

Office fédéral de l'énergie
Stratégie énergétique
3003 Berne

Transmission par courriel: energiestrategie@bfe.admin.ch

27 avril 2017

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

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

Mesdames et Messieurs,

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

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

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

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

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

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

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

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

À l'art. 17a LApEI, le législateur a habilité le Conseil fédéral à édicter des prescriptions concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Un déploiement de smart meters génère des coûts importants d'investissement et d'exploitation. Ecoplan¹ a examiné pour le compte de l'OFEN si ces frais s'avèrent rentables. Pour un déploiement à 80% sur 10 ans, cette étude estime le surcoût direct à plus de 800 millions de francs, tout en mettant en lumière un bénéfice net à long terme. Il faut préciser à ce propos que l'étude repose sur de nombreuses hypothèses et suppose notamment une ouverture complète du marché assortie de taux de changement de fournisseur élevés.

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

Du point de vue de l'AES, d'éventuelles nouvelles exigences posées à la mesure doivent satisfaire à deux critères:

1. L'amélioration de l'efficacité énergétique auprès du consommateur final
2. La facilitation de Smart Grid

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents (*nouvelle formulation*)

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

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

Biffer

Art. 31e Disposition transitoire de la modification du XX.XX.XXXX

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

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

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

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

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents

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

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

3 *Biffer*

4 *Biffer*

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

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

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

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

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

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

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

2 *Biffer*

Subsidiairement:

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

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

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

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

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

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

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

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

– **Trop grande marge d'interprétation pour le «lieu de la production»** (art. 15 OEnE et art. 3a OApEI)

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 15 Lieu de la production

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

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 3a Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre

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

– Garantir une part de production propre appropriée (art. 16 OEné)

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

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

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 16 Condition du regroupement dans le cadre de la consommation propre

Le regroupement dans le cadre de la consommation propre est permis, pour autant que la puissance de production de l'installation totale sur le lieu de la production soit au moins de 30 40 % de la capacité maximale de raccordement au réseau puissance de raccordement au point de mesure conformément à l'art. 18 LEne.

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 18 Utilisation d'accumulateurs électriques dans le cadre de la consommation propre

1 [*Adaptation dans le texte allemand: «Einwirkung am Netzanschlusspunkt» au lieu de «Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt»*].

2 S'il s'agit d'accumulateurs électriques qui peuvent aussi bien soutirer de l'électricité du réseau qu'y en injecter, le gestionnaire de réseau doit en être informé trois mois avant la mise en service ou avant le changement du mode opératoire. Dans le cas où ces accumulateurs électriques peuvent

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

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

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

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

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

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

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

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

Requête

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

Art. 52 Taux

2 *Biffer*

3 *Biffer*

Art. 56 Ordre de prise en compte

1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces ~~quatre~~ deux années soient épuisés.

2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets ~~de nouvelle installation ou d'agrandissement~~ qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.

3 La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. ~~Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.~~

3^{bis} La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation.

4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles n'aient pas été retirées dans l'intervalle. Sur demande, l'OFEN autorise le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36. Il considère alors le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice.

5 ...

6 La décision concernant la prise en compte doit être communiquée aux requérants au plus tard trois mois après la date de référence.

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

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

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

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

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

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

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

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

Requête

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

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

2 *Biffer*

Art. 30 Paiement du prix de marché de référence

Biffer

Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau

1 *Biffer*

2 *Biffer*

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

1 *Ne pas abroger*

2 *Ne pas abroger*

3 ... (*abrogé*)

4 *Biffer*

5 Il vend l'électricité exclusivement à la bourse de l'électricité au lendemain pour le marché suisse. Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables conformément au programme prévisionnel et au prorata de l'électricité soutirée par les consommateurs finaux qui leur sont attribués. Pour un groupe-bilan nouvellement créé, l'électricité soutirée par les consommateurs finaux fait l'objet d'une évaluation.

6 *Ne pas abroger*

Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport

1 *Biffer*

2 *Ne pas abroger*

Art. 24b Refus de rétribuer

Ne pas abroger

Art. 25 Attribution des points d'injection

Ne pas abroger

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

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

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

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

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

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'énergie

Art. 13 Rétribution

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

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

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

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

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

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

Requête

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

Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base

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

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

Biffer les al. 1 et 2 et reformuler:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

– Contrôle de conformité des smart meters (ch. II OApEI)

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

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

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

Requête

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Ch. II

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

Ordonnance sur l'énergie

Art. 80 Disposition transitoire concernant le marquage de l'électricité

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

10. Autres modifications

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les engagements de réduction constituent un instrument efficace pour accroître l'efficacité énergétique. L'objectif d'une augmentation linéaire de cette dernière est irréaliste et contre-productif, car il méconnaît la réalité dans les entreprises et crée des obstacles administratifs inutiles, sans pour autant améliorer davantage l'efficacité énergétique. On ne constate généralement pas le moindre rapprochement avec les conventions d'objectifs de l'OFEV destinées à réduire les émissions de CO₂. Au contraire, des prescriptions détaillées concernant la trajectoire fixée renforcent même de graves disparités. Ainsi, toutes les différences dénoncées jusqu'à présent en matière de bases légales demeurent, allant à l'encontre de la promesse d'harmonisation que le Conseil fédéral avait faite dans le cadre de la motion Schilliger 15.3543.

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

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

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

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

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

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

- Délestages manuels

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

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

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

Meilleures salutations



Michael Frank
Directeur



Stefan Muster
Responsable du département Économie et Régulation

Annexes:

- Synopsis par ordonnance, comportant les propositions et raisonnements:
 - Ordonnance sur l’énergie (OEne)
 - Ordonnance sur l’encouragement de la production d’électricité issue d’énergies renouvelables (OEneR)
 - Révision de l’Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (OApEI)
 - Ordonnance sur la garantie d’origine et le marquage de l’électricité (OGOM)
 - Révision de l’Ordonnance sur le CO₂
 - Révision de l’Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l’énergie (Oémol-EN)
- Expertise juridique portant sur la légalité de la rétribution pour l’énergie de refoulement selon le projet d’ordonnance sur la Stratégie énergétique 2050 («Rechtsgutachten zur Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050»)