

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 sur 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 1^{er} 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 réglementaire, 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.news.admin.ch/news/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 OApEI 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 1^{er} 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 OApEI*). 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 OApEI*), 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 OApEI*).
 - Les dispositions au sujet de la **ventilation des coûts** modifiée (*art. 16 et 17 OApEI*).
 - 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 OApEI*).
 - Les dispositions au sujet du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les **installations de stockage** (*art. 18d et 18e OApEI*).
 - Les dispositions au sujet de l'utilisation de la **flexibilité** (*art. 19c OApEI*).
 - Les dispositions au sujet des **communautés électriques locales** (*art. 19e ss OApEI*).
 - 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 1^{er} 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 OEn*). Il est préférable de débiter 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. 9a^{bis} LApE) est garantie.

Le potentiel de mesures standardisées prometteuses est fortement limité (*art. 51e OEn*) 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 OEn*).

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 OEn*). 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, LEn 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, OEné). 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 OEné*). 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 LEné). 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 OApEI*): 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 PPA⁴ 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 LApEI, 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 OApEI) 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 OApEI) que pour le produit électrique standard prescrit composé d'énergie renouvelable indigène (art. 4b OApEI), 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 OApEI). 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. 5^{bis}, LApEI, 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 LApEI, <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'EICom (*explications au sujet de l'art. 4 OApEI*). Or, la transposition concrète de la règle dite des 60 francs⁸ 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'EICom 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 superflus. 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'EICom 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'EICom «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 OApEI*). 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 OApEI*). 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 OApEI 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 OApEI*). 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 OApEI*). 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 OApEI*). 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 LApEI. 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 OApEI*). 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 LApEI, <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 OApEI*). 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 OApEI*).

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 OApEI*). 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'EICOM 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 OApEI*). 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 réseau¹¹, 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 OApEI*). 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 OApEI*). 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. 1^{bis}, OApEI*).

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'EiCom 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'EiCom 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'EiCom 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'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'EiCom, 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 OEnR*). 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 1^{er} 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 1^{er} janvier 2024, <https://www.strom.ch/de/dokument/verordnungsanderungen-im-bereich-des-bundesamts-fuer-energie-bfe-mit-inkrafttreten-am-1-et-du-7.7.2022-au-sujet-de-la-mise-en-oeuvre,-au-niveau-des-ordonnances,-de-la-modification-apportee-le-1-octobre-2021-a-la-loi-sur-l-energie-et-autres-adaptations-de-l-ordonnance-sur-l-energie,-de-l-ordonnance-sur-les-exigences-relatives-a-l-efficacite-energetique,-de-l-ordonnance-sur-l-encouragement-de-la-production-d-electricite-issue-d-energies-renouvelables-et-de-l-ordonnance-sur-l-approvisionnement-en-electricite,-avec-entree-en-vigueur-debut-2023,-> <https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und>

¹⁶ <https://energieplus.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 1^{er} 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 1^{er} 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 OApEI*). 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/docu-ment/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,

Handwritten signature of Michael Frank in black ink.

Michael Frank
Directeur

Handwritten signature of Nadine Brauchli in black ink.

Nadine Brauchli
Responsable
du département Énergie

Handwritten signature of Thomas Marti in black ink.

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 (OApEI)
- 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)