec k = 2,0 Longueur de rugosité l = 0,2 m Densité de l'air $\rho = 1{,}190\ kg/m^3$		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Catégorie II Vitesse moyenne du vent à 125 m au-dessus du sol 5,6 m/s Profil d'altitude logarithmique Distribution de type Weibull avec k = 2,0 Longueur de rugosité l = 0,1 m Densité de l'air ρ = 1,124 kg/m³		
	Catégorie III Vitesse moyenne du vent à 100 m au-dessus du sol 6,5 m/s Profil d'altitude logarithmique Distribution de type Weibull avec k = 2,0 Longueur de rugosité l = 0,03 m Densité de l'air ρ = 1,045 kg/m³		
	3.2.8 L'organe d'exécution fixe les modalités du calcul du rendement de référence dans une directive.		
	4 Avis d'avancement du projet, mise en service et avis de mise en service		
	4.1 Avis d'avancement du projet Dix ans au plus tard après l'octroi de la garantie de principe (art. 30dsexies), l'avancement du projet doit faire l'objet d'un avis. Celui-ci comporte au moins les données et les documents suivants: a. permis de construire exécutoire; b. annonce du projet au gestionnaire de réseau avec la prise de position de ce dernier; c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande; d. date prévue de mise en service.		
	4.2 Mise en service L'installation doit être mise en service au plus tard douze ans après l'octroi de la garantie de principe (art. 30dsexies).		
	4.3 Avis de mise en service L'avis de mise en service comporte au minimum les éléments suivants: a. désignation du type d'installation; b. puissance; c. hauteur du moyeu;		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	d. équipements spéciaux (par exemple chauffage des pales du rotor); e. date de mise en service; f. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande ou dans l'avis d'avancement du projet.		
	Annexe 6.3 **(art. 30a^{septies}, 30e^{ter}, 30e^{octies})**		
	Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse		
	1 Définition des installations La définition d'une installation de biomasse se fonde sur l'annexe 1.5, ch. 1.		
	2 Exigences minimales		
	2.1 Exigences générales Les exigences générales se fondent sur l'annexe 1.5, ch. 2.1.1 et 2.1.2.		
	2.2 Exigences énergétiques minimales		
	2.2.1 Exigences énergétiques minimales pour les installations de biogaz Les exigences énergétiques minimales pour les installations de biogaz se fondent sur l'annexe 1.5, ch. 2.2.3 et 2.2.4 et sur l'annexe 2.3, ch. 2.2.		
	2.2.2 Exigences énergétiques minimales pour les centrales électriques à bois		
	2.2.2.1 Les exigences énergétiques minimales pour les centrales électriques à bois se fondent sur l'annexe 1.5, ch. 2.2.3.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	2.2.2.2 Les exigences énergétiques minimales doivent être respectées au plus tard à compter du début de la troisième année civile complète suivant la mise en service de l’installation, de l’agrandissement notable ou de la rénovation notable.		
	2.2.2.3 Si un réseau de chaleur à distance ou un autre dispositif d’exploitation de chaleur est construit ou agrandi lors de la construction ou de l’agrandissement de l’installation, les exigences énergétiques minimales ne doivent pas être remplies au moment de la fixation définitive de la prime de marché flottante, mais doivent l’être dans un délai approprié.		
	2.3 Périodes d’évaluation		
	2.3.1 La période d’évaluation pour les exigences générales et les exigences écologiques minimales est de trois mois.		
	2.3.2 La période d’évaluation pour les exigences énergétiques minimales est l’année civile complète.		
	3 Taux de rétribution		
	3.1 Calcul du taux de rétribution		
	3.1.1 Le taux de rétribution se compose d’une rétribution de base et, si les conditions sont remplies, d’un bonus visé au ch. 3.3 ou 3.4. Il est recalculé chaque année.		
	3.1.2 La puissance équivalente de l’installation est déterminante pour le calcul des taux de la rétribution de base et des bonus. Elle correspond au quotient de la production nette (en kWh) par la somme des heures de l’année civile concernée. L’année de mise en service ou d’arrêt de l’installation, le nombre d’heures complètes précédant la mise en service ou suivant l’arrêt de l’installation est		

<table>
<tr><th>Droit en vigueur</th><th>Projet du 21.02.2024</th><th>Proposition de l'AES</th><th>Remarque de l'AES</th></tr>
<tr><td></td><td>déduit dans le calcul de la puissance équivalente.</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.1.3 Les taux de la rétribution de base et des bonus sont déterminés selon une pondération établie sur la base des classes de puissance visées aux ch. 3.2 à 3.4.</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.1.4 Le bonus pour les centrales électriques à bois est accordé lorsqu'une installation utilise du bois comme seul agent énergétique.</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.1.5 Le bonus pour les centrales électriques à bois est seulement accordé pour l'électricité injectée d'octobre à mars (semestre d'hiver).</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.2 Rétribution de base
Taux de la rétribution de base par classe de puissance:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Rétribution de base (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>28</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>25</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>22</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>18,5</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>17,5</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.3 Bonus pour les centrales électriques à bois
Taux du bonus pour les centrales électriques à bois par classe de puissance:</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td><table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour les centrales électriques à bois (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>8</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>7</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>6</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>4</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>3,5</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>3.4 Bonus pour la biomasse issue de l'agriculture</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3.4.1 Le bonus pour la biomasse issue de l'agriculture est alloué: a. en cas d'emploi d'engrais de ferme, notamment purin et fumier provenant de l'élevage, ou d'engrais de ferme avec des résidus de récolte et des substances résiduaires provenant de la production agricole ou des produits agricoles déclassés, et b. si la proportion de cosubstrats non agricoles et de plantes énergétiques est inférieure ou égale à 10% de la masse de matière fraîche.		
	3.4.2 Taux du bonus pour la biomasse issue de l'agriculture:		
	<table><tr><th>Classe de puissance</th><th>Bonus pour la biomasse issue de l'agriculture (ct./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>18</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>17</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>14</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>4,5</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr></table>		
	4 Calcul de la part à rétribuer en cas d'agrandissement ou de rénovation ultérieurs L'art. 30e^{quater} s'applique par analogie pour l'adaptation de la part d'électricité à rétribuer via la prime de marché flottante après un agrandissement ou une rénovation ultérieurs (art. 30abis, al. 3).		
	5 Paiements partiels et décompte La rétribution est décomptée à la fin de l'année civile sur la base du taux de rétribution pour l'année concernée et de l'électricité enregistrée. Les éventuels paiements partiels préalables sont effectués sur la base du taux de rétribution de l'année précédente ou, pour les installations qui ne sont pas en service depuis une année civile complète, sur la base des valeurs de planification selon le ch. 6.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l’AES	Remarque de l’AES
	6 Contenu de la demande La demande comporte au moins les données et les documents suivants: a. données sur l’installation, notamment le nom de l’ayant droit et l’emplacement; b. permis de construire ou preuve de la constructibilité du projet, si aucun permis de construire n’est nécessaire; c. description du projet montrant que toutes les conditions pour le versement d’une prime de marché flottante sont remplies; elle doit contenir au moins des données sur la situation de départ, les substrats utilisés, un descriptif de l’installation et des explications sur la production d’énergie; d. plan d’ensemble; e. liste des coûts d’investissement; f. puissance électrique installée et puissance électrique équivalente en kWel, avant et après l’investissement; g. production brute d’électricité et de chaleur en kWh, par année civile avant et après l’investissement; h. production nette d’électricité et utilisation externe de la chaleur, par année civile avant et après l’investissement; i. date prévue de mise en service.		

Ordonnance sur une réserve d'hiver OIRH

28.5.2024

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Rapport explicatif, p. 3: «Le modèle contraignant doit être utilisé pour la première fois pendant l'hiver 2024-2025.»	Le modèle contraignant doit être utilisé pour la première fois pendant l'hiver 2025/2026 ~~2024/25~~.	**Remarque concernant le rapport explicatif:** L'obligation de conserver de l'énergie et le modèle d'indemnisation opéreraient dès octobre 2024 (et non, comme mentionné, à partir de février 2025), soit avant même que l'ordonnance mais aussi la loi n'entrent en vigueur. Si le modèle contraignant entrait effectivement en vigueur au 1er février 2025, un autre calcul de l'indemnisation serait nécessaire.
	Rapport explicatif, p. 3: «Elles prévoient que les appels d'offres publics prévalent sur les indemnités réglées au niveau de la Confédération parce qu'ils devraient entraîner moins de coûts et de distorsions du marché. L'expérience a montré qu'au contraire, la situation s'inverse pour la réserve hydroélectrique suisse en raison du nombre limité de prestataires.» Rapport explicatif, p. 3: «Le passage des appels d'offres au modèle contraignant devrait réduire les coûts pour la réserve hydroélectrique. La conservation a coûté en moyenne 740 euros par mégawattheure (EUR/MWh) pour l'hiver 2022-2023 et en moyenne 139 EUR/MWh pour l'hiver 2023-2024. Dans la situation actuelle du marché, l'indemnité forfaitaire modérée s'élèverait environ à 35 EUR/MWh.»		Il s'agit d'une déclaration tendancieuse. Les coûts élevés étaient dus à une situation extrême sur le marché, et non à une absence de concurrence. Le texte est trompeur. Les grandes différences de coûts sont dues aux différentes situations de marché et n'ont rien à voir avec un possible passage des appels d'offres à un modèle contraignant.
Section 2 Réserve hydroélectrique			
Art. 2 Valeurs-clés 1 La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) fixe chaque année les valeurs-clés	***Art. 2, al. 3, let. a, a^{bis} et e***	1 La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) fixe chaque année les valeurs-clés et	Al 1: pour les exploitants de centrales hydroélectriques, cela est déterminant pour la prévisi-

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
et d'autres aspects de la réserve hydroélectrique et les publie.		d'autres aspects de la réserve hydroélectrique et les publie au plus tard jusqu'à fin août.	bilité. Jusqu'à présent, les enchères de la réserve hydroélectrique étaient également organisées avant le début de l'année hydrologique, selon l'art. 3, al. 3 OIRH. Par ailleurs, il est également important de déterminer suffisamment tôt les valeurs-clés afin de pouvoir élaborer à temps les accords entre Swissgrid et les exploitants
		1bis *(nouveau)* L'ElCom fixe dans une décision la quantité de réserve, la période de réserve et l'indemnité forfaitaire pour chaque centrale. L'indemnité forfaitaire remplace les recettes perdues par la centrale concernée en raison de la réserve hydroélectrique.	Al. 1bis: en raison de la garantie de la propriété et de l'atteinte au droit acquis des exploitants de centrales par la participation obligatoire à la réserve hydroélectrique, il doit y avoir pour chaque quantité de réserve une décision spécifique à la centrale qui détermine l'indemnisation spécifique à la centrale et la quantité spécifique à mettre en réserve. La décision doit en outre démontrer que la quantité de réserve est proportionnelle. La définition de valeurs-clés ne peut pas remplacer une telle décision. En raison de l'expropriation du droit acquis des exploitants de centrales, la Confédération doit indemniser intégralement les exploitants de centrales hydrauliques, même si la LApEl utilise l'expression «indemnité forfaitaire modérée». Cela découle de la garantie constitutionnelle de la propriété: les exploitants de centrales hydroélectriques doivent se trouver dans la même situation économique qu'avant l'expropriation. C'est pourquoi l'indemnité doit être calculée et versée spécifiquement pour chaque centrale hydroélectrique.
2 Elle fixe le dimensionnement de la réserve hydroélectrique de manière que celle-ci puisse, de manière coordonnée avec la réserve complémentaire, contribuer à assurer l'approvisionnement en électricité durant quelques semaines en hiver ou au début du printemps en cas de pénurie. À cet effet, elle se fonde sur le cas exceptionnel où, simultanément, les possibilités d'importation d'électricité sont très limitées, la quantité d'électricité produite en Suisse est faible et les besoins en électricité sont élevés.			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		2bis *(nouveau)* La quantité maximale de réserve est fixée chaque année sur la base d'une étude sur la sécurité d'approvisionnement, en fonction des besoins et en tenant compte des autres éléments de la réserve d'électricité.	Al. 2bis: la preuve du besoin est obligatoire en cas d'intervention profonde sur la propriété, doit répondre à des critères objectifs et doit être présentée de manière transparente. Lors du dimensionnement, il faut notamment tenir compte des autres éléments de la réserve d'électricité (notamment les centrales de réserve). La réserve hydroélectrique obligatoire doit donc être limitée à un minimum.
3 Les valeurs-clés et les autres aspects comprennent en particulier: a. les prescriptions suivantes pour l'appel d'offres: 1. la quantité d'énergie, 2. la durée et la période de conservation de la réserve, 3. d'autres prescriptions de base comme la forme de l'appel d'offres, 4. d'éventuels plafonds s'appliquant à la rémunération que l'exploitant reçoit pour la conservation;	3 Les valeurs-clés et les autres aspects comprennent en particulier: a. la quantité d'énergie à conserver pour toute la réserve hydroélectrique; elle est fixée comme part en pour cent de la quantité totale d'énergie de toutes les centrales hydroélectriques à accumulation suisses d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh;	a. la quantité d'énergie à conserver pour toute la réserve hydroélectrique; elle est fixée comme part en pour cent de la quantité totale d'énergie disponible de toutes les centrales hydroélectriques à accumulation suisses d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh sans tenir compte des centrales en aval;	Al. 3, let. a: l'eau se trouvant dans une installation de stockage sert généralement à plusieurs centrales, en cascade. C'est pourquoi la limite systémique des 10 GWh est à définir clairement. Il convient également de régler clairement que les volumes de stockage soumis à des obligations réglées par des traités ne doivent pas être pris en compte dans le volume de réserve. Selon le rapport explicatif (p. 3), le pourcentage de la quantité de réserve doit être «réparti à l'identique entre les différents acteurs obligés de participer à la réserve». Le texte de l'ordonnance ne reflète pas cette situation et doit être adapté comme proposé. Les autorités doivent mettre à disposition une liste des lacs de retenue. Celle-ci doit être discutée au préalable avec les exploitants.
	abis. la période de conservation de la réserve;		
b. la répartition de l'énergie, par exemple entre différentes installations de stockage; c. les prescriptions concernant la puissance installée;			
d. les prescriptions concernant le recours à la réserve et l'indemnisation pour l'énergie prélevée;		d. les prescriptions concernant le recours à la réserve ~~et l'indemnisation pour l'énergie prélevée~~;	Al. 3, let. d: voir aussi raisonnement à l'art. 20, al. 2. Si l'indemnisation pour l'énergie prélevée correspond au prix du marché au moment du recours à la réserve, conformément à notre proposition relative à l'art. 20, al. 2, OIRH, l'ElCom n'a pas besoin de fixer l'indemnité pour l'énergie prélevée.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
e. la manière de procéder avec les centrales partenaires et un éventuel regroupement d'offres (pooling); f. les conditions applicables à une peine conventionnelle et les critères pour la fixation de son montant; g. les prescriptions en vue d'éviter tout acte de manipulation du marché. 4 L'ElCom peut faire appel à la société nationale du réseau de transport lors de la fixation des valeurs-clés et des autres aspects.	e. la manière de procéder avec les centrales partenaires;	h. *(nouveau)* les indemnisations de coûts pour les reports de révisions.	Al. 3, let. h: les valeurs-clés de l'ElCom doivent également prévoir à l'avenir la procédure à suivre en cas de défaillance imprévue d'installations soumises à l'obligation. Les valeurs-clés applicables à la réserve hydroélectrique pour l'hiver 2023/2024 prévoient les dispositions suivantes en cas de violation de l'obligation de réserve ou de la puissance minimale installée et opérationnelle: Les fournisseurs ne disposant pas d'installations propres et n'ayant pas de possibilité de compensation a) peuvent soit effectuer la mise en réserve dans un autre complexe de centrales hydroélectriques ou auprès d'un autre exploitant de centrales à accumulation, b) soit se voient réduire l'indemnité de conservation au prorata de la durée de la défaillance. Le fournisseur est tenu de minimiser la durée de la défaillance. Cette règle doit également être appliquée dans le modèle obligatoire.
Art. 3 Appel d'offres 1 La société nationale du réseau de transport procède à l'appel d'offres visant à constituer la réserve hydroélectrique. Elle fixe préalablement les modalités de l'appel d'offres et peut préciser les critères d'aptitude et d'adjudication. 2 La participation à la constitution de la réserve est ouverte aux exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation qui injectent de l'électricité dans la zone de réglage Suisse. 3 La société nationale du réseau de transport procède aux appels d'offres avant le début	**Art. 3 Participation obligatoire et volume de l'obligation** 1 La réserve hydroélectrique est constituée de centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh qui injectent de l'électricité dans la zone de réglage Suisse. Les acteurs suivants (participants à la réserve) sont obligés de participer à la réserve: a. pour les centrales qui ne sont pas organisées en centrales partenaires: les exploitants; b. pour les centrales qui sont organisées en centrales partenaires: les partenaires à		La constitution de la réserve hydroélectrique est, d'une part, une grande atteinte à la liberté économique et à la garantie de propriété des exploitants. D'autre part, c'est aussi une intervention dans le marché: on soustrait de l'énergie au marché, énergie à laquelle on ne peut recourir qu'en cas de défaillance du marché. La quantité d'énergie à conserver influence ainsi également le risque de défaillance du marché. Dans ce contexte, certaines limites devraient être opposées à la compétence de décision de l'ElCom au moins dans l'ordonnance, ou il fau-

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
de l'année hydrologique. Elle adjuge les marchés de telle sorte que la réserve puisse être constituée au meilleur coût et conformément aux besoins. 4 L'ElCom peut ordonner des appels d'offres supplémentaires pour: a. constituer la réserve présentant la quantité d'énergie nécessaire, si un premier appel d'offres n'a pas permis de constituer une réserve suffisante; b. accroître la réserve et ainsi augmenter l'énergie conservée; c. assurer la disponibilité de la puissance. 5 Elle peut exclure les offres prévoyant des rémunérations pour la conservation inappropriées et interrompre un appel d'offres.	hauteur de la part qu'ils conservent dans la centrale partenaire. 2 La situation au 1er octobre est déterminante. 3 Les participants à la réserve conservent, dans leur centrale hydroélectrique à accumulation, une part correspondant à celle de la quantité totale d'énergie à conserver conformément aux valeurs-clés de l'ElCom. Si nécessaire, l'ElCom peut adapter ultérieurement la quantité totale d'énergie à conserver et ainsi adapter proportionnellement la part de tous les participants à la réserve. 4 L'ElCom peut en outre obliger à titre exceptionnel les participants à la réserve à une mise en réserve de puissance si le maintien de l'approvisionnement en électricité l'exige impérativement. 5 L'ElCom rend une décision si l'obligation de participer à la réserve ou le volume sont contestés.	2 La situation <u>à fin août</u> ~~au 1er octobre~~ est déterminante. 3 Les participants à la réserve conservent, dans leur centrale hydroélectrique à accumulation, une part correspondant à celle de la quantité totale d'énergie à conserver conformément aux valeurs-clés de l'ElCom. ~~Si nécessaire, l'ElCom peut adapter ultérieurement la quantité totale d'énergie à conserver et ainsi adapter proportionnellement la part de tous les participants à la réserve.~~ 4 *biffer*	drait au moins prescrire des exigences qualitatives. Par exemple, la quantité d'énergie à conserver devrait être fixée au maximum au niveau que la situation d'approvisionnement exige impérativement et de manière démontrable. Al. 2: En considérant les relations à fin août, il reste davantage de temps à la société pour l'exploitation du réseau et aux participants à la réserve pour conclure les conventions selon l'art. 5. Al. 3 et 4: modification selon art. 2, al. 1. L'obligation ultérieure ainsi que la puissance à conserver restreignent largement les possibilités de l'approvisionnement en électricité et doivent être biffées. Un relèvement ultérieur n'est pas prévu explicitement par la loi. En cas de besoin, il faut s'orienter sur une augmentation de la réserve via l'art. 19, al. 3 plutôt que sur un relèvement ultérieur de la quantité d'énergie à conserver. La mise en œuvre d'une éventuelle conservation de puissance n'est pas du tout claire (p. ex. réserve sur plusieurs mois ou seulement dans certaines situations) et très coûteuse. S'il n'y a pas assez de puissance disponible pour garantir la réserve hydroélectrique, une réservation de puissance peut être le déclencheur d'une défaillance du marché, car les acteurs du marché sont privés de puissance. Dans le cas contraire, une conservation de puissance n'est pas nécessaire.
Art. 4 Obligation de participation 1 S'il est à prévoir qu'un appel d'offres supplémentaire ne permettra pas de constituer la réserve hydroélectrique avec la quantité d'énergie nécessaire et des rémunérations dont le montant est approprié, le Département fédéral de l'environnement,	**Art. 4 Répartition entre les différents lacs d'accumulation et échange de quantités d'énergie à conserver** 1 Les participants à la réserve, en observant les valeurs-clés mentionnées à l'art. 2, peuvent répartir la quantité d'énergie à conserver entre leurs centrales hydroélectriques à		L'AES salue que les participants à la réserve puissent répartir la quantité d'énergie à conserver sur des installations appropriées.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) peut, en concertation avec le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR), obliger les exploitants de centrales qui s'y prêtent à participer à la réserve avec une certaine quantité d'énergie. L'ElCom peut demander que ces obligations soient imposées.	accumulation, même entre des installations qui s'y prêtent d'une capacité inférieure à 10 GWh.		
2 Le DETEC fixe, sur recommandation de l'ElCom, la rémunération pour la conservation que reçoivent les exploitants concernés.	2 Ils peuvent, en observant les valeurs-clés mentionnées à l'art. 2, conclure un accord avec d'autres participants à la réserve afin d'échanger leur quantité d'énergie à conserver. Les participants à la réserve initiaux restent responsables de la conservation. 3 Les répartitions et les échanges prévus sont soumis à l'autorisation de l'ElCom. L'ElCom peut exiger les justificatifs concernant les accords d'échange.	3 Les répartitions et les échanges prévus sont soumis à l'autorisation de l'ElCom. L'ElCom peut exiger les justificatifs concernant les accords d'échange. <u>Les échanges sont aussi possibles pendant la durée de la conservation.</u>	Al. 3: le rapport explicatif, p. 5, mentionne que «la marge de manœuvre qu'offre la loi n'implique pas pour autant que l'organisation puisse être modifiée librement pendant la période de conservation en cours». Un échange de quantités d'énergie à conserver est une solution économiquement efficace très importante et doit par conséquent être aussi possible pendant la durée de conservation. Par exemple, les conditions-cadre qui ont une influence sur les structures de coûts et de rendement des centrales hydroélectriques (p. ex. les apports en eau) peuvent changer pendant la durée de conservation. L'exploitant d'une centrale électrique est le mieux à même d'estimer où il est préférable de conserver la réserve dans le pool de centrales. Chaque centrale a ses particularités, qui peuvent changer en cours d'année (par exemple, alors que certains lacs d'accumulation devraient être vides dès le mois d'avril pour ne pas provoquer de débordement à la fonte des neiges, d'autres sont abaissés plus tard). Proposition: l'ElCom donne quelques conditions-cadres de base (mais pas trop restrictives) pour la distribution et les exploitants peuvent annoncer chaque jour, dans le cadre de ces conditions-cadres, au cas où ils procèdent à un changement de la conservation à partir du lendemain. Cela augmenterait nettement l'efficacité de la mesure et nuirait moins à l'optimisation des centrales (qui est dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement).

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 5 Contrat avec des exploitants de centrales hydroélectriques 1 La société nationale du réseau de transport conclut avec chaque exploitant prenant part à la réserve hydroélectrique un contrat portant sur la participation. Les contrats sont uniformes. 2 Sur la base de l'appel d'offres, le contrat fixe en particulier: a. la quantité d'énergie avec laquelle l'exploitant participe à la réserve hydroélectrique; b. la durée et la période de conservation; c. la rémunération que l'exploitant reçoit pour la conservation; d. les conditions du recours à la réserve; e. les détails des obligations ci-après, que l'exploitant doit remplir à l'égard de la société nationale du réseau de transport: 1. les renseignements et les documents qu'il doit lui transmettre (art. 24, al. 1), 2. la notification de la puissance et de l'énergie dont il dispose (art. 18, al. 2); f. la renonciation, dans une large mesure, aux travaux de révision pendant la durée de la conservation; g. une peine conventionnelle conforme aux prescriptions de l'ElCom (art. 2, al. 3, let. f). 3 Si le DETEC oblige un exploitant à participer à la réserve hydroélectrique, la teneur uniforme du contrat portant sur la participation fait partie intégrante des obligations lui incombant.	**Art. 5 Contrat portant sur la participation à la réserve hydroélectrique** 1 La société nationale du réseau de transport conclut avec chaque participant à la réserve un contrat portant sur la participation à la réserve hydroélectrique. Les contrats sont uniformes. 2 Le contrat comprend au moins les points suivants: a. les prescriptions de l'ElCom concernant: 1. la quantité d'énergie à conserver, 2. la période de conservation de la réserve, 3. l'indemnité forfaitaire; b. les conditions du recours à la réserve; c. les conditions dans lesquelles des travaux de révision sont possibles et l'obligation d'annoncer les travaux de révision à l'ElCom; d. les détails concernant les obligations ci-après à l'égard de la société nationale du réseau de transport: 1. les renseignements et les documents qui doivent lui être transmis conformément à l'art. 24, al. 1, 2. la notification de la puissance et de l'énergie disponibles, conformément à l'art. 18, al. 2 3 Si le participant à la réserve a confié la conduite de l'exploitation à une entreprise partenaire, la société nationale du réseau de transport peut conclure le contrat avec cette entreprise partenaire chargée de conduire	c. les conditions dans lesquelles des travaux de révision sont possibles, les indemnisations de coûts pour les reports de révisions ~~et l'obligation d'annoncer les travaux de révision à l'ElCom~~;	Aucune prescription qui relève de la compétence des autorités ne devrait être incluse dans un accord entre Swissgrid et les exploitants de la réserve. Comme proposé à l'art. 2, al. 1bis, il faut une décision par exploitant de centrale de production d'électricité. Cette décision doit constituer la base de l'accord. Al. 2, let. c: le rapport explicatif (p. 6) mentionne une retenue concernant les révisions et une possible interdiction de révisions par l'ElCom. Cependant, les révisions sont d'une grande importance pour le fonctionnement fiable des centrales hydrauliques et donc pour la réserve hydroélectrique. C'est pourquoi il faut autoriser des révisions de 5 jours pendant la période de conservation de l'énergie, comme avec les appels d'offres actuels (voir directive de l'ElCom 3/2023, ch. 3.6 sur les valeurs-clés pour la réserve hydroélectrique). Autrement, il faut indemniser les coûts engendrés par un report des révisions. L'annonce de révisions à l'ElCom constitue une charge bureaucratique supplémentaire sans utilité évidente.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	l'exploitation. Dans tous les cas, cette entreprise est impliquée dans la définition des modalités de conservation de la réserve. 4 La société nationale du réseau de transport peut conclure les contrats pour plusieurs années. Il convient de prendre en compte le fait que des éléments tels que la quantité d'énergie à conserver et la période de conservation varient chaque année; une résiliation anticipée des contrats pluriannuels doit être possible si nécessaire. 5 Si la participation repose sur une décision de l'ElCom (art. 3, al. 5), la teneur uniforme du contrat obtient une valeur contraignante.		
	Art. 5a Indemnité forfaitaire et rémunération pour la mise en réserve de puissance		Remarque générale: Comme elle l'a déjà souligné à plusieurs reprises, l'AES considère que les appels d'offres concurrentiels et les indemnisations qui y sont liées sont appropriés pour la constitution de la réserve hydroélectrique. Elle rejette une obligation par les autorités. Cette obligation constitue une atteinte aux droits constitutionnels de la liberté économique et de la garantie de la propriété et doit donc être indemnisée complètement. Les modifications apportées à l'al. 2 indiquent comment l'indemnisation doit être réglée.
	1 Les participants à la réserve reçoivent: a. une indemnité forfaitaire modérée pour la conservation de l'énergie; b. une rémunération pour une éventuelle mise en réserve de puissance (art. 3, al. 4).	b. *biffer*	Al. 1, let. b: étant donné que l'éventuelle mise en réserve de puissance de l'art. 3, al. 4, doit être biffée, la lettre b doit également être biffée ici.
	2 L'ElCom calcule et publie chaque année le taux pour l'indemnité forfaitaire par GWh d'énergie conservé. La différence de prix moyenne entre le premier et le deuxième trimestre de l'année, au cours duquel la période de conservation prend fin, sert de valeur de base pour ce taux. La valeur de base est multipliée par le facteur 1,3.	2 L'ElCom calcule et publie chaque année le taux pour l'indemnité forfaitaire par GWh d'énergie conservé. La différence de prix moyenne entre le premier et le deuxième trimestre de l'année, au cours duquel la période de conservation prend fin, sert de valeur de base pour ce taux. <u>L'indemnité forfaitaire correspond à la somme des parties suivantes:</u>	Al. 2, let. a: la méthode de calcul de l'indemnité forfaitaire en tenant compte uniquement du marché *day ahead* est insuffisante. Tous les autres marchés (à terme, *intraday*, réglage secondaire, réglage tertiaire, ...) sont ainsi négligés, alors qu'ils représentent d'autres possibilités de recettes et qu'ils sont particulièrement importants dans un environnement de marché volatil avec des événements imprévisibles. En outre, l'interprétation selon laquelle

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		a. La valeur de base est multipliée par le facteur 1,3.	le modèle *Perfect Foresight* appliqué serait avantageux pour les exploitants hydroélectriques est erronée (dans le cas d'un *Perfect Foresight*, une réserve hydroélectrique, qui ne fait que déplacer l'énergie, serait obsolète). C'est pourquoi l'utilisation du modèle *Perfect Foresight* pour déterminer le manque à gagner est également erronée. En cas d'incertitude élevée, une part plus importante des prix maximaux peut être réalisée avec une flexibilité supplémentaire. Ainsi, avec moins de flexibilité, ce ne sont pas les prix «moyennement élevés» qui sont perdus, mais explicitement les plus élevés. C'est pourquoi il ne faut pas compenser le manque à gagner sur le marché à court terme par l'application d'un modèle *Perfect Foresight*. En outre, le rapport explicatif n'indique pas sur quelle base de données le facteur 1.3 a été calculé, ce qui rend le modèle lui-même invérifiable. L'AES demande ici une détermination vérifiable du facteur global (1,3 + x) qui tienne compte de manière adéquate de la valeur de la flexibilité. Le facteur 1,3 ne correspond, selon le rapport explicatif, qu'à la valeur de profil de la quantité d'énergie conservée sur le marché *day ahead*. En plus de cela, le facteur global (1,3 + x) doit cependant aussi inclure la valeur de flexibilité de la quantité d'énergie conservée sur les autres marchés (à terme, *intraday*, réglage secondaire, réglage tertiaire, ...). Le facteur global (1,3 + x) doit être calibré sur la base des hivers 2022/2023 et 2023/2024 passés.
		b. *si la proposition relative à l'art. 20, al. 2, n'est pas reprise* *(nouveau)* un forfait de l'indemnité pour l'énergie prélevée, calculé sur la base de la quantité mise en réserve, multiplié d'une part par la différence de prix entre	Al. 2, let. b: en principe, l'indemnisation pour l'énergie prélevée doit être réglée au niveau de l'ordonnance et dédommager les exploitants hydroélectriques, qui sont en même temps aussi des responsables de groupes-bilan, en

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		le prix plafond du marché *day ahead* et le prix du recours à la réserve attendu, et d'autre part multiplié par la probabilité d'occurrence d'une situation de pénurie, à définir par l'ElCom dans les valeurs-clés.	cas de défaillance du marché (c.-à-d. que l'indemnité de prélèvement doit correspondre à la hauteur du prix du marché *day ahead* au moment du recours à la réserve. En cas de maintien de la procédure appliquée jusqu'à présent par l'ElCom, le prix en cas de recours à la charge des groupes-bilans correspondrait aussi à ce prix plus un supplément). Si cela n'est pas le cas, les coûts du recours à la réserve doivent être pris en compte dans l'indemnité de conservation, comme proposé ici. Dans le cas d'une indemnisation selon l'alinéa 2. Lettre b, la probabilité de survenance du recours à la réserve est un facteur décisif. Celui-ci est fixé par l'ElCom, car la quantité de réserve est également déterminée sur la base de cette attente.
		c. *(nouveau)* La différence de prix des garanties d'origine entre le premier et le deuxième trimestre de l'année.	Al. 2, let. c: La différence de valeur des garanties d'origine (en cas de décompte trimestriel) doit également être indemnisée. Elle peut être fixée de manière forfaitaire. En cas de différence de prix négative, il ne faut toutefois pas que les recettes des garanties d'origine soient automatiquement remboursées aux participants à la réserve, car même sans obligation, ils n'auraient turbiné l'eau qu'au deuxième trimestre, car ce n'est pas le prix des garanties d'origine qui est déterminant pour le turbinage, mais les recettes sur les marchés de l'énergie (de réglage).
	3 Elle utilise comme base de données pour la valeur de base les prix de règlement publiés des contrats trimestriels de base sur le marché à terme Suisse pendant la période de 90 jours calendaires précédant le début de la période de conservation. Si un nombre insuffisant de prix de règlement sont publiés pour l'année considérée, l'ElCom emploie une méthode alternative adéquate. Pour ce faire, elle peut notamment utiliser les informations de prix historiques ou les données du marché à terme des pays voisins.	3 Elle utilise comme base de données pour la valeur de base les prix de règlement publiés des contrats trimestriels peak ~~de base~~ sur le marché à terme Suisse pendant la période de 30 jours calendaires ~~90 jours calendaires~~ précédant la publication de la quantité de réserve ~~le début de la période de conservation~~. Si un nombre insuffisant de prix de règlement sont publiés pour l'année considérée, l'ElCom emploie une méthode alternative adéquate. Pour ce faire, elle peut notamment utiliser les informations de prix his-	Al. 3: Pour le calcul des recettes des centrales hydroélectriques à accumulation, il faudrait désormais utiliser des prix *peak* au lieu des prix *base* prévus jusqu'à présent, car les centrales hydroélectriques à accumulation flexibles produisent principalement de l'énergie pendant ces créneaux horaires. En outre, la connaissance du montant de l'indemnité de conservation est décisive pour l'optimisation du portefeuille d'accumulation en termes d'efficacité. Avec la méthode actuelle

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		toriques ou les données du marché à terme des pays voisins.	des 90 jours précédant la période de conservation et une éventuelle période de conservation à partir du 1er février, le montant de l'indemnité de conservation ne serait connu que très tard. Avec l'utilisation de prix de 30 jours avant l'annonce de la quantité de réserve, qui doit avoir lieu au plus tard jusqu'à fin août selon la proposition relative à l'art. 2, al. 1, OIRH, cette partie de l'indemnité de conservation serait déjà connue plus tôt. L'ElCom disposerait ainsi d'hypothèses de coûts précises pour fixer le montant de la quantité de réserve. Par ailleurs, afin de lisser les pics de prix, la quantité de réserve doit être fixée par tranches, comme pour la réserve hydroélectrique 2023/2024. Ainsi, en accord avec la proposition relative à l'art. 2, al. 1, OIRH, une partie de la quantité de réserve pourrait être fixée à la fin du mois de juillet et à la fin du mois d'août en utilisant les prix 30 jours avant la fin juillet et avant la fin août. A ces dates, des prix sont déjà disponibles pour les deux premiers trimestres de l'année suivante. En cas de situations de marché particulières, la différence entre les contrats trimestriels *peak* pourrait devenir négative pour la valeur de base. Dans de tels cas, aucun remboursement ne doit être dû par les participants à la réserve obligatoire.
	4 L'ElCom définit le cas échéant la rémunération pour une mise en réserve de puissance. Elle prend en compte la situation exceptionnelle concrète; la rémunération n'a en principe pas pour objectif de remplacer le manque à gagner.	4 *biffer*	Al. 4: comme l'éventuelle mise en réserve de puissance doit être supprimée à l'art. 2, al. 4, cet alinéa relatif à la rémunération pour la mise en réserve de puissance doit également être biffée.
	Art. 5b Sanction administrative et remboursement de bénéfices 1 Un participant à la réserve qui ne procède pas ou pas totalement à la conservation de l'énergie ou à la mise en réserve de puissance se verra infliger une sanction administrative par l'ElCom, qui, selon la gravité du manquement, sera comprise entre au		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	moins deux fois et au maximum cinq fois l'indemnité forfaitaire. 2 Si un participant à la réserve réalise en outre des bénéfices sur le marché grâce à l'énergie ou à la puissance non conservée, il doit les rembourser à la société nationale du réseau de transport. 3 L'ElCom dirige la procédure. Elle peut renoncer à toute poursuite pouvant entraîner une sanction administrative s'il s'agit d'un premier manquement excusable et minime. En ce qui concerne la procédure, les obligations de collaborer vis-à-vis de l'ElCom sont les suivantes: a. la société nationale du réseau de transport annonce les manquements à l'obligation de conservation dont elle a connaissance; b. les participants à la réserve fournissent les renseignements nécessaires et mettent à disposition les documents requis. 4 L'ElCom rend sa décision concernant une sanction administrative ou un remboursement de bénéfices dans les quatre années suivant le manquement. La raison de commerce et le siège du participant à la réserve figurent dans la publication de la décision. 5 Une responsabilité pour dommages est réservée, notamment si l'approvisionnement en électricité est perturbé du fait d'un manquement à l'obligation.	a. la société nationale du réseau de transport annonce les <u>cas suspectés de</u> manquements à l'obligation de conservation dont elle a connaissance; 5 *biffer*	Al. 3, let. a: la surveillance de l'obligation de conserver incombe à l'ElCom (cf. art. 25, al. 1, OIRH). Swissgrid ne dispose ni des données nécessaires ni de la compétence juridique pour constater des infractions à l'obligation de conservation. Elle peut tout au plus constater des cas suspects et les signaler à l'ElCom. Al. 5: cet alinéa n'apporte aucune plus-value, tout en créant des incertitudes supplémentaires.
Section 3 Réserve complémentaire			
Art. 10 Contrat avec des exploitants de centrales de réserve et rémunération pour la disponibilité 1 La société nationale du réseau de transport conclut un contrat portant sur l'utilisation des centrales de réserve avec chaque exploitant participant à la réserve complémentaire. 2 Le contrat doit en particulier préciser: a. la puissance utilisable pour la réserve;	***Art. 10, al. 2, let. f et g*** 2 Le contrat doit en particulier préciser:		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
b. la durée et la période de mise à disposition; c. la rémunération pour la disponibilité et l'indemnisation en cas de recours à la réserve versées à l'exploitant; d. des tests périodiques de fonctionnement et des périodes dédiées à la révision et à l'entretien; e. les modalités opérationnelles en cas d'utilisation pour la réserve, telles que la gestion du programme prévisionnel; f. les contenus figurant à l'art. 5, al. 2, let. d, e et g. 3 Si le DETEC oblige un exploitant à participer à la réserve complémentaire, il décide si nécessaire les contenus du contrat. 4 La rémunération pour la disponibilité sert à couvrir les coûts d'exploitation fixes tels que la disponibilité de l'installation, l'achat et le stockage des agents énergétiques, les coûts de personnel et les coûts de raccordement au réseau, ceci indépendamment de l'utilisation de l'installation. Le montant de la rémunération doit être approprié. 5 La rémunération pour la disponibilité est réduite pro rata temporis si un exploitant utilise la centrale de réserve pour ses propres besoins d'exploitation (art. 11, al. 2bis).	f. les contenus figurant à l'art. 5, al. 2, let. b et d; g. une peine conventionnelle en cas de manquement à l'obligation de constituer une réserve.	g. une peine conventionnelle en cas de manquement à l'obligation de constituer une réserve selon les directives de l'ElCom.	Al. 2, let. g: l'ElCom doit fixer des peines conventionnelles ou des règles en la matière.
Section 5 Coûts, financement, remboursements à la Confédération, renseignements et surveillance			
Art. 20 Indemnisation en cas de recours à la réserve 1 En cas de recours à la réserve, les exploitants reçoivent une indemnisation de la part de la société nationale du réseau de transport.			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
2 Pour la réserve hydroélectrique, la société nationale du réseau de transport détermine le montant de l'indemnisation conformément aux prescriptions de l'ElCom (art. 2, al. 3, let. d).		2 Pour la réserve hydroélectrique, l'indemnisation correspond au prix du marché au moment du recours à la réserve ~~la société nationale du réseau de transport détermine le montant de l'indemnisation conformément aux prescriptions de l'ElCom (art. 2, al. 3, let. d)~~.	Al. 2: dans sa prise de position sur l'ordonnance relative à la constitution d'une réserve hydroélectrique (17.06.2022), l'AES avait déjà demandé que l'indemnisation en cas de recours à la réserve corresponde au prix du marché au moment du recours et ne soit pas fixée administrativement à un niveau inférieur. Plus l'indemnisation est proche du prix du marché ce moment-là, plus l'indemnisation pour la conservation doit être faible. Cela permet de minimiser les coûts annuels de la réserve, qui sont générés également les années sans recours à la réserve, et de soulager les consommateurs finaux. Pour la réserve hydroélectrique 2022/2023 et 2023/2024, l'ElCom a fixé l'indemnisation en cas de recours à la réserve à un niveau administrativement plus bas, conformément aux compétences qui lui sont conférées par l'art. 2, al. 3, let. d. Selon l'ElCom, cela doit permettre d'éviter les incitations erronées à déclencher une situation de pénurie afin d'obtenir, en tant que participant à la réserve, une rémunération aussi élevée que possible. Toutefois, la rétention intentionnelle de capacités en vue d'influencer les prix est d'ores et déjà interdite dans le cadre de REMIT et le sera à l'avenir également dans la LSTE. Cette réserve de l'ElCom est donc infondée. Dans le cadre des appels d'offres, l'indemnisation inférieure en cas de recours à la réserve a pu être prise en compte dans l'offre d'enchères. Dans le nouveau système obligatoire avec indemnité forfaitaire fixée administrativement pour la conservation de l'eau, cela ne peut toutefois plus être fait par les participants à la réserve. C'est pourquoi l'indemnisation en cas de recours à la réserve doit désormais correspondre au prix du marché au moment du recours. Dans des cas particuliers de recours à la réserve selon l'art. 19 OIRH, comme par exemple en cas de menace pour la stabilité de l'exploitation du réseau ou d'accords de solidarité internationaux, il s'agit du prix «normal» du marché *day ahead*, l'indemnisation en cas de recours correspondant alors au maximum du

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
3 Pour les centrales de réserve, l'indemnisation couvre: a. les coûts d'exploitation occasionnés par le recours à la réserve, tels que: 1. les coûts liés à l'utilisation des installations de transport par conduites, aux agents énergétiques, à la taxe sur le CO2 et aux droits d'émission, 2. les coûts du personnel employé et de l'eau nécessaire à l'exploitation; b. un forfait pour les jours où les installations doivent être fonctionnelles. 4 La société nationale du réseau de transport calcule le montant de l'indemnisation visée à l'al. 3 sur la base des paramètres uniformes prédéfinis par l'ElCom, notamment les indices de prix pour les coûts liés aux agents énergétiques et aux droits d'émission. 5 Pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, l'indemnisation en cas de recours à la réserve couvre les coûts d'exploitation occasionnés par le recours à la réserve, tels que les coûts liés aux agents énergétiques, aux droits d'émission ou aux attestations nationales ou internationales, à la taxe sur le CO2 ainsi qu'à d'autres moyens nécessaires à l'exploitation. L'al. 4 s'applique par analogie. 6 La taxe sur le CO2 n'est remboursée que dans la mesure où l'exploitant ne peut pas faire valoir de droit au remboursement en vertu de la loi du 23 décembre 2011 sur le CO2. La même règle s'applique à l'impôt sur les huiles minérales régi par la loi du 21 juin 1996 sur l'imposition des huiles minérales.			marché *day ahead* au moment où il y a absence d'équilibre du marché selon l'art. 18 OIRH. Sans modification de l'indemnisation en cas de recours, les recettes perdues correspondantes doivent être indemnisées dans l'indemnité forfaitaire modérée conformément à la proposition relative à l'art. 5a, al. 2, let. b, OIRH.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 22 Coûts et financement	***Art. 22, al. 1, let. a, et al. 2, let. b, ch. 1bis et 2***		
1 Les coûts de la réserve d'électricité se composent des éléments suivants:	1 Les coûts de la réserve d'électricité se composent des éléments suivants:		
a. la rémunération pour la conservation versée aux exploitants de la réserve hydroélectrique;	a. l'indemnité forfaitaire et une éventuelle rémunération pour une mise en réserve de puissance versées aux participants à la réserve hydroélectrique;		
b. la rémunération pour la disponibilité versée aux exploitants des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours ou des installations CCF participant à la réserve complémentaire;			
c. l'indemnisation pour l'énergie prélevée versée aux exploitants concernés;			
d. le forfait pour prestations versé aux agrégateurs;			
e. la part des coûts de l'énergie d'ajustement pour laquelle la Confédération a convenu d'une prise en charge avec les exploitants ou les agrégateurs;			
f. les coûts nécessaires occasionnés par la réserve complémentaire pour lesquels la Confédération a convenu d'une prise en charge avec des tiers;			
g. la compensation des coûts visée à l'art. 8, al. 5.			
2 Le financement de ces coûts est assuré par:	2 Le financement de ces coûts est assuré par:		
a. une partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, de manière analogue aux services-système (art. 15, al. 2, let. a, LApEl), celle-ci devant être indiquée en tant que poste distinct dans la facturation;			
b. les recettes issues:	b. les recettes issues:		
1. des paiements effectués par les groupes-bilan conformément à l'art. 21, al. 1,			
	1bis. des sanctions administratives et des remboursements de bénéfices prévus à l'art. 5b,		
2. des peines conventionnelles prévues de l'art. 5, al. 2, let. g, 10, al. 2, let. f, ou 15, al. 4.	2. des peines conventionnelles prévues à l'art. 10, al. 2, let. f, ou à l'art. 15, al. 4.		
3 La société nationale du réseau de transport tient une rubrique comptable spécifique			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
pour les ressources visées à l'al. 2. Elle effectue les paiements aux participants à la réserve, aux agrégateurs et à d'autres acteurs liés à la réserve d'électricité. Elle effectue également les paiements sur instruction et pour le compte de l'OFEN lorsque la Confédération est débiteur en vertu d'un contrat ou de la présente ordonnance. 4 Les coûts d'exécution, en particulier ceux de la société nationale du réseau de transport, y compris les travaux de préparation, sont également financés par les recettes visées à l'al. 2. Ils sont calculés jusqu'à la fin de l'exercice 2023 sur la base des coûts effectifs. 5 À partir de l'exercice 2024, l'art. 15 LApEl s'applique par analogie aux coûts de la réserve d'électricité imputables et l'art. 18a, al. 3, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) s'applique par analogie aux différences de couverture. À partir de l'exercice 2024, la rémunération pour les valeurs patrimoniales nécessaires à la réserve d'électricité s'effectue avec le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OApEl. 6 Si, sans faute de sa part, la société nationale du réseau de transport doit supporter pour la réserve d'électricité des coûts de financement effectifs qui ne sont pas entièrement imputables en vertu de l'al. 5, l'ElCom peut, sur demande, déclarer que les coûts non couverts sont imputables et ainsi les compenser. Le financement est assuré de façon analogue à l'al. 4. 7 Lorsqu'elle prend une décision au sens de l'al. 6, l'ElCom veille à ce que les coûts de financement que la société nationale du réseau de transport attribue à la réserve d'électricité correspondent effectivement à la part de celle-ci et soient globalement appropriés. Elle tient également compte dans l'évaluation de la rémunération selon l'al. 5 si celle-ci a été supérieure aux coûts			

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
de financement effectifs au cours des années précédentes.			
Section 6 Dispositions pénales et dispositions finales			
Art. 27 Dispositions pénales 1 Est puni d'une amende de 100 000 francs au plus quiconque, intentionnellement: a. revend avec un bénéfice ou vend à l'étranger de l'énergie provenant d'un recours à la réserve, directement ou dans le cadre d'opérations réalisées en aval (art. 21, al. 2); b. en lien avec la réserve d'électricité, fournit à l'ElCom ou à la société nationale du réseau de transport des documents comportant des indications erronées, donne des renseignements erronés ou refuse de donner des renseignements (art. 24, al. 1). 2 La poursuite pénale est régie par l'art. 29, al. 3, LApEl.	***Art. 27*** *Abrogé*		
Art. 30 Entrée en vigueur et durée de validité 1 La présente ordonnance entre en vigueur le 15 février 2023. 2 Elle a effet jusqu'au 31 décembre 2026, sous réserve de l'al. 3. 3 Les art. 4, 9 et 14, al. 3, ont effet jusqu'au 31 mai 2024.	***Art. 30, al. 2 et 3*** 2 Elle a effet jusqu'au 31 décembre 2026. 3 *Abrogé*		

Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants OGOC

28.5.2024

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Section 1 Garantie d'origine		Remarques générales: Il manque une harmonisation des termes. Il conviendrait d'introduire des numéros de tarif des douanes distincts pour l'hydrogène non biogénique d'une part et l'hydrogène biogénique d'autre part. Le terme «biohydrogène» doit être remplacé par «hydrogène biogénique».
	Art. 1 Contenu et forme de la garantie d'origine 1 La garantie d'origine comprend au moins les indications suivantes: a. combustible ou carburant conformément à la désignation de la marchandise figurant dans l'annexe; b. quantité de combustible ou carburant produite ou importée en Suisse, en kWh; c. agents énergétiques utilisés pour produire le combustible ou carburant; d. source du carbone en cas de fabrication de combustible ou carburant à partir d'agents énergétiques renouvelables autres que la biomasse; e. période de production ou d'importation; f. émissions de gaz à effet de serre provenant de la fabrication ou de l'utilisation de combustibles ou carburants, conformément aux art. 29bis et 31 de la directive (UE) 2018/2001;	f. pour l'hydrogène, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la fabrication ou de l'utilisation ~~de combustibles ou carburants~~, conformément aux art. 29bis et 31 de la directive (UE) 2018/2001;	Al. 1, let. f: les émissions de CO2 de l'hydrogène devraient être mentionnées sur la garantie d'origine, mais pas celles de tous les autres carburants et combustibles, car cela complique le commerce transfrontalier. De plus, les carburants et combustibles biogènes devraient de toute façon être produits à partir d'énergies renouvelables pour pouvoir être intégrés dans le nouveau système de garanties d'origine (la question de l'empreinte carbone n'est donc pas pertinente).

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			En revanche, l'exception à cette règle est l'hydrogène, car l'hydrogène non renouvelable doit également être intégré dans le nouveau système des garanties d'origine. Sans la mention des émissions de CO2 sur la garantie d'origine, il n'est donc pas possible de faire la distinction entre l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène non renouvelable dans le système.
	g. volume en litres à 15 °C pour les biocombustibles et biocarburants liquides ou masse en kilogrammes pour les biocombustibles et biocarburants gazeux et, dans chaque cas, densité sur la base desquels la quantité visée à la let. b a été déterminée; h. installation de production, notamment la désignation, le lieu, la date de la mise en service ainsi que le nom et l'adresse de l'exploitant; i. type d'installation, technologie de production et capacité de production; j. mention si, et dans quelle mesure, le producteur a bénéficié d'une aide financière pour la production du combustible ou carburant.		Al. 1, let. g: selon l'art. 1, al. 1, let. b, la quantité doit déjà être indiquée en kWh. Il convient soit de prévoir une possibilité de choix dans les deux lettres, soit de supprimer la lettre g et de compléter son contenu par une possibilité de choix à la lettre b. La conversion devrait être effectuée automatiquement dans le registre (voir également la proposition relative à l'al. 2).
	2 L'organe d'exécution édicte des directives déterminant la forme de la garantie d'origine; il consulte au préalable les milieux intéressés.	2 L'organe d'exécution édicte des directives déterminant la forme de la garantie d'origine <u>et fournit notamment des facteurs de conversion entre la valeur énergétique (en kWh), le volume (en litres) et la masse (en kg) pour chaque type de combustible et de carburant</u>; il consulte au préalable les milieux <u>concernés</u> ~~intéressés~~.	Al. 2: La conversion devrait se faire automatiquement dans le registre. En outre, il convient de consulter les milieux concernés et non les milieux intéressés. Il est difficile de déterminer le cercle des personnes intéressées, qui pourrait être infini.
	Art. 2 Validité 1 Une garantie d'origine perd sa validité si elle n'est pas annulée dans les 12 mois suivant la fin de la période de production ou d'importation.	1 Une garantie d'origine perd sa validité si elle n'est pas annulée dans les <u>18 mois</u> ~~12 mois~~ suivant la fin de la période de production ou d'importation. <u>Une garantie d'origine dont la période de production ou d'importation se situe soit en janvier, février, mars ou avril, soit tout le premier trimestre, ne perd sa</u>	Al. 1: il est nécessaire de prolonger la validité de 12 à 18 mois. Dans la pratique, 12 mois sont trop courts. Comme chacun sait, le gaz n'est pas livré en l'espace d'un mois à un moment x. Il s'agit d'un flux continu. La quantité n'est déterminée qu'après coup, en comparant les relevés de compteur à deux moments. La

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		validité que fin mai de l'année suivante.	périodicité est déterminée par le rythme des relevés. Selon la quantité prélevée et le fournisseur, ce rythme peut être mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel. Une annulation en l'espace d'une année peut donc être trop courte selon les cas. De plus, en raison des variations saisonnières de la consommation, il existe un certain besoin de stock de certificats. Une marge de sécurité est donc recherchée dans l'achat. La durée de validité des GO devrait être adaptée par analogie à l'art. 1, al. 4, OGOM, afin d'apporter une cohérence avec les GO d'électricité et de permettre un marquage du gaz.
	2 Une garantie d'origine valide peut être utilisée durant les 18 mois suivant la fin de la période de production ou d'importation pour attester l'utilisation du combustible ou carburant.	2 Une garantie d'origine ~~valide~~ peut être utilisée durant les 24 mois ~~18 mois~~ suivant la fin de la période de production ou d'importation pour attester l'utilisation du combustible ou carburant.	Al. 2 : La formulation quant aux durées de validité prête à confusion – la suppression du terme «valide» permet de clarifier l'alinéa. La validité devrait être prolongée à 18 + 6 mois, comme pour la demande de prolongation à l'al. 1.
	Art. 3 Obligations des détenteurs de garanties d'origine 1 Lors de la vente de combustibles ou carburants, les garanties d'origine correspondantes sont transférées sur le compte de l'acheteur, sauf en cas d'obligation d'annulation. 2 Si des mélanges de combustibles et carburants d'origine biogène et d'origine non biogène sont vendus, l'obligation mentionnée à l'al. 1 s'applique en proportion de la part d'origine biogène du mélange. 3 Quiconque annule des garanties d'origine saisit les informations suivantes:		Remarque générale au sujet de l'art. 3: Il convient d'aspirer à une harmonisation avec les standards de l'UE, notamment celui du ISCC EU 203 *Traceability and Chain of Custody*.
	a. pour les combustibles ou carburants visés à l'art. 4c, al. 1, let. a, OEne: l'identificateur de bâtiment visé à l'art. 8, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 9 juin 2017 sur le Registre fédéral des bâtiments et des logements et correspondant au consommateur final ou un groupe de consommateurs finaux auquel les combustibles ou carburants ont été livrés;	a. pour les combustibles ou carburants visés à l'art. 4c, al. 1, let. a, OEne: ~~l'identificateur de bâtiment visé à l'art. 8, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 9 juin 2017 sur le Registre fédéral des bâtiments et des logements et correspondant au consommateur final ou un~~ le groupe de consommateurs finaux ~~auquel les combustibles ou carburants ont été livrés~~;	Al. 3, let. a: une telle saisie de tous les clients, dont le nombre peut rapidement atteindre plusieurs milliers par entreprise d'approvisionnement en énergie, engendrerait une charge de travail disproportionnée et serait fortement source d'erreurs. Et ce, en particulier car les situations varient beaucoup en fonction des objets: un compteur pour un client dans un objet, un compteur pour plusieurs clients dans un

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	b. pour les combustibles ou carburants visés à l'art. 4c, al. 1, let. e, OEne: un justificatif pour l'entreposage physique.		objet, plusieurs compteurs pour plusieurs clients dans un objet, etc. c'est pourquoi nous proposons de regrouper les clients pour chaque entreprise d'approvisionnement en énergie et de les saisir en tant que groupe. De plus, la pratique existante suffit déjà pour la preuve.
	Section 2 Annonce d'installations de production		
	Art. 4 Obligation d'annonce des installations de production situées en Suisse 1 Le producteur de combustibles ou carburants annonce à l'organe d'exécution les installations de production situées en Suisse, en fournissant les indications mentionnées à l'art. 1, al. 1, let. a, c, d, f et h à j. 2 Pour les installations de production de biocombustibles ou d'hydrogène utilisé à des fins autres que le carburant, les indications visées à l'al. 1 doivent être certifiées par un laboratoire d'évaluation accrédité pour ce domaine. 3 Pour les installations de production de biocarburants, le producteur saisit, en plus des indications visées à l'al. 1, l'autorisation en tant qu'établissement de fabrication et l'allègement fiscal accordé (art. 19b de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales). 4 Toute modification des données doit immédiatement être annoncée à l'organe d'exécution.		
	Art. 5 Obligation d'annonce des installations de production situées à l'étranger 1 L'importateur annonce à l'organe d'exécution: a. les installations de production situées à l'étranger, en fournissant les indications	1 L'importateur annonce à l'organe d'exécution <u>pour les combustibles et carburants non soumis à un bilan massique</u>:	Al. 1: formulation clarifiant l'art. 4b, al. 3, OEne.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	mentionnées à l'art. 1, al. 1, let. a, c, d, f et h à j; b. le cas échéant, l'allègement fiscal accordé pour les biocarburants. 2 Si aucun allègement fiscal n'est accordé, l'importateur fait certifier les indications visées à l'al. 1, let. a, par un laboratoire d'évaluation accrédité pour ce domaine. 3 Toute modification des données doit immédiatement être annoncée à l'organe d'exécution.		
	Section 3 Saisie et annonce des données de production et des données relatives à l'importation et à l'exportation		
	Art. 6 Obligation de saisie et d'annonce des données de production et des données relatives à l'importation et à l'exportation 1 Le producteur de combustibles ou carburants saisit les indications visées à l'art. 1, al. 1, let. b, e et g (données de production): a. en cas de saisie mensuelle, jusqu'au 6 du mois suivant; b. en cas de saisie annuelle, jusqu'à la fin du mois de février de l'année suivante. 2 Si du gaz produit en Suisse est injecté dans le réseau, la quantité au point d'injection doit être saisie. 3 L'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières transmet à l'organe d'exécution, jusqu'à la fin du mois suivant, les données relatives à l'importation et à l'exportation. 4 L'importateur de carburants ou combustibles annoncés selon le bilan massique conformément à l'art. 30 de la directive (UE) 2018/2001 enregistre les documents d'accompagnement provenant du système du bilan massique.	a. en cas de saisie mensuelle ou par trimestre, jusqu'au 10 du mois suivant ~~6 du mois suivant~~;	Al. 1, let. a: en raison des week-ends et des jours fériés, une saisie jusqu'au 6 du mois suivant ne peut pas être garantie dans tous les cas.
	Art. 7 Période de production et période d'importation déterminantes 1 Font l'objet d'une saisie mensuelle: a. les combustibles, sauf ceux qui sont utili-	1 Font l'objet d'une saisie trimestrielle ~~mensuelle~~:	Al.1 et 3: dans la plupart des cas, une saisie trimestrielle des données est suffisante. Afin

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	sés sur leur lieu de production pour fournir de la chaleur; b. les carburants, sauf ceux sont utilisés sur leur lieu de production pour fournir de l'électricité; c. les combustibles et carburants importés. 2 Font l'objet d'une saisie annuelle: a. les combustibles utilisés sur leur lieu de production pour fournir de la chaleur; b. les carburants utilisés sur leur lieu de production pour fournir de l'électricité.	b. les carburants, sauf ceux <u>qui</u> sont utilisés sur leur lieu de production pour fournir de l'électricité; <u>3 *(nouveau)* En dérogation à l'alinéa 1, les données relatives à la production et aux importations peuvent également être collectées mensuellement si le producteur ou l'importateur le souhaite.</u>	de réduire la charge de travail, il convient donc de ne prévoir la saisie mensuelle que si le producteur / importateur le souhaite (dans certains cas, la saisie mensuelle peut être nécessaire pour le commerce avec les autres pays européens). Al. 1, let. b: il manque un mot.
	Art. 8 Annonce à des fins statistiques 1 Le producteur qui n'injecte pas intégralement sa production de biogaz dans le réseau gazier ou qui ne la vend pas intégralement à une station-service annonce à l'organe d'exécution, à des fins statistiques, la puissance contenue dans le combustible et la puissance électrique et thermique nominale installée, en tenant compte, le cas échéant, des agrandissements effectués. 2 Le producteur de biogaz qui dispose d'un compteur d'énergie thermique annonce chaque année à l'organe d'exécution: a. la quantité totale de chaleur, en kWh, produite à partir du biogaz fabriqué sur le site de l'installation; b. la quantité de chaleur, en kWh, vendue à des tiers, en précisant le groupe de consommateurs finaux desservi. 3 Si des agents énergétiques primaires ou fossiles sont utilisés pour produire le combustible ou carburant, le producteur en annonce les quantités à l'organe d'exécution.		

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	Section 4 Transfert de garanties d'origine étrangères pour le biogaz et d'autres certificats de biogaz étrangers		
	Art. 9 1 Une garantie d'origine étrangère pour le biogaz ou un autre certificat de biogaz étranger peut être enregistré dans la base de données visée à l'art. 11, al. 1, si les conditions suivantes sont remplies: a. le biogaz est fabriqué conformément aux techniques les plus récentes et obtenu à partir de déchets ou de résidus de production biogènes, et b. le certificat de biogaz étranger a été délivré par un registre national, négocié via le Registre européen des gaz renouvelables (ERGaR) ou se fonde sur le système européen de certification de l'énergie (EECS) de l'Association des organismes émetteurs (Association of Issuing Bodies). 2 L'OFEN définit les justificatifs permettant d'attester que les exigences visées à l'al. 1, let. a, sont remplies.	a. le biogaz est fabriqué conformément aux techniques les plus récentes et obtenu à partir de déchets ou de résidus de production biogènes ou est certifié par le label «naturemade Star», et	Al. 1, let. a: le label «naturemade star» doit également figurer sur la liste positive des systèmes de certification de l'OFEN. Pour des raisons historiques, de nombreuses installations à l'étranger, qui livrent leur biogaz en Suisse par le biais de contrats à long terme, sont certifiées selon le label «naturemade star».
	Section 5 Tâches de l'organe d'exécution		
	Art. 10 Contrôle et surveillance 1 L'organe d'exécution vérifie régulièrement la plausibilité: a. pour les biocombustibles et l'hydrogène vendu à des fins autres que le carburant: des données des installations enregistrées et des données relatives à l'importation et à la production; b. pour les biocarburants produits en Suisse: des données de production. 2 À cet effet, il peut procéder à des contrôles sur place et demander un renouvellement du certificat de conformité.	a. pour les biocombustibles et l'hydrogène vendu à des fins autres que le carburant: des données des installations enregistrées et des données relatives à l'importation et à la production, pour autant qu'il ne s'agisse pas des combustibles soumis à un bilan massique;	Al. 1, let. a: formulation clarifiant l'art. 4b, al. 3, OEne.

Droit en vigueur	Projet du 21.02.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	3 Si les données visées à l'al. 1 n'ont pas été saisies correctement, l'organe d'exécution peut demander leur rectification. En l'absence de rectification des données, l'organe d'exécution n'établit pas de garantie d'origine correspondante ou supprime les garanties d'origine déjà établies. 4 Il surveille la transmission en Suisse des garanties d'origine qu'il a enregistrées ainsi que l'exportation et l'importation de garanties d'origine.		
	Art. 11 Autres tâches 1 L'organe d'exécution gère une base de données pour l'enregistrement des installations ainsi que pour la saisie, l'établissement, la surveillance du transfert et l'annulation des garanties d'origine. 2 Il établit, sur demande, une conformation vérifiable des transactions effectuées dans la base de données, par écrit ou sous la forme d'un document électronique. 3 Il s'assure qu'aucune autre garantie d'origine n'est établie pour la quantité de combustible ou carburant certifiée par une garantie d'origine donnée. 4 Il perçoit des émoluments pour l'enregistrement des installations et pour les autres tâches qui lui incombent en vertu de la présente section. 5 Il met à la disposition de l'OFEN tous les documents et toutes les informations nécessaires à des fins de surveillance. 6 Il représente la Suisse au sein de l'Association des organismes émetteurs (Association of Issuing Bodies) et d'autres organismes internationaux.		
	Section 6 Entrée en vigueur		
	Art. 12 La présente ordonnance entre en vigueur le 1er janvier 2025.		

Ord. sur l'org. du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays OOSE

28.5.2024

Digression: base légale pour OSTRAL

Selon les instructions données à l'AES par le domaine Énergie de l'Approvisionnement économique du pays le 22.11.2023, l'AES est mandatée, au chiffre 1, pour prendre les dispositions et les mesures nécessaires concernant la conception, l'organisation, l'administration et le personnel en vue d'une éventuelle pénurie d'électricité. Afin de pouvoir mettre en œuvre ces mesures, il faut soit une base légale pour OSTRAL au niveau de la loi et/ou de l'ordonnance, soit un droit de délégation de l'OFAE à l'AES sous la forme d'une directive afin de pouvoir remplir les tâches énumérées ci-après.

OSTRAL a en particulier besoin d'une base légale appropriée pour pouvoir remplir les tâches énumérées à l'art 1 OOSE. C'est pourquoi OSTRAL a listé les activités suivantes, nécessaires tant pour la préparation de crise qu'en cas de pénurie d'électricité afin de pouvoir garantir la capacité de communication et de direction.

Tâches d'OSTRAL dans les activités de contrôle et de surveillance
- Pour mettre à disposition un système de communication et d'information de direction;
- Pour mettre à disposition un outil de contingentement;
- Saisie des données personnelles pour pouvoir garantir la communication entre la Confédération, OSTRAL et les gestionnaires de réseau de distribution pendant une crise (liste non exhaustive);
  - Responsable OSTRAL
  - Suppléance du responsable OSTRAL
  - Responsable Réseaux
  - Gérant

Tâches d'OSTRAL dans les activités d'exécution dans le cadre des mesures de préparation et d'intervention qui présupposent des connaissances spécifiques à la branche
- Dispositions et mesures dans le domaine du contingentement;
- Dispositions et mesures dans le domaine des délestages;
- Dispositions et mesures dans le domaine de la gestion de l'offre.

Il faut garantir que les bases légales à l'art. 1 ss satisfassent aux conditions préalables précitées.

OSTRAL a besoin d'une base légale appropriée pour pouvoir remplir les tâches énumérées à l'art 1b OOSE. C'est pourquoi OSTRAL a listé les activités suivantes, nécessaires tant pour la préparation de crise qu'en cas de pénurie d'électricité afin de pouvoir garantir la capacité de communication et de direction.

Tâches d'OSTRAL dans les activités de contrôle et de surveillance
- Collecte des données pour la Confédération et OSTRAL pour pouvoir garantir la capacité de direction pendant une crise (liste non exhaustive);
  - Topologie du réseau
  - Types de gestionnaire de réseau de distribution
  - Zones/communes approvisionnées des gestionnaires de réseau de distribution
  - Plans de délestage des gestionnaires de réseau de distribution
  - Téléphonie haute fréquence et équipements de transmission à distance pour les entreprises électriques
  - Listes des centrales
  - Attribution à un responsable de services-système dans le cadre de la gestion de l'offre
  - Types de programme prévisionnels et programmes prévisionnels

Tâches d'OSTRAL dans les observations du marché et les analyses (liste non exhaustive)

- Indicateurs des types de programmes prévisionnels et programmes prévisionnels pendant la gestion de l'offre
- RPS - Reserve Responsible Party Schedule[1]
- PPS - Production Responsible Party Schedule
- Programmes prévisionnels de tension
- Consultations de services-système (consultations SDL)
- CIA – courbe d'injection agrégée du fournisseur/producteur par groupe-bilan
- CCA – courbe de charge agrégée du fournisseur/producteur par groupe-bilan[2]

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
Art. 1b Système de monitoring: traitement des données	***Art. 1b, al. 1, 2, 4 et 4bis***		
1 Le système de monitoring recense notamment des données relatives à la production et à la consommation d'énergie électrique ainsi qu'aux capacités d'importation, d'exportation et d'auto-approvisionnement de la Suisse.	1 Le système de monitoring recense des données relatives : a. à la production et à la consommation d'énergie électrique ; b. aux capacités d'importation et d'exportation ; c. à la capacité d'auto-approvisionnement de la Suisse ; d. aux niveaux de remplissage des lacs d'accumulation et à leurs débits entrants et sortants ; e. au prix spot et au prix à terme sur les marchés de l'électricité européens, et f. aux températures et aux précipitations en Europe centrale et aux réserves de neige en Suisse.		Al. 1, let d: il existe de nombreuses définitions différentes pour les débits entrants et sortants. En partant de l'hypothèse qu'il s'agit ici d'ordres de grandeur des débits entrants et sortants, la formulation convient. Autrement, il faudrait préciser les termes.
2 Les données sont mises à la disposition du domaine Énergie pendant vingt ans à partir de la date de leur saisie.	2 Les données sont mises à la disposition du domaine Énergie pendant vingt ans à partir de la date de leur saisie à des fins d'observation de la situation en matière d'approvisionnement et d'analyse des évolutions dans le secteur de l'électricité.	2 Les données sont mises à la disposition du domaine Énergie pendant dix ~~vingt~~ ans à partir de la date de leur saisie à des fins d'observation de la situation en matière d'approvisionnement et d'analyse des évolutions dans le secteur de l'électricité.	Al. 2: la raison pour laquelle les données doivent être disponibles aussi longtemps n'est pas claire. Dix ans suffisent.
3 La société nationale du réseau de transport prend des mesures organisationnelles et techniques afin de garantir une journalisation automatique du traitement des données et d'empêcher tout traitement illicite des données. Elle définit les mesures dans un règlement sur le traitement des données.			

[1] Swissgrid (2024). Annexe: Exigences relatives aux données du programme prévisionnel et à l'échange électronique de données. En ligne sur: https://www.swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/annexes/02-Anhang-Anforderungen-an-Fahrplandaten-fr.pdf

[2] AES (2022). Metering Code Suisse. Dispositions techniques pour la mesure et la mise à disposition des données de mesure. En ligne sur: https://www.strom.ch/fr/media/13607/download

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
4 La transmission des données n'est pas autorisée. Est réservée la transmission de données par le domaine Énergie à l'ElCom, à l'Office fédéral de l'énergie, à d'autres autorités fédérales ou cantonales ainsi qu'à l'AES ou à son organisation pour garantir l'approvisionnement du pays en électricité (art. 1, al. 4), lorsque ces données sont nécessaires à l'exercice de leur mandat légal.	4 La transmission de données agrégées ou anonymisées par la société nationale du réseau de transport à l'ElCom, à l'Office fédéral de l'énergie, à d'autres autorités fédérales ou cantonales, ainsi qu'à l'AES ou à son organisation pour garantir l'approvisionnement du pays en électricité (art. 1, al. 4) est autorisée lorsque ces données sont nécessaires à l'exercice de leur mandat légal.	4 La transmission de données agrégées ou anonymisées par la société nationale du réseau de transport à l'ElCom, à l'Office fédéral de l'énergie, à d'autres autorités fédérales ou cantonales, ainsi qu'à l'AES ou à son organisation pour garantir l'approvisionnement du pays en électricité (art. 1, al. 4) est autorisée lorsque ces données sont nécessaires à l'exercice de leur mandat légal. <u>Le domaine Énergie décide de la validation pour la transmission.</u>	Al. 4: selon l'ancien libellé de l'al. 4, la transmission des données était effectuée par le domaine Énergie. Implicitement, cela signifiait aussi que la décision (validation) de cette transmission était prise par le domaine. Cela doit rester valable. En d'autres termes, la transmission de données par Swissgrid nécessite une validation préalable du domaine Énergie.
	4bis Les données visées à l'al. 1, let. d, peuvent être transmises à l'ElCom sans être agrégées ou anonymisées.		
5 Les destinataires des données prennent des mesures organisationnelles et techniques permettant d'assurer que l'utilisation des données se limite au but indiqué.			
6 La société nationale du réseau de transport, le domaine Énergie et l'AES sont tenus de garder le secret (art. 63 LAP) sur le suivi de la situation en matière d'approvisionnement en électricité et sur les informations qui y sont liées. Ils ne peuvent utiliser les données provenant du système de monitoring que pour servir les intérêts de l'approvisionnement économique du pays.			
Art. 4 Indemnisation	**Art. 4 Indemnisation**		
1 Le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche fixe, dans la limite des moyens financiers alloués, l'indemnisation de l'AES et de la société nationale du réseau de transport pour l'accomplissement des tâches définies aux art. 1 à 1b.	1 Le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche fixe, dans la limite des moyens financiers alloués, l'indemnisation de l'AES pour l'accomplissement des tâches définies à l'art. 1.		
2 Dès lors qu'ils sont dus aux préparatifs et à l'exécution des mesures visées à l'art. 1, les coûts incombant à chaque entreprise sont considérés comme des coûts de réseau imputables au sens de l'art. 15 LApEl.	2 Les coûts encourus par la société nationale du réseau de transport et les entreprises pour la préparation et l'exécution des mesures selon les art. 1 et 1b constituent des coûts imputables en vertu de l'art. 15a LApEl.	2 Les coûts encourus par la société nationale du réseau de transport et les entreprises pour la préparation et l'exécution des mesures selon les art. 1 et 1b constituent des coûts imputables en vertu de l'art. 15a LApEl. <u>La société de réseau tient un compte séparé pour ces fonds.</u>	Al. 2: Conformément à l'art. 15a, al. 3, LApEl, le Conseil fédéral règle la manière dont les coûts attribués au réseau de transport doivent être présentés. Ni l'OApEl ni l'OOSE ne contiennent d'explications à ce sujet. Comme le nom de l'art. 15a LApEl l'indique, il s'agit de «coûts spécifiques du réseau de transport…». Ces coûts ne doivent donc pas être présentés comme faisant partie des coûts

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			selon l'art. 15 LApEl. Au lieu de cela, ils doivent être présentés séparément. Les explications relatives à l'art. 4 ne parviennent pas à clarifier comment se fait l'indemnisation des exploitants de centrales qui supportent des coûts pour fournir des données au système de monitoring. Faire approuver le calcul et le contrôle des coûts par l'OFAE d'une part et par l'ElCom d'autre part crée des doublons et est inefficace. La proposition de l'AES vise à ce que le contrôle des coûts et l'indemnisation soient décidés par une instance – l'ElCom – avec une éventuelle consultation/aide de l'OFAE. L'art. 15a, al. 2, LApEl attribue cette compétence à l'OFAE.
3 L'ElCom est chargée de surveiller les coûts visés à l'al. 2.	3 L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) examine et surveille l'imputabilité des coûts visée à l'al. 2. Il examine en particulier à intervalles réguliers si les coûts dus aux préparatifs et à l'exécution des mesures peuvent être couverts par d'autres instruments de financement. 4 Il collabore avec l'ElCom pour l'examen et la surveillance des coûts et la consulte avant de prendre ses décisions. L'OFAE et l'ElCom peuvent échanger les données et les informations nécessaires à la coordination et au contrôle des données des entreprises.		