

Office fédéral de l'énergie
Section Régulation du marché
3003 Berne

Par voie électronique: stromvg@bfe.admin.ch

23 janvier 2019

Nadine Brauchli, ligne directe +41 62 825 25 10, nadine.brauchli@electricite.ch

Prise de position concernant la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau)

Mesdames, Messieurs,

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) vous remercie pour la possibilité qui lui est donnée de prendre position sur les modifications et les nouveautés proposées dans le cadre de la révision de la LApEI. Elle se prononce comme suit.

Récapitulatif des principales requêtes de l'AES

L'AES prend connaissance de la révision de la LApEI proposée, mais exprime des réserves importantes.

Au niveau européen, une réduction massive des capacités assurées est prévisible en l'espace de quelques années, qui aura une influence négative sur la capacité d'importation de la Suisse. Afin de pouvoir garantir à long terme la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, des investissements doivent être réalisés dans les installations de production indigènes existantes et nouvelles. Or la révision de la LApEI n'apporte pas de réponses satisfaisantes à ces défis. L'AES soutient dans l'ensemble les objectifs du Conseil fédéral, mais considère les conclusions relatives à la sécurité d'approvisionnement ainsi que les mesures qui sont proposées sur cette base (réserve de stockage et prescriptions qualitatives pour le produit standard dans l'approvisionnement de base) comme insuffisantes. Il convient par conséquent d'actualiser l'analyse de l'adéquation du système au regard des évolutions au niveau européen et d'en tirer les enseignements pertinents pour la sécurité d'approvisionnement.

Dans le domaine de la régulation du réseau, il n'y a nul besoin fondamental de légiférer. La LApEI a en principe fait ses preuves. Des interventions étatiques et des adaptations du cadre réglementaire ne doivent avoir lieu qu'en cas de nécessité avérée. Du reste, il convient de respecter les principes de subsidiarité et de proportionnalité. Dans l'intérêt de la sécurité juridique, la stabilité du cadre législatif doit être considérée.

Si le Conseil fédéral devait poursuivre telle quelle la révision de la LApEI, une vaste adaptation du projet serait nécessaire:

- Une **conception du marché** efficace doit créer des marchés efficients et des conditions-cadre fiables, afin de pouvoir atteindre les valeurs indicatives de la Stratégie énergétique 2050 et les objectifs climatiques de la Suisse, et de garantir la sécurité d’approvisionnement. Les instruments basés sur le marché qui sont proposés ne suffiront pas à eux seuls à garantir la sécurité d’approvisionnement. Outre les instruments dédiés à la sécurité d’approvisionnement à court terme, il faut des incitations à long terme aux investissements dans les installations de production existantes et nouvelles ainsi que des mesures qui prennent effet lorsque les prix du marché sont durablement bas. La flexibilisation de la redevance hydraulique, qui s’avère d’autant plus urgente dans l’éventualité d’une ouverture complète du marché, fait par ailleurs partie intégrante de la conception du marché.
- Une **réserve de stockage** sert la sécurité d’approvisionnement à court et à moyen terme. Toutefois, elle n’entraîne aucun investissement supplémentaire et ne contribue ainsi pas à réduire à long terme la probabilité de survenance de situations de pénurie. La conception de la réserve de stockage doit être la plus ouverte possible afin que les consommateurs, en particulier, puissent eux aussi y contribuer. L’AES rejette une obligation d’offre pour les consommateurs, les exploitations de centrale à accumulation et les exploitants de stockage. L’indemnisation du recours à la réserve doit être en adéquation avec le marché.
- L’**ouverture complète du marché de l’électricité** doit être considérée dans le contexte global. Au cas où elle serait décidée par le législateur, aucun approvisionnement de base n’est en principe nécessaire (cf. aussi point suivant). En cas d’ouverture complète du marché, une période de transition d’au moins deux ans est nécessaire pour garantir la mise en place des processus et systèmes informatiques requis. Les obligations de reprise et de rétribution doivent être supprimées.
- Si un **approvisionnement de base** est maintenu en cas d’ouverture complète du marché, il faudra renoncer à réguler aussi bien les prix que les produits, étant donné qu’il existe suffisamment de possibilités de substitution et qu’il n’y a aucun pouvoir de marché. Les clients finaux auront chaque année la possibilité d’opter pour l’approvisionnement de base ou de le quitter. Ce dernier sera donc soumis aux forces du marché. Une régulation des prix sera inutile. Des prescriptions de produit entraveraient quant à elles la liberté entrepreneuriale de certains acteurs du marché et, associées à des prescriptions de prix, engendreraient des risques inacceptables pour les gestionnaires de réseau de distribution. La vente dans l’approvisionnement de base sera en outre trop faible et trop incertaine pour envoyer les signaux espérés en faveur des investissements dans les énergies renouvelables indigènes.
- L’AES rejette une **libéralisation dans le domaine du système de mesure**. Celle-ci entraîne une charge supplémentaire considérable qui est totalement disproportionnée en regard du volume de marché relativement faible. Les coûts macroéconomiques seraient supérieurs au potentiel de gain, comme le montrent les expériences faites dans d’autres pays. Le système de mesure existant, autocentré, est cohérent en soi, efficace et raisonnable sur le plan réglementaire. L’ampleur de l’intervention étatique en cas de libéralisation partielle est par ailleurs disproportionnée par rapport à la faible utilité.
- Afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau, qui est essentielle du point de vue macroéconomique, il convient d’impliquer l’ensemble des acteurs et des utilisateurs du réseau. Lorsque le réseau est fortement sollicité, la disponibilité des **flexibilités** au service de ce dernier revêt une importance prioritaire par rapport aux autres fins de l’utilisation, et doit être garantie par la législation. Cela inclut

- la possibilité de procéder à une réduction des pics d'injection dans un cadre strictement défini.
- La **tarification du réseau** datant de l'ancien temps entrave 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. Les bases légales actuelles sont en principe suffisantes, une adaptation au niveau de l'ordonnance est toutefois nécessaire. L'introduction de prescriptions rigides dans la loi, comme proposé, doit être rejetée, car de telles prescriptions ne seraient pas adaptées à la dynamique ni à la complexité du marché de l'électricité et de la tarification du réseau. Des tarifs dynamiques et flexibles sont nécessaires pour les marchés et produits décentralisés.
 - 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'AES rejette l'extension de l'**obligation de renseigner** vis-à-vis des autorités et la **transmission de données** entre les autorités et vis-à-vis de Swissgrid en tant qu'actrice du marché. L'obligation légale de renseigner doit se limiter à l'exécution de la loi. Il convient de renoncer à la collecte de données qui n'ont aucune utilité concrète au regard de l'objectif poursuivi. La transmission de données en cas de mise en danger de la sécurité d'exploitation du réseau de transport est déjà garantie.
 - Des initiatives de la branche visant à établir une **plateforme de données** sont d'ores et déjà en cours. Il convient de privilégier des solutions subsidiaires par rapport à des prescriptions et directives étatiques.

1 Remarques introductives

1.1 Système d'approvisionnement en électricité adéquat

En raison des objectifs de la Stratégie énergétique 2050, de la ratification de l'Accord de Paris sur le climat ainsi que de la décarbonisation et de l'électrification qui y sont liées, l'approvisionnement énergétique de la Suisse va fortement évoluer. Dans le domaine de l'électricité, notre pays affiche déjà un déficit structurel de production en hiver, qui va s'aggraver au fur et à mesure de l'abandon de l'énergie nucléaire. Avec la nouvelle Loi sur l'énergie ainsi que les réalités techniques et sociétales, c'est surtout le photovoltaïque qui est développé. Cependant, le photovoltaïque est principalement productif pendant les mois d'été alors que sa contribution à l'approvisionnement au cours du semestre hivernal – quand le besoin d'importation est à son paroxysme – est insuffisante. La Suisse doit donc axer davantage son approvisionnement sur les importations. Le défi qui consiste à assurer l'approvisionnement à tout moment est bien plus exigeant dans ces conditions, car dans une situation d'importation, la sécurité d'approvisionnement dépend en fin de compte de la disposition et de la capacité à exporter des pays limitrophes. Une dépendance accrue vis-à-vis des importations recèle ainsi des risques considérables. L'ECom recommande donc qu'une «part substantielle

de la production hivernale précédemment assurée par les centrales nucléaires continue d'être produite en Suisse». ¹ L'AES partage cette opinion.

Dans les pays voisins aussi, le paysage énergétique est appelé à connaître de grands changements: le développement des énergies renouvelables devrait se poursuivre dans toute l'Europe. Ces dernières sont censées assurer à l'avenir la majeure partie de l'approvisionnement en électricité, ce qui n'est possible que lorsque les conditions météorologiques sont favorables. Dans le même temps, la puissance assurée et indépendante de la météo devra reculer: en Allemagne, la sortie du nucléaire d'ici 2022 entraînera la mise à l'arrêt de capacités de centrales importantes (moins 9,5 GW, dont 5,4 GW dans le sud du pays). À cela s'ajoute la «sortie du charbon», qui fait actuellement l'objet de discussions. La France aussi poursuit l'objectif de réduire son parc nucléaire, qui couvre actuellement 75% de la demande, à 50% de cette dernière (moins 20 GW) et de tourner le dos à la production d'électricité basée sur le charbon d'ici 2022 (moins 3 GW).² Le Centre commun de recherche (Joint Research Centre, JRC), service scientifique interne de la Commission européenne, table dans l'ensemble de l'UE sur un recul massif de la puissance installée des centrales à charbon. Celle-ci doit être réduite de 63% au total: de 150 GW (en 2016) à 105 GW d'ici 2025, puis à 55 GW d'ici à l'horizon 2030.³

Au niveau européen, une réduction massive des capacités assurées (au total plus de 124 GW) est donc prévisible en l'espace de quelques années, ce qui aura une influence négative sur la capacité d'importation de la Suisse dans des situations météorologiquement critiques. Dix associations électriques de toute l'Europe, parmi lesquelles l'AES, ont récemment signé une déclaration commune sur la sécurité d'approvisionnement, par laquelle elles mettent en garde contre le fait que les conditions actuelles du marché ne peuvent pas garantir les investissements nécessaires dans les centrales et les réseaux. ⁴

Au vu de cet état des lieux, l'AES est de l'avis que la révision de la LAPeI n'apporte aucune réponse satisfaisante aux défis qui se posent en matière de sécurité d'approvisionnement à long terme tout au long de l'année. L'EICom est elle aussi de cet avis et demande «que d'autres mesures soient prises en plus de la réserve stratégique afin de maintenir en Suisse une production d'énergie importante au cours du semestre d'hiver». ⁵

Le Conseil fédéral, au contraire, est d'avis que «la sécurité d'approvisionnement peut être qualifiée de non critique tant que la Suisse est intégrée dans le marché européen de l'électricité» et que d'ici à 2035 il n'y a «aucun problème important de sécurité d'approvisionnement en Suisse» (Rapport explicatif, p. 7).

L'étude d'adéquation du système réalisée par l'Office fédéral de l'énergie constitue la base de ces propos. ⁶ Pour l'AES, celle-ci ne tient pas suffisamment compte des défis susmentionnés. Dans son scénario de base, l'étude repose sur des hypothèses beaucoup trop optimistes, par exemple:

¹ La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2018, EICom, mai 2018; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2018/La%20s%C3%A9curit%C3%A9%20d%E2%80%99approvisionnement%20en%20%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>

² Discours du Président français Emmanuel Macron «Transition énergétique: changeons ensemble», 27 novembre 2018; <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>

³ EU coal regions: opportunities and challenges ahead, JRC, 2018; <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC112593/kjna29292enn.pdf>

⁴ Joint appeal from energy industry and industry associations to secure the electricity supply in Europe, 10 octobre 2018; https://www.strom.ch/system/files/media/documents/Joint_appeal_energy_industry_europe_0.pdf

⁵ L'EICom exige des incitations pour la production hivernale, communiqué de presse de l'EICom, 29 novembre 2018; <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

⁶ Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. Schlussbericht, ETHZ et Universität Basel sur mandat de l'OFEN, février 2018; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_124393280.pdf (en allemand)

- L'étude d'adéquation considère le développement des énergies renouvelables en Suisse conformément à la Stratégie énergétique 2050 comme acquis et table sur le fait que les installations hydrauliques existantes resteront sur le marché. Elle écarte non seulement le fait que les instruments introduits par la Stratégie énergétique 2050 sont limités dans le temps, mais aussi qu'il faut tabler sur des pertes de production d'environ 6% de la production hydroélectrique actuelle en raison des assainissements écologiques prescrites par la loi.⁷
- De plus, l'étude d'adéquation du système s'appuie sur des disponibilités de centrales (Scénario de référence de l'UE 2016) qui ne prennent pas encore en compte les mesures adoptées par l'Europe sur la base de la politique climatique et énergétique 2030 ainsi que celles qui feront suite à l'Accord de Paris.
- Dans le contexte de la décarbonisation, l'étude d'adéquation du système sous-estime l'électrification croissante. Elle suppose que la demande diminuera ou n'augmentera que très légèrement en Suisse, et restera constante dans les pays limitrophes. Eurelectric par exemple prévoit une augmentation de la demande en Europe d'un facteur de 1,4 d'ici 2035 en respectant l'Accord de Paris.⁸
- En ce qui concerne les projets de développement du réseau dans les pays voisins, l'étude d'adéquation du système est également confiante et prévoit un retard maximal de 5 ans, et ce, bien que notamment en Allemagne, le développement du réseau nord-sud n'avance guère depuis des années. Celui-ci serait censé acheminer de l'énergie éolienne (43 GW, ou env. 65 à 70 TWh par an) du nord de l'Allemagne vers le sud.
- L'étude d'adéquation du système se base par ailleurs sur une intégration complète de la Suisse au marché européen de l'électricité. Les conditions préalables à une participation de la Suisse au marché européen de l'électricité sont certes remplies sur les plans physique et technique. Au niveau politique en revanche, un accord correspondant manque en l'état. L'intégration au marché intérieur européen faisant défaut, il manque des bases stables pour le négoce de l'électricité transfrontalier. En situation de crise en particulier, la Suisse restera à l'écart en tant que pays tiers.

Les scénarios concernant l'UE (transformation accélérée) ainsi que les scénarios extrêmes, également examinés dans l'étude d'adéquation du système, sont bien plus proches des défis de l'économie énergétique susmentionnés. La disponibilité des centrales nucléaires françaises ainsi que les capacités de centrales à charbon de l'Allemagne y sont fortement réduites, et des défaillances de l'hydraulique suisse sont présumées. De tels scénarios, qui sont tout à fait plausibles, doivent être développés et mis au centre des considérations. Il convient en outre de prendre en compte les évolutions dans toute l'Europe (et pas seulement dans les quatre pays directement voisins de la Suisse), en particulier en ce qui concerne la diminution à l'échelle européenne de la puissance installée des centrales à charbon, évoquée plus haut.

Les scénarios concernant l'UE (transformation accélérée) ainsi que les scénarios extrêmes soulignent par ailleurs l'importance d'une bonne disponibilité de l'hydraulique suisse pour la sécurité d'approvisionnement. A partir de 2035, les concessions de grand nombre de centrales suisses arriveront à échéance. Les négociations y relatives débutent dix à quinze ans plus tôt. En prévision de cette vague de renouvellements de concession en Suisse et des investissements à très long terme qui vont de pair, il est indispensable de mettre en place les incitations nécessaires dès aujourd'hui, sans attendre que des situations critiques se profilent.

⁷ Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick, publié dans «Eau énergie air», Revue de l'ASAE, Revue 4/2018, pp. 233-245; https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_4_2018/6 (en allemand)

⁸ Decarbonisation pathways, eurelectric, novembre 2018, (croissance annuelle de 2,1% durant 16 ans); <https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>

L'AES demande que ces évolutions soient prises en compte de façon appropriée dans le scénario de base lors du remaniement de l'étude d'adéquation du système en 2019. Seule une analyse de la situation intégrant tous les éléments critiques permettra de procéder à une estimation solide des risques d'approvisionnement potentiels dans le cadre de la discussion politique, puis sur cette base, de peser les mesures potentielles et les éventuels risques à supporter.

Il convient d'en déduire une conception du marché garantissant le financement des installations de production indigènes existantes et nouvelles ainsi que la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année.

Autre facteur qui pèse sur l'approvisionnement: des paramètres essentiels auront à l'avenir une influence sur la sécurité du système. Parmi eux, on compte par exemple la multiplication des acteurs sur le marché de l'énergie ou les interventions réglementaires affectant la protection de l'infrastructure critique (p. ex. obligation de publier les géodonnées ou droits d'accès de tiers aux systèmes de commande).

Requête:

- Actualiser l'analyse d'adéquation du système et en tirer les enseignements pertinents pour la sécurité d'approvisionnement.
- Adapter les mesures en fonction de ces enseignements en prévoyant une conception du marché garantissant le financement de la production indigène existante et nouvelle et la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année.
- Prendre en considération la sécurité du système (multiplication des acteurs et protection de l'infrastructure critique).

1.2 Cadre juridique adéquat

L'AES s'est montrée critique vis-à-vis de la révision de la LApEI depuis la reprise des travaux y relatifs en 2014. Dans le cadre des réunions de l'OFEN avec les différentes parties prenantes et de plusieurs prises de position, l'AES a souligné que la LApEI avait fait ses preuves sur le principe.

Les difficultés de la phase initiale de la LApEI ont été surmontées, les possibilités de passage au marché libre sont largement utilisées, l'EICOM assume efficacement sa fonction de surveillance et de nombreuses questions juridiques ont été clarifiées par des arrêts du Tribunal fédéral. Les objectifs énoncés à l'art. 1 LApEI sont atteints dès lors qu'aucun facteur d'influence externe ne s'y oppose. L'AES maintient donc sa position critique concernant les aspects relatifs à la régulation du réseau.

La législation énergétique et notamment celle du réseau a, ces dernières années, fait l'objet d'ingérences répétées et massives. La Stratégie énergétique 2050 s'accompagne de nouveautés fondamentales qui nécessiteront, dans la pratique, des changements et des adaptations sur plusieurs années encore. Il convient notamment de citer les régulations dans le domaine de la consommation propre, du déploiement des systèmes de mesure intelligents (smart meters) et du recours aux systèmes de commande et de réglage intelligents. À cela s'ajoute le fait que, dans ces domaines, d'autres modifications ont été décidées dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques, qui entreront en vigueur courant 2019, et que des adaptations sont régulièrement proposées au niveau de l'ordonnance. Le rythme soutenu des modifications réglementaires sape la stabilité du cadre juridique, tout en engendrant une importante charge de travail et en freinant les investis-

sements. Cela n'est pas dans l'intérêt des objectifs politiques et entrave la transformation visée, qui nécessite des investissements à long terme et une réorientation des modèles d'affaires, présupposant quant à eux une continuité du cadre réglementaire.

L'AES demande par conséquent de renoncer à l'accroissement constant de réglementations détaillées, tel qu'il a été observé ces dernières années dans le domaine des réseaux. Ces réglementations induisent des coûts consécutifs et limitent la marge de manœuvre entrepreneuriale. Des mesures étatiques ne doivent être adoptées que si la nécessité d'une telle intervention peut être démontrée. Il convient en outre de respecter le principe de proportionnalité et de restreindre les mesures à une ingérence minimale. Autant que possible, il convient d'opter pour des solutions subsidiaires, les acteurs du marché étant les mieux à même de fournir des réponses adaptées compte tenu de leurs connaissances pratiques. En ce sens, il faudrait aussi poursuivre l'objectif d'une réduction de la régulation.

Par rapport aux thèmes concrets soumis dans le projet de révision, il n'y a, aux yeux de l'AES, guère nécessité d'agir pour le législateur:

- L'AES rejette une libéralisation (partielle) dans le domaine du système de mesure. Actuellement organisé de façon autocentrée, celui-ci est adéquat, efficace et clair sur le plan réglementaire. Une libéralisation partielle présenterait en revanche des inconvénients considérables et serait disproportionnée en ce qui concerne son ampleur d'intervention et son effet (cf. chapitre 2.5).
- L'AES approuve la réglementation légale de la régulation Sunshine à la condition qu'elle soit conçue de façon équitable, qu'elle ne porte que sur des aspects qui peuvent être relevés et qui sont mesurables, et que les gestionnaires de réseau ne soient pas tenus de répondre à des obligations de reporting allant au-delà du niveau actuel (cf. chapitre 2.8).
- Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, les bases pour des tarifs de réseau plus conformes au principe de causalité ont déjà été créées au niveau de la loi. Ces dernières doivent surtout être mises en œuvre au niveau de l'ordonnance. D'éventuelles autres modifications législatives doivent viser à accroître la marge de manœuvre dans le cadre de la tarification du réseau (cf. chapitre 2.7).
- Pour réguler la flexibilité, il convient de définir des règles légales simples et de viser du reste des solutions subsidiaires, en faisant une priorité de la garantie d'une exploitation du réseau sûre et efficace. L'AES rejette des réglementations unilatérales aux dépens du gestionnaire de réseau de distribution (cf. chapitre 2.6).

En ce qui concerne les thèmes liés à la conception du marché, l'AES soutient certes les objectifs du Conseil fédéral, mais ne considère pas leur mise en œuvre comme suffisante, notamment dans le contexte des évolutions expliquées en introduction (cf. chapitre 1.1). Les deux mesures proposées ne permettent pas de garantir le maintien de la production renouvelable indigène existante ni son développement dans un environnement de marché en mutation, conformément aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

- Une réserve de stockage permet de remédier à court et moyen terme à des situations concrètes de pénurie. Elle ne déclenche toutefois ni investissements de remplacement dans les capacités existantes, ni investissements dans le développement des capacités (cf. chapitres 2.1 et 2.2).
- Dans un marché ouvert, des prescriptions qualitatives pour le produit standard dans l'approvisionnement de base ont un effet fortement limité pour la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050. En l'absence de sécurité des ventes, elles ne généreront pas non plus suffisamment de signaux pour les investissements (cf. chapitres 2.1 et 2.4).

Sur la base de ces constats, l'AES prend connaissance de la révision de la LApEI proposée, mais exprime des réserves importantes. Dans le chapitre 2 suivant, elle prend position en détail sur les thèmes déjà cités.

Si le Conseil fédéral devait poursuivre telle quelle la révision de la LApEI malgré les critiques de l'AES, cette dernière formule des propositions de modification détaillées qui sont présentées de manière exhaustive dans le synopsis en annexe. Le synopsis fait partie intégrante de la présente prise de position.

Requête:

- L'AES prend connaissance des propositions du Conseil fédéral et exprime des réserves importantes à leur égard.
- Dans le domaine de la régulation du réseau, il n'y a nul besoin fondamental de légiférer. Des interventions étatiques et des adaptations du cadre réglementaire ne doivent avoir lieu qu'en cas de nécessité. Du reste, il convient de respecter les principes de subsidiarité et de proportionnalité. Dans l'intérêt de la sécurité juridique, la stabilité du cadre législatif doit être prise en considération.
- Concernant les thèmes liés à la conception du marché, l'AES soutient dans l'ensemble les objectifs du Conseil fédéral, mais considère les mesures (réserve de stockage et prescriptions qualitatives pour le produit standard dans l'approvisionnement de base) comme insuffisantes.

2 Remarques et requêtes relatives aux principaux thèmes

2.1 Exigences en matière de conception du marché

Les mesures proposées par le Conseil fédéral, à savoir une réserve de stockage et des prescriptions en matière de qualité du produit standard dans l'approvisionnement de base, ne sont pas adaptées à la nécessité prioritaire de garantir un approvisionnement sûr à long terme, et ne représentent pas non plus une deuxième phase valable de la Stratégie énergétique 2050, qui assurerait la réalisation des objectifs. Force est en outre de constater que le mandat légal de l'art. 30, al. 5 de la Loi sur l'énergie, qui demande notamment pour l'hydraulique l'introduction d'un modèle en adéquation avec le marché pour succéder à la prime de marché, n'est pas rempli. La proposition du Conseil fédéral ne tient pas non plus compte de la motion 18.3000 «Stimuler les investissements pour maintenir à long terme les installations suisses de production électrique», transmise par le Parlement, qui demande la création d'incitations aux investissements et aux réinvestissements pour le maintien à long terme des installations suisses de production d'électricité, hydrauliques notamment.

En cas d'ouverture complète du marché, la vente dans l'approvisionnement de base sera trop faible et à fortiori trop incertaine pour les exploitants pour envoyer suffisamment de signaux en faveur des investissements dans les énergies renouvelables indigènes. La consommation actuelle d'électricité dans l'approvisionnement de base avoisine les 32 TWh. Avec l'ouverture complète du marché, tous les consommateurs dépassant 100 MWh en seront exclus, tandis que d'autres rejoindront volontairement le marché libre. Une offre de 36 TWh d'énergie hydraulique et de 11 TWh issus d'autres énergies renouvelables, conformément à la Stratégie énergétique 2050, est donc proposée aux clients restants et disposant d'une liberté de choix (consommation des ménages: ~ 20 TWh). Il n'y aura donc pas de pénurie ni d'effet qui pousserait les prix de la plus-value écologique, c'est-à-dire les prix de marché des garanties d'origine suisses des énergies renouvelables. Un effet durable en faveur de la production indigène fait ainsi défaut. En outre, la plus-value écologique (sur l'année) des énergies renouvelables devra à l'avenir être largement réalisée en Suisse, car, en

l'absence d'un accord sur l'électricité, les garanties d'origine suisses ne seront plus reconnues au sein de l'Union européenne en raison du «Clean Energy Package».

Une conception du marché efficace doit créer des marchés efficients et des conditions-cadre fiables, afin de pouvoir atteindre les valeurs indicatives de la Stratégie énergétique 2050 et les objectifs climatiques de la Suisse, et de garantir la sécurité d'approvisionnement. L'AES partage le point de vue du Conseil fédéral selon lequel le marché «Energy only» (EOM) constitue la base de la conception du marché de l'électricité, associé à un marché du CO₂ efficace. Une politique climatique conséquente, efficace et coordonnée au niveau européen est donc nécessaire. Un prix élevé du CO₂ contribue à la pérennité de l'hydraulique suisse existante, mais permet aussi le développement des énergies renouvelables en Suisse. Une contribution essentielle à la réalisation des objectifs et des valeurs indicatives de la Stratégie énergétique 2050 et des objectifs climatiques est ainsi fournie.

Cependant, ces instruments basés sur le marché ne suffiront pas à eux seuls à garantir la sécurité d'approvisionnement. Des approches complémentaires sont nécessaires:

- **Réserve de stockage**
La réserve de stockage proposée contribue à la sécurité d'approvisionnement à court et à moyen terme, selon la durée du contrat. Elle met des réserves d'énergie à disposition pour une période définie à l'avance dans des situations où le marché ne peut pas couvrir la demande. Au-delà de la durée du contrat, elle n'entraîne cependant aucune incitation à l'investissement supplémentaire susceptible de réduire la probabilité de survenance de situations de pénurie.
- **Mécanismes avec des incitations aux investissements pour les installations de production existantes et nouvelles**
En vue de garantir à long terme la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, il convient de mettre en place des incitations aux investissements dans les installations de production (par exemple via un marché de capacité centralisé ou décentralisé, un contrat de différence (modèle CFD) ou un modèle de quotas).
- **Demand Side Management**
Avec le Demand Side Management, les pics de charge peuvent être réduits et les flexibilités disponibles utilisées efficacement. Les flexibilités du côté de la demande et de celui de l'offre ainsi que les dispositifs de stockage doivent être utilisés sur différents marchés sur la base des réalités desdits marchés (marché de l'énergie, marché services-système, etc.). Des tarifs du réseau viables pour le futur sont en outre requis.

Le maintien de la production existante issue de l'hydraulique ainsi que le développement des énergies renouvelables indigènes (hydraulique, éolien et photovoltaïque) sont la condition préalable à la réalisation des objectifs de politique énergétique et climatique ainsi qu'à la garantie de l'approvisionnement. Si le maintien des centrales existantes et le développement des énergies renouvelables devaient être mis en péril du fait de prix du marché ou de prix escomptés durablement bas et en l'absence d'instruments alternatifs, les approches suivantes devraient remédier à ce problème:

- **Prime de marché pour la grande hydraulique**
Lorsque les prix du marché sont durablement bas, des mesures s'avèrent nécessaires pour couvrir les coûts. La prime de marché instaurée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 doit être poursui-

vie en fonction de la situation du marché et optimisée. Elle est versée en fonction des prix du marché. Si ces derniers dépassent les coûts de revient, aucun versement n'est effectué. Dans le cas contraire, les centrales hydrauliques bénéficient d'une contribution aux coûts.

– **Contributions d'investissement**

Les contributions d'investissement instaurées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 en faveur de la grande hydraulique (pour les agrandissements et les nouvelles installations, et qui devraient également s'appliquer aux rénovations) doivent être étendues à l'énergie éolienne et, le cas échéant, au photovoltaïque, et être poursuivies. Elles créent des incitations aux investissements qui ne sont pas rentables en raison d'un faible niveau de prix attendu à long terme. Les centrales affichant une valeur actuelle nette (VAN) négative perçoivent une contribution visant à couvrir les coûts d'investissement non amortissables. Si les prix escomptés calculés annuellement augmentent de façon à pouvoir tableur sur une VAN positive, les contributions sont supprimées.

Il convient en outre de souligner le fait que l'hydraulique est confrontée à une lourde charge de taxes. La redevance hydraulique représente à elle seule en moyenne près d'un quart des coûts de revient de cette énergie. Ce poids important sape la compétitivité de la plus importante – et de loin – de nos ressources productrices d'électricité indigène et renouvelable vis-à-vis de la concurrence étrangère qui, elle, n'est soumise à aucune taxe comparable, et porte donc indirectement atteinte à la sécurité d'approvisionnement. L'allègement de ces charges pour la production fait cependant défaut dans le projet soumis, tout comme la flexibilisation de la redevance hydraulique, alors même que cette dernière est jugée indispensable tant par le Conseil fédéral que par l'AES et que le Conseil fédéral l'a déjà laissée entrevoir à plusieurs reprises en lien avec la nouvelle conception du marché. L'AES demande que la flexibilisation de la redevance hydraulique soit mise en œuvre au plus tard lors de la révision de la LApEI.

Requête:

- L'AES demande l'introduction d'une conception du marché qui satisfasse à la sécurité d'approvisionnement ainsi qu'aux objectifs de politique énergétique et climatique.
- Outre les instruments dédiés à la sécurité d'approvisionnement à court terme, il faut des incitations à long terme aux investissements dans les installations de production existantes ou nouvelles ainsi que des mesures qui prennent effet lorsque les prix du marché sont durablement bas.
- La flexibilisation de la redevance hydraulique doit par ailleurs faire partie intégrante de la conception du marché.

2.2 Réserve de stockage

Du point de vue de l'AES, la réserve de stockage est un instrument qui met à disposition des réserves d'énergie dans des situations où le marché ne peut pas couvrir la demande. Cet instrument sert la sécurité d'approvisionnement à court et à moyen terme, selon la durée du contrat. Il est efficace quand une pénurie survient au cours de la période considérée ou contractuelle définie. Toutefois, il n'entraîne aucun investissement supplémentaire au-delà de la période contractuelle et ne contribue ainsi pas à réduire la probabilité de survenance de la situation de pénurie. L'AES estime par conséquent que la création d'une réserve de stockage n'est pas suffisante pour garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme.

Dans sa forme concrète, la réglementation proposée doit être révisée sur plusieurs points:

- **La réserve de stockage doit être conçue de la façon la plus ouverte possible, afin de satisfaire aussi aux exigences futures.**
Il convient notamment de s’assurer que la réserve est conçue de façon technologiquement neutre. Outre les exploitants de centrale à accumulation et les exploitants de stockage, les consommateurs doivent également être habilités de participer à la réserve.
- **La réserve de stockage doit être constituée en se fondant sur le marché.**
Les consommateurs, les exploitants de centrale à accumulation et les exploitants de stockage doivent être habilités, mais pas obligés de participer à la réserve. Une obligation d’offre et, ainsi, une obligation de contracter est rejetée.
- **L’indemnisation du recours à la réserve doit être en adéquation avec le marché.**
Pour limiter au minimum l’intervention sur les marchés, l’indemnisation doit être conçue le plus en adéquation possible avec le marché en cas de recours à la réserve. Le cas décrit dans le Rapport explicatif, selon lequel les entreprises pourraient provoquer «un recours à la réserve par un comportement spécial sur le marché» (Rapport explicatif, p. 62), ne se produira pas dans la réalité, avec des acteurs agissant de façon rationnelle, tant que l’indemnisation ne dépassera pas le dernier prix du marché possible. La fixation de l’indemnisation en cas de recours à la réserve doit être connue des fournisseurs potentiels préalablement à l’enchère. L’indemnisation en cas de recours doit être définie de telle manière que le coût d’un recours à la réserve soit sensiblement le même que celui d’un achat sur le marché et, par conséquent, nettement plus élevé que la valeur de l’eau au moment de la dissolution de la réserve au printemps. Si l’indemnisation est trop basse, il pourrait naître chez Swissgrid la fausse incitation à procurer sensiblement moins d’énergie de réglage et à utiliser la réserve pour d’autres objectifs non définis. De plus, toutes les centrales de réserve doivent être soumises aux mêmes règles, qu’on les sollicite ou non. Cela doit en outre être défini dans une ordonnance, et non par l’EiCom.
- **Les rôles des acteurs doivent être clarifiés.**
Il existe un risque de confusion entre les fonctions et tâches des acteurs (gestionnaire de réseau de transport, gestionnaire de réseau de distribution, fournisseur de base, EiCom, Confédération). Si l’EiCom est un acteur neutre, Swissgrid représente un acteur du marché. Il faut tenir compte de cette distinction au niveau des rôles. La définition des points-clés de la réserve (caractéristiques de l’appel d’offres, de l’indemnisation et des pénalités) dans les limites des directives du Conseil fédéral doit par exemple relever de la compétence de l’EiCom. Cette tâche tout comme la surveillance du respect des obligations de réserve relèvent du champ d’activité originel d’une autorité de régulation et ne doivent pas être confiées à la société gestionnaire de réseau de transport. En conséquence, l’ampleur de l’implication de Swissgrid serait laissée à l’appréciation de l’EiCom. Cela serait par exemple logique dans le cas du calcul du volume d’énergie effectif à mettre dans la réserve, car la société nationale du réseau de transport est la plus indiquée pour cela, dans son rôle de gérante de la zone de réglage Suisse. Si ces tâches étaient attribuées à Swissgrid, des droits à l’échange des données y seraient liés. Cela conférerait à Swissgrid, en tant que demandeuse unique (monopsoniste) de divers services-système (tels que l’énergie de réglage, le redispatching et la réserve de stockage) et donc en tant qu’actrice du marché, un avantage concurrentiel vis-à-vis des fournisseurs.

– **Il convient de limiter les fournitures de données à un niveau raisonnable et de renoncer à la transmission des données.**

L'AES estime que les exigences en matière de fourniture de données destinées à la surveillance du respect des obligations de mise à disposition sont disproportionnées. De nombreuses données sont d'ores et déjà transmises aux autorités, et ces données devraient suffire pour satisfaire au nouvel objectif. L'accord conclu dans ce cadre est suffisant et ne doit pas être en plus ancré dans la loi. Il convient de renoncer à la collecte de données qui ne génèrent aucun bénéfice concret. Il est en outre essentiel que les données nécessaires à la surveillance soient transmises uniquement à l'EiCom et non à Swissgrid, car cette dernière en retirerait un avantage concurrentiel en tant qu'actrice du marché (cf. chapitre 2.9).

Requête:

Art. 8a

- 1 Une réserve de stockage est constituée ~~chaque année~~, à titre d'assurance, pour parer aux situations exceptionnelles telles que les pénuries et les ruptures d'approvisionnement critiques. Après adjudication, les soumissionnaires conservent dans Les exploitants qui participent à cette réserve conservent, contre rémunération, de l'énergie pendant un certain temps de manière à permettre la disponibilité de celle-ci comme consommation évitée ou comme l'électricité en cas de besoin.
- 2 Sont habilités à participer à cette réserve, mais non obligés, les consommateurs, les exploitants d'une centrale à accumulation et les exploitants de stockage raccordés au réseau électrique suisse et auprès desquels l'énergie est stockée en Suisse et peut être transformée en électricité. Pour les centrales à accumulation à la frontière, le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions. Les exploitants qui participent à la réserve sont sélectionnés annuellement par appel d'offres.
- 3 L'EiCom fixe chaque année, ~~d'entente avec la société nationale du réseau de transport~~, les valeurs-clés de la réserve, en particulier:
 - b. les principes:
 1. de l'appel d'offres, ~~y compris d'éventuels plafonds de rémunération~~,
 2. *Biffer*
 - c. la surveillance de l'observation des obligations liées à la réserve.
- 4 La société nationale assure la gestion opérationnelle ~~annuelle~~ de la réserve. Elle assume en particulier les tâches périodiques suivantes:
 - b. elle procède à l'appel d'offres et détermine ainsi les exploitants qui participeront à la réserve, ~~pour plus d'un an si judicieux~~, et elle passe un contrat avec eux;
 - c. *Biffer*
- 5 A l'annonce d'une situation d'approvisionnement critique, l'EiCom autorise le recours à la réserve, sur demande de la société nationale. Si l'énergie nécessaire ne peut ni être acquise sur les marchés, ni être couverte via l'énergie de réglage disponible sur le marché Si le marché ne met pas l'énergie nécessaire à disposition ou si le besoin survient d'une autre manière, la société nationale recourt à l'énergie nécessaire provenant de la réserve pour à couvrir les déséquilibres des groupes-bilan ou comme mesure de dernier recours au sens de l'art. 20a LApEI. Elle indemnise, à la charge de ces derniers, les exploitants concernés par ce recours.
- 6 Le Conseil fédéral règle les modalités, notamment:
 - b. la procédure de recours à la réserve, tout en veillant à éviter autant que possible des perturbations sur le marché de l'énergie et sur le marché des services-système, ainsi que les critères servant à la possibilité, à titre exceptionnel, de dissoudre la réserve de manière anticipée;

d. *Biffer*

e. les critères servant à déterminer le prix de l'énergie d'ajustement en cas de recours à la réserve d'une majoration de prix analogue à celle grevant l'énergie d'ajustement;

g. l'indemnisation de l'énergie en cas de recours à la réserve.

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.3 Ouverture complète du marché de l'électricité

L'appréciation d'une ouverture complète du marché de l'électricité dépend du contexte global dans lequel cette ouverture se déroule et devant être pris en compte dans la mise en œuvre. Il existe par conséquent des arguments aussi bien favorables que défavorables à l'ouverture complète du marché de l'électricité.

Dans la mesure où le législateur décide d'une ouverture complète du marché, l'AES demande:

- **Un approvisionnement de base adapté à la nouvelle situation.**
En cas d'ouverture complète du marché, aucun approvisionnement de base n'est en principe nécessaire. S'il est maintenu, il faudra renoncer à réguler les prix et les produits (cf. chapitre 2.4).
- **Une période de transition d'au moins deux ans.**
L'ouverture complète du marché aura pour conséquence que, par rapport à aujourd'hui, un nombre beaucoup plus élevé de clients changeront de fournisseur. Afin de pouvoir continuer à exécuter correctement et dans les délais les processus de changement de fournisseur, d'échange des données et de facturation, il y aura lieu de procéder à des standardisations et des automatisations. Pour cela, il faut développer et implémenter des solutions informatiques, et former les utilisateurs de ces solutions – en tenant compte du temps nécessaire et des coûts correspondants du côté du réseau et des fournisseurs d'énergie.
Il existe une alternative à la période transitoire de deux ans. Selon cette solution alternative, on procède à une modification de l'ordonnance suffisamment tôt avant que l'ouverture complète du marché entre en vigueur. Celle-ci permet de garantir l'imputabilité des coûts dans le domaine du réseau du développement et de l'implémentation des processus et des systèmes informatiques nécessaires.
- **La suppression des obligations de reprise et de rétribution.**
En cas d'ouverture complète du marché, les obligations de reprise et de rétribution en vertu de l'art. 15 de la Loi sur l'énergie et l'art. 11 de l'Ordonnance sur l'énergie ne peuvent plus rester du ressort du gestionnaire de réseau. Dans un marché ouvert, ce dernier est exposé à la pression des prix dans son rôle de fournisseur de l'approvisionnement de base. Les obligations de reprise et de rétribution peuvent empêcher le gestionnaire de réseau de proposer des prix compétitifs aussi bien sur le marché que dans l'approvisionnement de base. En plus, il peut arriver qu'en vertu des obligations de reprise et de rétribution, le gestionnaire de réseau de distribution doive acheter de l'énergie qu'il ne pourra plus vendre faute de clients à l'approvisionnement de base. Les obligations de reprise et de rétribution contreviennent ainsi à la liberté entrepreneuriale de certains acteurs du marché et constituent, en fonction de la situation sur le marché, une obligation imposée par l'État de réaliser des opérations à perte.

Dans la mesure où les obligations de reprise et de rétribution pour l'électricité sont maintenues, elles doivent être assumées par un organe central indépendant.

– **Une solution viable pour la gestion des différences de couverture.**

L'AES soutient en principe l'objectif du Rapport explicatif, selon lequel les différences de couverture existantes doivent être supprimées si possible d'ici l'ouverture du marché (Rapport explicatif, p. 35). Aucun gestionnaire de réseau de distribution n'aura toutefois la possibilité d'y parvenir totalement, car il subsiste encore au moins des incertitudes quantitatives pour la dernière année. Il convient par conséquent d'envisager la possibilité de procéder à un décompte final. De fortes différences de couverture peuvent persister en parallèle peu de temps avant l'ouverture du marché, en raison des procédures tarifaires. Afin de prévenir une distorsion des tarifs des gestionnaires du réseau de distribution peu avant l'ouverture du marché et, partant, l'apparition d'un désavantage concurrentiel une fois celle-ci opérée, il est indispensable d'élaborer des solutions viables.

Selon le Rapport explicatif, le système des différences de couverture doit être maintenu après l'ouverture complète du marché en cas de réduction des tarifs par l'EICom (Rapport explicatif, p. 58). Cela n'est cependant pas possible dans un système de tarifs basés sur le marché. Si les tarifs de l'approvisionnement de base passent nettement en dessous des prix du marché à la suite de la suppression de différences de couverture, cela deviendrait rapidement la meilleure offre pour les consommateurs consommant moins de 100 MWh. Cela provoquerait une distorsion massive du marché et entraînerait d'énormes risques liés aux quantités chez le fournisseur de l'approvisionnement de base.

– **Une flexibilisation urgente de la redevance hydraulique.**

L'ouverture complète du marché de l'électricité accroît la pression sur une nouvelle réglementation de la redevance hydraulique conforme au marché. Dans le cadre de l'ouverture partielle actuelle, les consommateurs finaux ne supportent déjà plus solidairement la redevance hydraulique comme composante des coûts de revient de l'hydraulique. Lorsque les prix du marché ne couvrent pas les coûts, la redevance hydraulique reste à la charge des producteurs qui sont exposés au marché. En cas d'ouverture complète du marché, cela concerne l'ensemble des producteurs. La flexibilisation déjà en souffrance depuis longtemps n'en est par conséquent que plus urgente dans le cas d'une ouverture complète. La mise en place d'une redevance hydraulique flexible, avec une part fixe et une part variable dépendante du marché doit par conséquent avoir lieu au plus tard lors de la révision de la LApEI.

Requête:

- L'ouverture complète du marché de l'électricité doit être considérée dans un contexte global.
- Si un approvisionnement de base est maintenu en cas d'ouverture complète du marché, il faudra renoncer à réguler aussi bien les prix que les produits.
- En cas d'ouverture complète du marché de l'électricité, une période de transition d'au moins deux ans, la suppression ou l'adaptation des obligations de reprise et de rétribution ainsi qu'une solution viable pour la gestion des différences de couverture sont nécessaires.
- Une flexibilisation immédiate de la redevance hydraulique est incontournable.

2.4 Organisation de l'approvisionnement de base

D'un point de vue réglementaire, il serait possible de renoncer totalement à un approvisionnement de base. Les gestionnaires de réseau de distribution élaboreront, de leur propre initiative, des offres adaptées au marché (c.-à-d. aux besoins des consommateurs) dans le but de fidéliser leur clientèle. Des offres adéquates seront donc la conséquence du marché et grâce à ce dernier, les clients pourront choisir à tout moment leur fournisseur, ce qui aura un effet disciplinant sur les fournisseurs. Renoncer à un approvisionnement de base entraînerait une véritable réduction de la charge réglementaire pour les gestionnaires de réseau de distribution.

L'AES reconnaît que l'approvisionnement de base répond à un besoin politique dans la mesure où le bilan de la situation tiré après l'échec de la Loi sur le marché de l'électricité dans les urnes en 2002 est toujours d'actualité. Dans ce cas, il convient de renoncer à réguler aussi bien les prix que les produits dans le cadre de l'approvisionnement de base: les clients à l'approvisionnement de base pourront choisir tous les ans entre une fourniture à l'approvisionnement de base ou au marché libre. En contrepartie, le fournisseur de l'approvisionnement de base s'engagera chaque année à fournir à ses clients l'électricité à un prix fixe et publié à l'avance (cf. explications ci-après). En cas d'ouverture complète du marché, la vente dans l'approvisionnement de base standard sera trop faible et incertaine pour envoyer les signaux espérés en faveur des investissements dans les énergies renouvelables indigènes. En outre, des prescriptions de produit entraveraient la liberté entrepreneuriale de certains acteurs du marché et, associés à d'éventuelles prescriptions de prix, engendreraient des risques inacceptables pour les gestionnaires de réseau de distribution (cf. chapitre 2.1). En cas de maintien d'une régulation des prix, la branche devra être impliquée dans la conception concrète.

Étant donné que l'approvisionnement de base sera soumis aux forces du marché, on ne devra dans ce cadre plus parler de «tarif de l'électricité», mais de «prix de l'électricité». Dans la Loi sur les télécommunications, par exemple, il est question de prix, et non de tarifs, dans le contexte de l'approvisionnement de base (art. 17 LTC).

Si le législateur décide de procéder à l'ouverture complète du marché avec un approvisionnement de base, l'AES demande d'organiser celle-ci comme suit:

- **Abandon de la régulation des prix et limitation à une surveillance des abus.**
 Une régulation des prix dans l'approvisionnement de base est obsolète dans le cadre d'une ouverture complète du marché car les consommateurs finaux peuvent se rabattre sur des produits du marché alternatifs. Le fonctionnement de ces forces du marché est garanti par le fait que les consommateurs finaux ne doivent pas supporter de coûts pour le changement de fournisseur (pas d'obstacles), qu'ils peuvent procéder simplement et en temps voulu à des comparaisons d'offres (information), que le passage au marché n'a pas de conséquences à long terme (possibilité de revenir en arrière, approvisionnement de remplacement) et qu'une multitude de fournisseurs est disponible. Dans l'approvisionnement de base, ils continuent toutefois de bénéficier d'un prix fixe pour une année et qui est le même pour tous les consommateurs finaux possédant des caractéristiques de soutirage similaires. Étant donné que tous les fournisseurs de l'approvisionnement de base publient leurs prix en même temps, il est possible d'avoir de la transparence et de déjà repérer, avant la comparaison avec les produits du marché, les éventuels prix excessifs. La Commission de la concurrence avait déjà souligné, dans la prise de position de début 2016 sur l'ouverture complète du marché, que la justification de la nécessité d'un examen de proportionnalité par l'EICOM n'était pas totalement correcte d'un point de vue concurrentiel, puisque le fournisseur de l'approvisionnement de base n'a, sur le marché ouvert, qu'une force de marché limitée en raison de la possibilité de changement. Dans ce contexte, il n'y a, selon la

Commission de la concurrence, théoriquement pas besoin de protection des consommateurs finaux au moyen d'une régulation des prix dans l'approvisionnement de base. L'AES partage ce point de vue. Les fournisseurs ne peuvent pas imposer des prix exagérément élevés sur un marché ouvert. En cas d'ouverture complète du marché, la compétence actuelle de l'EiCom n'est donc plus appropriée et donne lieu à une régulation excessive. L'EiCom ne doit pouvoir examiner plus que le caractère abusif des prix en cas de litige.

– **Convergence des échéances entre prix fixes et consommation fixe.**

Les prix pratiqués dans le cadre de l'approvisionnement de base devant être fixés un an à l'avance, le consommateur final est protégé des variations de prix imprévisibles durant un an. En contrepartie, il doit s'engager pour la même durée afin de permettre au fournisseur de base d'anticiper ses ventes d'électricité assurées pour l'année correspondante. Dans le cas contraire, le fournisseur de base devrait assumer un risque disproportionné. La règle disposant que les prix sont fixes pour un an est ancrée dans la loi. Il doit donc en être de même pour la disposition selon laquelle le consommateur final est tenu de s'engager pour ladite durée.

– **Impossibilité de prétendre à l'absence de perturbations sur le réseau.**

Selon l'art. 6, al. 1, LApEI, le consommateur final à l'approvisionnement de base doit avoir le droit de se voir fournir en tout temps par le gestionnaire de réseau la quantité d'électricité qu'il désire à des tarifs équitables. Il est cependant impossible pour le gestionnaire de réseau de distribution de satisfaire à cette exigence car les facteurs dont le contrôle lui échappe peuvent empêcher l'approvisionnement. C'est ce que confirme également le Rapport explicatif (Rapport explicatif, p. 82). Pour cette raison et dans l'intérêt de la stabilité juridique, il convient de conserver la formulation selon le droit en vigueur, selon laquelle le gestionnaire de réseau de distribution prend les «mesures requises».

À l'heure actuelle, le gestionnaire de réseau de distribution peut déléguer cette tâche à des tiers ou s'associer à d'autres gestionnaires de réseau pour s'en acquitter. Il en garde cependant la responsabilité. Ceci ne doit pas changer.

– **Homogénéité des prix de l'électricité pour un même profil de soutirage.**

Ce ne sont pas les caractéristiques de consommation du consommateur final, mais ses caractéristiques de soutirage qui sont déterminantes pour les coûts de la fourniture à l'approvisionnement de base. Si les caractéristiques de soutirage sont semblables, les prix doivent donc être conçus de la même façon. Au moment où la LApEI en vigueur a été légiférée, cette différenciation n'était pas encore importante. Suite à l'expansion de la consommation propre et du stockage local, une modification correspondante est aujourd'hui indiquée.

– **Une fréquence plus élevée de la certification de la qualité n'est pas applicable.**

Dans son Rapport explicatif, le Conseil fédéral propose d'envisager, au lieu d'une consignation annuelle, une consignation des garanties d'origine sur une base trimestrielle ou mensuelle et annonce qu'il a l'intention de faire une modification en ce sens au niveau de l'ordonnance (Rapport explicatif, p. 30-31). L'AES attire l'attention sur le fait qu'une information plus fréquente n'apporterait aucune valeur ajoutée pour les clients finaux ou qu'un tel produit peut être proposé sur demande en se basant sur le marché. Pour les gestionnaires de réseau de distribution, à l'inverse, une certification plus fréquente impliquerait une charge de travail supplémentaire considérable, avec une hausse des coûts à l'avenant. En outre, la quantité de garanties d'origine disponibles ne permet pas une fréquence plus élevée de la certification de la qualité. Dans le cas d'un approvisionnement de base avec un produit

standard défini par la loi et pourvu d'une prescription de qualité, l'AES se prononce contre l'introduction envisagée d'une consignation trimestrielle.

Si le législateur se prononce contre une ouverture complète du marché, l'AES demande qu'aucune modification ne soit effectuée dans la loi concernant l'approvisionnement de base.

Requête:

Art. 6

1 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:*

Les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh par site de consommation et qui ne font pas ou plus usage de leur droit d'accès au réseau, captifs et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables (approvisionnement de base).

2 *Biffer*

3 Les prix tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base sont valables pour un an, les consommateurs finaux en vertu de l'alinéa 1 s'engagent pour la même durée. Les prix d'électricité et doivent être uniformes pour les consommateurs finaux présentant les mêmes caractéristiques de soutirage consommation. Ils sont considérés comme adéquats s'ils se situent dans la fourchette des prix du marché de produits électriques comparables durant l'année concernée (prix comparatifs du marché).

4 *Biffer*

Art. 34

3 L'article 6 de la modification du entre en vigueur au plus tôt deux ans après la décision définitive sur cette modification de loi.

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.5 Libéralisation du système de mesure

L'AES rejette la libéralisation partielle proposée, de même qu'une libéralisation plus étendue du système de mesure. Celle-ci entraîne une charge supplémentaire considérable et ne permet pas de faire concorder les droits et les obligations des acteurs impliqués. Le système de mesure existant, autocentré, dans lequel les gestionnaires de réseau en portent la responsabilité et en assument en grande partie eux-mêmes l'exécution ou le font exécuter par des tiers mandatés, est cohérent en soi, efficace et raisonnable sur le plan réglementaire. L'AES attire l'attention sur le fait qu'une grande majorité des gestionnaires de réseau assument parfaitement la responsabilité qui leur est confiée au niveau du système de mesure et d'information et procèdent continuellement à des améliorations de la qualité et des processus. C'est pourquoi il faut conserver la réglementation éprouvée du système de mesure.

La libéralisation partielle proposée présente des inconvénients considérables, tels:

- **La délimitation des processus au niveau des prestations de services de mesure entraîne des redondances.**
Même si les tiers procèdent à un premier contrôle qualité des données de mesure (exhaustivité et plausibilité) et sauvegardent les données brutes, les tâches du gestionnaire de réseau changent peu. Ce dernier doit aussi effectuer un contrôle qualité et définir des valeurs de substitution.

- **Une libéralisation partielle exige de nouveaux processus et de nouveaux procédés.**
En cas de libéralisation du système de mesure, les délimitations le long de la chaîne de processus doivent être fixées de façon très détaillée. De plus, il faut établir une gestion de l'accès aux mesures, dont font partie l'élaboration et la gestion des contrats, et il faut assurer l'organisation et la réalisation des processus de changement dans le système de mesure.

- **La hausse des coûts ne sert aucun intérêt général.**
Suite aux ruptures de processus et de systèmes qui surviennent lors de la séparation des processus de mesure, de l'implémentation des nouveaux processus nécessaires et des amortissements spécifiques qui doivent être réalisés pour les installations de mesure démontées, les coûts de mesure des gestionnaires de réseau augmentent. Les avantages d'efficacité et les économies d'échelle déjà réalisés sont perdus. En fin de compte, ce sont les clients qui ne peuvent pas choisir leur prestataire de service de mesure qui supportent cette hausse des coûts. À l'inverse, dans un marché avec des coûts fixes élevés et un volume de marché potentiel d'environ 33 millions CHF et 55 000 places de mesure⁹, une utilisation d'économies d'échelle ne semble possible que pour les fournisseurs déjà actifs aujourd'hui sur le marché. Dans cette situation, seuls les utilisateurs de réseau qui peuvent être intégrés à peu de frais sont attractifs pour les prestataires de services de mesure tiers (risque de « menu à la carte »). La nécessité de standardisation des interfaces et des protocoles de transmission des données a un effet réducteur – au moins temporairement – sur l'intensité de la concurrence. Contrairement à l'opinion du Conseil fédéral, l'AES considère comme hautement incertain que la concurrence se développe suffisamment et qu'un marché liquide se constitue dans la partie partiellement libéralisée du système de mesure. En outre, la charge supplémentaire considérable liée à la libéralisation est totalement disproportionnée en regard du volume de marché de 33 millions CHF, relativement faible: les coûts macroéconomiques seraient donc supérieurs au potentiel de gain. Une intervention aussi ample serait en outre disproportionnée par rapport à la faible utilité.

- **Un grand travail de régulation relatif au fractionnement des coûts et des processus commerciaux.**
Un fractionnement du système de mesure aujourd'hui intégré au niveau du gestionnaire de réseau suppose une régulation exhaustive et onéreuse, bien que la médiane de la part des coûts totaux du système de mesure et d'information soit seulement de 6% par rapport aux coûts influençables d'un gestionnaire de réseau. Le Conseil fédéral propose à ce sujet un calcul propre de la différence de couverture et la définition séparée du montant des rendements des capitaux propres (WACC) dans le système de mesure. Cela nécessite du côté des gestionnaires de réseau des ventilations importantes des coûts ainsi que le calcul et l'exploitation de nombreux tarifs de mesure, distingués selon l'outil de mesure et le type de prestation de service de mesure.

⁹ Volume du marché partiellement libéralisé, selon le Rapport explicatif (p. 39): 55 000 points de mesure; si l'on multiplie ce chiffre par des coûts de (max.) CHF 600 (critère d'intervention de l'EiCom), on obtient un marché de près de 33 millions de CHF.

- **Répartition des rôles problématique en matière de sécurité des données.**
En cas de libéralisation partielle du système de mesure, in conviendrait de renoncer à une séparation des rôles de l'exploitant du point de mesure et du prestataire de service de mesure. Les deux rôles impliquent une ligne de communication bidirectionnelle vers le système de mesure intelligent pour la maintenance (exploitant: p. ex. pour les mises à jour de firmware et la transmission sécurisée) et pour la consultation et la réception de données (prestataire). Cela rend la mesure de décompte des clients libres et des producteurs compliquée et chère. Par rapport à la sécurité des données, une répartition des rôles exige d'importants moyens (p. ex. cryptage) et s'accompagne de risques inutiles.
- **Une libéralisation viole le principe de la sécurité juridique et de la protection des investissements.**
La Stratégie énergétique 2050 oblige les gestionnaires de réseau à mettre en œuvre le déploiement de systèmes de mesure intelligents. Parallèlement, les coûts correspondants ont été attribués aux coûts du réseau, donc au monopole, par voie de loi et d'ordonnance. Les gestionnaires de réseau qui appliquent le mandat légal en toute bonne foi encourent le risque d'être confrontés à des coûts non amortissables en cas de libéralisation. Pour les producteurs d'électricité également, une libéralisation violerait le principe de la sécurité juridique. La Stratégie énergétique 2050 a exonéré des coûts de mesure les producteurs d'électricité qui construisent de nouvelles installations; désormais, ces coûts leur doivent à nouveau être imputés. Cela peut largement entraver la rentabilité des investissements et freiner, en fin de compte, le développement des énergies renouvelables.
- **Les expériences internationales ne sont pas convaincantes.**
L'un des exemples cités, l'Allemagne – avec un volume de marché bien plus élevé que celui de la Suisse – est le seul pays à avoir réalisé, il y a plus de 10 ans, une libéralisation complète. Le nombre de places de mesure exploitées par des tiers ne représente, encore aujourd'hui, que quelques millièmes, et aucune modification notable n'est à relever si l'on considère l'évolution des prix.

Pour conclure, l'AES attire l'attention sur le fait que la surveillance du prix et de la qualité par l'EiCom est d'ores et déjà possible et ne justifie pas une libéralisation partielle et l'extension de la réglementation. L'EiCom peut intervenir par des mesures correctrices auprès des gestionnaires de réseau qui ne sont pas en mesure de mettre à disposition les données de mesure avec la qualité et la disponibilité requises et à des coûts raisonnables. L'AES demande par conséquent de s'en tenir aux dispositions légales en vigueur aujourd'hui.

Requête:

Art. 17a

Biffer

Art. 17a^{bis}

Biffer

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.6 Flexibilités

Le gestionnaire de réseau est déjà tenu par la loi de garantir un réseau sûr, performant et efficace (art. 8, al. 1, LApEI), et seuls les coûts correspondants sont imputables (art. 15, al. 1, LApEI). Une extension du réseau conforme aux besoins, économiquement supportable et donc efficace doit mettre au centre l'utilisation de la capacité. Si la capacité n'est utilisée par une injection que sporadiquement, il n'est pas efficace d'étendre le réseau et d'imputer les coûts sur les consommateurs finaux. Avec la télécommande centralisée, par exemple, les gestionnaires de réseau misent donc depuis longtemps sur les flexibilités – avec succès. Leur utilisation ne cesse de gagner en importance avec la décentralisation de l'approvisionnement en électricité et la fluctuation croissante des quantités injectées. Le gestionnaire de réseau devra en outre respecter le principe ORARE dès l'entrée en vigueur de la Stratégie Réseaux électriques, principe qui demande que le réseau soit optimisé avant d'être renforcé ou étendu.

Les flexibilités peuvent être utiles au marché, au système ou au réseau, ces fins pouvant toutefois se trouver en concurrence. Si le gestionnaire de réseau ne peut contracter suffisamment de flexibilités en vue d'une utilisation au service du réseau, il doit augmenter les capacités de ce dernier, ce qui entraîne une hausse des coûts de réseau, et donc des tarifs d'utilisation. L'exploitation des flexibilités au service du réseau est donc prépondérante pour que le gestionnaire puisse aussi bien se conformer aux dispositions légales susmentionnées que garantir la stabilité du réseau, qui est essentielle d'un point de vue macroéconomique. Afin de garantir une exploitation sûre et efficace du réseau, il convient d'impliquer l'ensemble des acteurs et des utilisateurs du réseau. En particulier lorsque le réseau est fortement sollicité, la disponibilité des flexibilités au service de ce dernier revêt une importance prioritaire et doit être garantie par la législation. Cela inclut la possibilité de procéder à une réduction des pics d'injection (peak shaving) dans un cadre strictement défini. La gestion de l'injection est évoquée par le Conseil fédéral lui-même, qui voit en elle une solution particulièrement attractive (Rapport explicatif, pp. 24 et 28). Il convient donc d'y avoir recours. L'exploitation des flexibilités doit en outre être combinée avec une tarification du réseau adaptée à la réalité actuelle et conforme au principe de causalité (cf. chapitre 2.7).

La régulation des flexibilités proposée doit être modifiée en ce sens, comme suit:

- **Meilleure utilisation des capacités grâce à une gestion de puissance d'injection modérée.**
 Une réduction des pointes de charge d'installations photovoltaïques peut permettre d'atteindre, dans l'intérêt de l'économie globale, un degré élevé d'amélioration de l'efficacité en faveur des consommateurs finaux qui paient la rémunération pour le réseau.
 Les gestionnaires de réseau de distribution sont soumis à une obligation de reprise. Le réseau de distribution doit être en mesure de supporter la puissance d'injection maximale afin de garantir la possibilité d'injecter au réseau à tout moment l'ensemble de l'énergie produite. Or de nombreuses installations de production décentralisées (photovoltaïques, notamment) n'atteignent cette puissance que quelques jours dans l'année. En outre, cette puissance, contrairement à la plupart des applications de consommation, n'est pratiquement jamais imbriquée. Pour le réseau de distribution, cela occasionne des coûts très élevés pour reprendre relativement peu d'énergie. Il faut donc prévoir de pouvoir réduire au besoin la puissance d'injection à 70% de la puissance photovoltaïque installée. Pour le producteur, il en résulte une perte d'énergie minimale (de 3% au maximum), qui intervient en outre à un moment où aucune pénurie d'électricité n'est généralement constatée. En revanche, cette mesure permettrait de réduire massivement les coûts d'extension du réseau: selon les chiffres avancés par l'OFEN, deux tiers environ des coûts d'extension du réseau pourraient être évités (entre 5,8 et

8,1 milliards CHF d'ici à 2035).¹⁰ Cela contribuerait par conséquent à une mise en œuvre efficace des objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

L'implication du côté des producteurs a fait ses preuves à l'échelle internationale: des études internationales montrent également qu'on peut ainsi économiser des coûts de réseau considérables ou éviter une augmentation des tarifs du réseau.¹¹ Le gestionnaire de réseau de distribution peut par ailleurs prendre d'autres mesures pour garantir une exploitation sûre du réseau, par exemple un soutien dans le cadre du maintien de la tension et de la tenue de la fréquence.

– **Il n'y a aucun besoin de réglementation pour les relations contractuelles.**

Compte tenu de la nécessité susmentionnée de recourir aux flexibilités au service du réseau, et tant que l'exploitation sûre du réseau n'est pas remise en question, l'AES partage l'avis selon lequel les droits à la flexibilité doivent être affectés aux différents utilisateurs du réseau et que ces derniers doivent en principe pouvoir décider de faire usage de cette flexibilité. Si un marché de flexibilités est mis en place, l'utilisateur du réseau a le pouvoir décisionnel et le choix quant à la mise à disposition de sa flexibilité. Il peut l'utiliser lui-même pour optimiser sa propre acquisition de courant, la mettre à disposition à des tiers à des fins de compensation au sein de groupes-bilan, ou la céder au gestionnaire de réseau, contre rémunération, afin de servir le réseau. En raison de ces possibilités d'utilisation multiples, il n'existe en principe aucun besoin de réglementation par l'État des relations contractuelles. Du reste, il existe déjà des dispositions du droit de la concurrence (notamment l'art. 5 de la Loi sur les cartels, qui concerne les accords illicites, et l'art. 7, qui concerne les abus de position dominante). De plus, les flexibilités au service du réseau possèdent une valeur différente en fonction du site, de la durée et du moment de l'utilisation ainsi que de la situation de réseau. La prescription de conditions contractuelles uniformes empêcherait une utilisation efficace de la flexibilité dans le domaine du réseau. En outre, il doit également être permis au gestionnaire de réseau de distribution de s'assurer des flexibilités à long terme.

– **Il convient de renoncer à des prescriptions unilatérales aux dépens des gestionnaires de réseau de distribution.**

Si des prescriptions sont imposées de façon unilatérale aux gestionnaires de réseau de distribution, alors que l'acteur concurrent n'est soumis à aucune réglementation, cela crée des distorsions de la concurrence. Cela complique en outre l'utilisation de la flexibilité là où elle peut déployer la plus grande utilité. Du point de vue des coûts, il existe déjà la possibilité de corriger les rémunérations excessives, rendant ainsi superflus les réglementations et les contrôles complémentaires. Les rémunérations pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents doivent d'ores et déjà être présentées séparément vis-à-vis de l'EiCom. Aucune prescription légale relative aux rémunérations ou aux conditions contractuelles n'est par conséquent nécessaire.

– **Garantir la sécurité juridique pour les systèmes existants.**

La réglementation transitoire en vigueur pour les systèmes de commande et de réglage intelligents existants doit être conservée afin de préserver la sécurité juridique pour ces systèmes. L'exploitation de ces derniers doit pouvoir se poursuivre comme jusqu'à présent, tant que les consommateurs fi-

¹⁰ Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze. Aktualisierung 2017, Consentec sur mandat de l'OFEN, mars 2017; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_680490960.pdf (en allemand)

¹¹ «Moderne Verteilernetze für Deutschland» (Verteilernetzstudie), Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) et E-Bridge Consulting GmbH sur mandat du Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), septembre 2014; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (en allemand)

naux, les exploitants de stockage ou les producteurs concernés n'interdisent pas leur utilisation (opt out).

Requête:

Art. 8

1^{bis} Les producteurs d'électricité, les consommateurs finaux et les autres acteurs raccordés directement ou indirectement au réseau soutiennent leur gestionnaire de réseau quant aux mesures visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau. Le Conseil fédéral peut en outre édicter des dispositions pour obliger les producteurs d'électricité, les consommateurs finaux et les autres acteurs raccordés directement ou indirectement au réseau à soutenir également l'exploitation efficace du réseau.

Art. 17^{bis}

1 La flexibilité, qui est liée à la possibilité de gérer le soutirage, le stockage et l'injection de l'électricité et qui est notamment utilisée au moyen de systèmes de commande et de réglage intelligents, appartient au consommateur final, à l'exploitant de stockage ou au producteur concernés (détenteurs de flexibilité). L'utilisation de la flexibilité par des tiers est régie par contrat. Si l'utilisation contractuelle de la flexibilité entraîne des coûts supplémentaires pour le gestionnaire de réseau de distribution, le gestionnaire de réseaux en amont ou le responsable de groupe-bilan, ils sont autorisés à répercuter ces coûts au propriétaire de la flexibilité, de manière adéquate et conformément au principe de causalité.

2 Les gestionnaires d'un réseau de distribution ont la possibilité d'utiliser la flexibilité au service du réseau dans le cadre de leur exploitation du réseau et de leur zone de desserte. À cette fin, ils concluent des contrats non discriminatoires avec les propriétaires de la flexibilité. (Biffer le reste)

3 *Biffer et reformuler:*

L'injection dans le réseau issue d'installations de production d'énergie électrique à partir d'énergie solaire peut être réduite sans indemnité par le gestionnaire de réseau de l'ordre de 3 pour-cent au maximum de la quantité de production annuelle. A cet effet, les exploitants d'installations de plus de 30 kVA munissent leur point de raccordement d'équipements techniques qui permettent au gestionnaire de réseau de réduire à distance et à tout moment la puissance d'injection en cas de surcharge du réseau. L'injection de la puissance active jusqu'à et y compris 30 kVA doit être limitée à 70 pour-cent de la puissance installée.

4 Ils peuvent ...

- a. ajustement ou autre gestion d'une part déterminée de l'injection au-delà de l'alinéa 3;
- b. sans rémunération, utilisation transitoire, lorsque d'autres mesures liées au réseau sont déjà introduites mais sans être encore suivies d'effets;

5 Le Conseil fédéral règle les détails relatifs aux alinéas 3 et 4. (Biffer le reste)

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.7 Tarification du réseau

Le cadre actuel de la tarification du réseau ne répond plus aux réalités et évolutions depuis fort longtemps déjà. Le modèle tarifaire doit inclure les acteurs du marché quant à la responsabilité d'une exploitation du réseau stable et sûre. Les consommateurs finaux possédant leur propre installation de production par exemple n'occasionnent pas forcément des coûts de réseau plus faibles que les autres, et ce, en dépit de

leur consommation propre. En effet, le réseau doit être dimensionné de telle sorte qu'eux aussi puissent à tout moment soutirer du réseau toute l'électricité nécessaire pour couvrir leurs besoins. Les prescriptions actuelles, fortement basées sur les tarifs de travail, mènent ainsi à une répartition des coûts au détriment des consommateurs finaux restants, ce qui est indésirable sur les plans macroéconomique et social.

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. Le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. aussi l'infrastructure de charge pour l'électromobilité), rend une tarification de la puissance soutirée de plus en plus incontournable afin de garantir l'utilisation efficace du réseau et de respecter le principe de causalité pour les tarifs d'utilisation du réseau, exigés par la LApEI (art. 8, al. 1, et art. 14, al. 3, LApEI), et afin de rendre compte de la volonté politique souhaitant une évolution vers des structures décentralisées et des solutions de consommation propre. Une plus grande liberté d'action pour les gestionnaires de réseau s'impose donc de façon urgente dans la tarification du réseau pour permettre d'adapter le financement des coûts de réseau aux réalités actuelles.

La Stratégie énergétique 2050 a déjà permis de parvenir à des améliorations substantielles à l'échelle de la loi, mais celles-ci n'ont pas été prises en compte dans l'ordonnance. Par conséquent, aucune modification de la loi n'est en principe nécessaire pour permettre une tarification du réseau appropriée. Les prescriptions de calcul des tarifs concrètes proposées au niveau de la loi sont en outre trop rigides et ne tiennent pas compte de la dynamique et de la complexité du marché de l'électricité et de la tarification du réseau. Dans l'optique de l'entrée en vigueur de la LApEI révisée, elles empêchent en particulier des évolutions possibles vers des tarifs dynamiques. Cela revêt notamment une grande importance dans le contexte de la convergence des infrastructures (couplage des secteurs) car, autrement, celle-ci serait entravée.

Si des modifications doivent tout de même être effectuées dans la LApEI, il convient de tenir compte des aspects suivants:

– **Il faut accorder plus de poids aux besoins de puissance et une plus grande marge de manœuvre est nécessaire.**

Les coûts sont principalement générés par les travaux de construction de l'infrastructure: les dépenses liées au capital immobilisé représentent la plus grande partie des coûts des réseaux d'électricité. La puissance commandée est à l'origine d'investissements importants, car c'est elle qui définit le dimensionnement du réseau. L'AES salue par conséquent la possibilité de prendre davantage en compte la puissance dans la tarification. À cet égard, le projet de consultation est cependant trop limité et a un impact inutilement restrictif sur une tarification appropriée. Les réglementations correspondantes doivent en outre être ancrées à l'échelle de l'ordonnance et non de la loi. Les prescriptions concrètes de calcul de tarif au niveau de la loi, telles que proposées dans le nouvel al. 3^{bis} de l'art. 14 LApEI, sont trop rigides et ne satisfont ni à la dynamique et à la complexité du marché de l'électricité et de la tarification du réseau ni aux changements souhaités par le biais de la Stratégie énergétique 2050.

– **Pas d'adaptation de la formule de report.**

Du point de vue de l'AES, la formule de report actuelle constitue un système équilibré et éprouvé. Le Rapport explicatif évoque que le principe du volume effectif d'énergie nette doit être introduit dans l'OApEI (Rapport explicatif, p. 35). L'AES s'oppose à ce principe. Il aurait pour conséquence que l'acceptation de la Stratégie énergétique 2050 baisse dans des régions ayant beaucoup de nouvelle production. Les consommateurs finaux des zones de desserte correspondantes seraient davantage

impactés par les tarifs de réseau, dans la mesure où la charge occasionnée aux niveaux de réseau supérieurs du fait des réinjections d'énergie serait répercutée de façon proportionnelle sur les niveaux de réseau inférieurs – et par conséquent, sur leurs consommateurs finaux.

Avec l'adaptation prévue à 90% de la puissance, les clients industriels du niveau de réseau 3, mais aussi ceux du niveau de réseau 5, devraient supporter une forte charge supplémentaire. Cela affaiblirait inutilement la place économique suisse.

– **Pas d'adaptation du calcul des coûts d'exploitation.**

L'AES partage les affirmations du Rapport explicatif au sujet de l'art. 15 LApEI concernant les bénéfices, dans la mesure où les coûts d'exploitation au sens strict ne comportent pas de composante de bénéfice (Rapport explicatif, p. 66). Cependant, aussi bien le document de la branche que l'EICom dans le cadre de sa pratique actuelle prévoient que les coûts d'exploitation figurant dans le reporting de l'EICom puissent comprendre non seulement les coûts d'exploitation au sens de la gestion d'exploitation, mais aussi des coûts de capitaux. C'est le cas si l'exploitation du réseau nécessite des actifs autres que les actifs immobilisés de l'exploitation du réseau. Les infrastructures informatiques et les bâtiments administratifs en sont des exemples typiques. Étant donné que, selon le Rapport explicatif, rien ne doit être changé à la pratique actuelle (Rapport explicatif, p. 66), il convient de renoncer à la modification de loi proposée.

Il convient de renoncer à l'adaptation dans l'OApEI de la réglementation relative à l'imputabilité des prestations d'autres unités de l'entreprise ou du groupe de sociétés, évoquée dans le Rapport explicatif au sujet de l'art. 15 LApEI (Rapport explicatif, p. 67). La pratique consiste d'ores et déjà (et est prévue comme telle dans les documents de la branche) à ce que les coûts imputables pour les prestations fournies par d'autres unités de l'entreprise ou du groupe de sociétés ne puissent dépasser ceux qui auraient été pris en compte si les prestations avaient été fournies par l'exploitation du réseau proprement dite. En revanche, une limitation supplémentaire aux prix du marché contrevient à l'actuelle liberté d'organisation du gestionnaire de réseau. La problématique de la réglementation est manifeste en ce qui concerne la compensation des coûts de construction et informatiques, qui incluent aussi des coûts de capitaux, pose des problèmes manifestes. Des bâtiments administratifs, par exemple, appartiennent souvent de façon agrégée à une autre société du groupe. La compensation de coûts avec la société du réseau suit des principes réglementaires (coûts d'acquisition et de fabrication, WACC, durée d'utilisation réglementaire). Une comparaison avec les loyers du marché serait d'abord complexe et mènerait par conséquent, en fonction du site, à des transferts d'actifs inutiles et inefficaces entre les sociétés du groupe.

Enfin, l'AES tient à souligner que de plus en plus de coûts étrangers au réseau doivent être inclus dans les coûts de réseau ou répercutés sur ces derniers. Cela s'applique par exemple au supplément sur les coûts de transport ou aux coûts des services-système ainsi que, à l'avenir, aux coûts pour la mise à disposition de la réserve de stockage. La facturation de tels coûts étrangers au réseau via les coûts de réseau est objectivement erronée et renchérit les coûts de réseau. Elle crée ainsi un subventionnement caché qui accroît les incitations à des solutions de consommation propre et mène donc indirectement à une désolidarisation croissante en ce qui concerne le financement des coûts de réseau, des coûts de système (services-système), des concessions (communes, redevance hydraulique) ou encore des instruments d'encouragement (supplément sur les coûts de transport conformément à la Loi sur l'énergie), dès lors que la liberté d'organisation en matière de tarification du réseau demandée plus haut n'est pas garantie. En outre, il serait approprié de prévoir un financement conforme au principe de causalité, idéalement basé sur la consommation d'énergie brute.

Requête:

Art. 14

2 La rémunération pour l'utilisation du réseau est perçue sur la base des tarifs d'utilisation du réseau et doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement. Ces derniers sont fixés pour une année par les gestionnaires de réseau et doivent:

2^{bis} Le gestionnaire de réseau peut répartir ses consommateurs finaux par niveau de tension en différents groupes de clients. L'affectation d'un consommateur final à un groupe de clients doit s'aligner sur son comportement au point de prélèvement.

3 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:*

Les tarifs d'utilisation du réseau doivent:

c. ~~se baser sur le profil de soutirage et~~ être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire;

e. tenir compte d'une infrastructure de réseau efficace et d'une utilisation de l'électricité efficaces et poser des incitations pour une exploitation stable et sûre du réseau.

3^{bis} *Biffer*

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.8 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 sous réserve que la charge soit raisonnable pour les gestionnaires de réseau de distribution, que les circonstances structurelles spécifiques des entreprises soient prises en compte, que les publications représentent une plus-value et que le risque d'accusations infondées soit réduite au minimum.

Différentes adaptations de la régulation proposée sont nécessaires, notamment:

- **Poursuite de l'échange entre l'autorité et la branche.**
Lors de l'élaboration de la régulation Sunshine, l'EiCom a collaboré avec la branche avec succès. Grâce à cela, de bons résultats ont pu être atteints. Cet échange éprouvé doit être conservé.
- **Critères qui peuvent être relevés et qui sont mesurables et comparaisons fondées scientifiquement.**
Les gestionnaires de réseau ont droit à ce que les chiffres de comparaison publiés soient établis avec le plus grand soin, ce afin d'éviter toute inégalité de traitement. Si des comparaisons non justifiables scientifiquement sont établies (p. ex. en cas d'utilisation de médianes et de moyennes non pondérées alors qu'une pondération serait opportune), cela peut mener à une distorsion de la représentativité. Les comparaisons doivent donc reposer sur des méthodes fondées scientifiquement.
- **Transparence du raisonnement.**
Une transparence totale doit s'appliquer. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent obtenir suffisamment de temps avant la publication pour consulter les résultats, afin d'éviter les erreurs et les interprétations erronées possibles. En outre, le calcul des chiffres-clés doit être transparent afin d'être

compréhensible pour les gestionnaires de réseau de distribution. Pour ce faire, le raisonnement détaillé doit être communiqué aux gestionnaires de réseau de distribution pour chaque chiffre-clé. La constitution des groupes de comparaison et la répartition au sein de ces derniers doivent également être rendues transparentes.

Le système actuel de régulation fonctionne. Il crée des incitations à faire preuve d'efficacité dans la gestion des coûts dans la mesure où ceux-ci peuvent être contrôlés à tout moment ou réduits ultérieurement par l'EiCom. En effet, seuls les coûts d'un réseau sûr, performant et efficace sont imputables. Depuis l'entrée en vigueur de la régulation existante, l'approvisionnement suisse en électricité demeure à un niveau de qualité élevé et des investissements importants sont effectués et ce, alors que les tarifs d'utilisation du réseau sont globalement stables et que les coûts d'exploitation des réseaux sont en baisse. L'AES considère par conséquent comme infondée l'affirmation du Rapport explicatif selon laquelle de «fausses incitations fondamentales» existeraient dans le système actuel basé sur les coûts (Rapport explicatif, p. 23). Le développement du système actuel via la régulation Sunshine est viable et adapté pour autant que les critères susmentionnés soient remplis. Le contrôle de l'efficacité des gestionnaires de réseau dans ce cadre doit rester la tâche exclusive de l'EiCom, compétente du fait du mandat d'exécution qui lui a été conféré par la LApEI. Une attribution à l'OFEN, telle que stipulée à l'art. 22, al. 3 LApEI, et dans le Rapport explicatif (Rapport explicatif, p. 54), ne serait en revanche pas appropriée. L'AES refuse en outre clairement le préavis, dans la loi, d'une régulation incitative. Non seulement il reste obscur selon quels critères les gains d'efficacité visés seraient jugés suffisants ou insuffisants, mais on néglige aussi le fait qu'il faut d'abord accumuler des expériences avec le système de régulation adapté, et ce aussi dans le contexte du principe ORARE (nouvel art. 9b, al. 2, LApEI selon la Stratégie Réseaux électriques). Il sera ensuite à la discrétion du Conseil fédéral de soumettre le cas échéant la mise en œuvre d'autres mesures au niveau législatif.

Afin de justifier le besoin d'action dans le domaine de la régulation du réseau, le Conseil fédéral avance que les rémunérations pour l'utilisation du réseau en Suisse sont élevées en comparaison internationale. Il s'appuie pour cela sur un rapport de BET.¹² Les comparaisons figurant dans ce rapport omettent cependant de corriger les coûts des parités de pouvoir d'achat notamment (PPA PIB et PPA consommation individuelle selon l'OFS). Les coûts plus importants en Suisse sont en particulier la conséquence du niveau de prix et de salaire plus élevé. En outre, les topographies et qualités de l'approvisionnement qui diffèrent selon les pays comparés ne sont pas prises en compte. Il convient par exemple de noter que la Suisse occupe depuis de nombreuses années une place de leader à cet égard et que ses valeurs indicatives en ce qui concerne les interruptions de l'approvisionnement prévues et imprévues (SAIDI et SAIFI) se sont même améliorées ces dernières années.¹³ Une qualité aussi élevée de l'approvisionnement va de pair avec des coûts plus élevés. Un autre élément dont le rapport ne tient pas suffisamment compte est l'évolution du taux de change, établi à 1 EUR = CHF 1.20. Cela pourrait convenir pour les coûts d'exploitation, mais pas pour les installations existantes. Ces dernières ont été construites au cours des 40 dernières années, voire avant. À cette époque, le taux de change moyen était généralement plus élevé. C'est aussi pour cette raison que le réseau électrique suisse est décrit comme plus onéreux qu'il ne l'est vraiment.

Rien qu'en corrigeant les coûts des parités de pouvoir d'achat, il s'avère que les coûts de réseau des fournisseurs d'électricité suisses se situent dans la moyenne en comparaison avec les coûts des gestionnaires

¹² Markt- und Wettbewerbsanalyse. Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG vom Oktober 2018, BET Suisse AG sur mandat de l'OFEN, octobre 2018;

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_824626892.pdf (en allemand)

¹³ Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2017, EiCom, mai 2018;

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2018/Qualit%C3%A9%20de%20l%E2%80%99approvisionnement%20en%20%C3%A9lectricit%C3%A9%20en%202017.pdf>

de réseau de distribution européens. Ils sont comparables aux coûts en Allemagne ou en Autriche. Force est donc de constater que les gestionnaires de réseau de distribution suisses ont leurs coûts de réseau sous contrôle, contrairement aux affirmations du Conseil fédéral. Ce bon résultat est déjà atteint dans le régime de régulation actuel et remet plutôt en question le rapport coûts-bénéfices de régimes de régulation incitative complexes. En outre, il convient de souligner que l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau n'est pas un indicateur pour l'augmentation de l'efficacité, car ces rémunérations peuvent notamment aussi dépendre de la consommation.

Requête:

Art. 22a

1 L'EICom compare dans son domaine de régulation (art. 22, al. 1 et 2) les gestionnaires d'un réseau de distribution en vue d'améliorer la transparence pour les consommateurs finaux et de contribuer à une qualité adéquate et à une efficacité accrue des prestations. Pour ce faire, elle collabore avec les parties concernées. Elle publie les résultats concernant les gestionnaires d'un réseau de distribution individuels ou les groupes de gestionnaires d'un réseau de distribution sous forme de présentation comparative. Elle recourt alors à des méthodes fondées scientifiquement.

2 L'EICom établit notamment des comparatifs dans les domaines suivants:

- c. *Biffer*
- d. *Biffer*
- e. *Biffer*
- f. *Biffer*

2^{bis} L'EICom met à la disposition des gestionnaires de réseau de distribution les comparatifs avant leur publication pour consultation. Le raisonnement concernant les résultats doit être transparent et communiqué aux gestionnaires de réseau de distribution. Le nom des gestionnaires de réseau de distribution qui sont comparés entre eux est également communiqué.

3 *Biffer*

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.9 Obligation de renseigner et transmission de données

L'AES rejette formellement l'extension de l'obligation de renseigner vis-à-vis des autorités, et ce, en particulier si l'on considère les extensions prévues sur la transmission des données. Aujourd'hui déjà, les très diverses obligations de reporting, les monitorings et les relevés spécifiques de données représentent une charge énorme pour l'EAE. Il y a fréquemment une disproportion flagrante entre le but, la pertinence et la charge que représentent les collectes, notamment pour les monitorings et les relevés de données uniques. Des collectes et transmissions de données problématiques sont également prévues dans le cadre de la réserve de stockage (cf. chapitre 2.2).

Les modifications suivantes doivent être apportées aux prescriptions:

- **L'obligation légale de renseigner doit se limiter à l'exécution de la loi.**
L'obligation de renseigner ne doit pas ouvrir grand la porte à la satisfaction de n'importe quel intérêt en matière de données. À une obligation de renseigner aussi étendue s'oppose en particulier aussi le

droit constitutionnel de la liberté économique. Par ailleurs, une telle obligation est en contradiction avec l'exigence d'agir conformément à la loi, en particulier par l'aspect du principe de précision.

- **La collecte des données doit être réduite au minimum nécessaire.**
Les fournitures de données génèrent une charge de travail colossale au sein des entreprises concernées. Il convient par conséquent de renoncer aux collectes de données qui n'ont aucune utilité concrète au regard de l'objectif poursuivi et de les limiter au minimum.
- **La transmission de données entre les autorités ne doit pas être illimitée.**
L'AES rejette la transmission de données pratiquement illimitée entre l'EICoM et l'OFEN prévue à l'art. 27 LApEI. La proposition qui permet aux deux autorités de faire valoir de façon quasi illimitée des obligations de renseigner est particulièrement inacceptable en lien avec la modification de l'art. 25, al. 1, LApEI. Même si l'on laisse de côté la modification à l'art. 25, al. 1, LApEI, le seul droit de l'autre autorité de se procurer des données ne peut pas suffire pour la transmission des données. Il faudrait au minimum une base légale claire et concrète pour la transmission des données correspondantes, ainsi qu'un intérêt pertinent à se procurer les données qui doit pouvoir être prouvé au cas par cas, et les personnes concernées devraient être informées de la transmission des données. L'AES tient notamment à signaler que l'évaluation de l'évolution de l'efficacité et des coûts dans le domaine du réseau dans le cadre de la régulation Sunshine doit incomber exclusivement à l'EICoM et qu'il ne s'agit pas d'une tâche de l'OFEN, contrairement au souhait exprimé dans le Rapport explicatif (Rapport explicatif, p.54). L'OFEN n'a aucunement besoin de ces données (cf. chapitre 2.8).
- **La collecte des données pour l'exploitation sûre du réseau de transport doit être proportionnelle.**
Pour le cas effectif d'une mise en danger de la sécurité d'exploitation du réseau de transport, les exploitants de centrale ont d'ores et déjà conclu avec l'EICoM un accord qui garantit la transmission des données par l'EICoM en cas de danger. Par conséquent, une réglementation légale allant plus loin n'est pas nécessaire. Il convient de tenir compte dans ce contexte du fait qu'avec une transmission des données à la société nationale du réseau de transport, celle-ci recevrait en tant que seule demandeuse (monopsoniste) de divers services-système (tels que l'énergie de réglage, le redispatching et les réserves de stockage), et donc en tant qu'actrice du marché, un avantage concurrentiel inadmissible vis-à-vis des fournisseurs. Du point de vue du droit de la concurrence, la transmission de données est extrêmement problématique et doit donc être limitée au strict minimum.

Requête:

Art. 25

1 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:*

Les entreprises du secteur de l'électricité sont tenues de donner aux autorités compétentes les informations nécessaires à l'exécution de la présente loi ~~et à d'autres tâches~~ qui lui sont liées et de mettre à leur disposition les documents requis.

Art. 27

3 *Biffer*

4 En cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport, l'EICoM peut transmettre les données nécessaires à la société nationale du réseau de transport; ~~elle ne peut se procurer qu'à cette~~

~~fin les données qui ne sont pas encore en sa possession.~~ Elle informe les personnes concernées avant de transmettre les données.

Autres requêtes cf. synopsis en annexe.

2.10 Plateforme de données

En vue de l'ouverture complète du marché, l'AES soutient la constitution d'un registre centralisé des points de mesure. Des initiatives de la branche de réaliser des plateformes de données sont déjà en cours. L'AES est critique vis-à-vis de l'affirmation du Rapport explicatif, selon laquelle le Conseil fédéral vise une plateforme de données centralisée (Rapport explicatif, p. 43). Il faut privilégier des solutions subsidiaires par rapport aux prescriptions et directives étatiques. L'AES rejette par conséquent aussi la recommandation formulée dans l'étude mandatée par l'OFEN à ce sujet, selon laquelle il faut reconnaître les coûts non encore amortis et amortir les initiatives existantes.¹⁴ De telles déclarations d'intention sabordent les activités de la branche, car aucune EAE responsable n'investira dans des initiatives susceptibles d'être abandonnées.

Requête:

- Des initiatives de la branche visant à établir une plateforme de données sont d'ores et déjà en cours. Il convient de privilégier des solutions subsidiaires par rapport à des prescriptions et directives étatiques.

Mesdames, Messieurs, nous vous remercions de l'attention que vous porterez à notre prise de position et nous tenons à votre disposition pour toute question ou discussion.

Meilleures salutations

AES



Michael Frank
Directeur



Nadine Brauchli
Responsable Économie et Régulation

Annexe:

- Synopsis contenant les requêtes et les raisonnements

¹⁴ Datahub Schweiz: Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, THEMA Consulting Group sur mandat de l'OFEN, octobre 2018, p. 103; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_238067292.pdf (en allemand)