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

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 LApEl. Elle se prononce comme suit.

Récapitulatif des principales requêtes de l'AES

L'AES prend connaissance de la révision de la LApEl 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 LApEl 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 LApEl a en principe fait ses preuves. Des interventions étatiques et des adaptations du cadre régulatoire 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 LApEl, 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 les 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, associés 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 régulatoire. 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'ElCom 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 LApEl 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'ElCom 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, ElCom, 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'ElCom exige des incitations pour la production hivernale, communiqué de presse de l'ElCom, 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 régulatoires 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 LApEl 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 LApEl avait fait ses preuves sur le principe.

Les difficultés de la phase initiale de la LApEl ont été surmontées, les possibilités de passage au marché libre sont largement utilisées, l'ElCom 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 LApEl 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 régulatoires 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 régulatoire.

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 régulations 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 régulatoire. 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 régulations 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 2.1et 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 LApEl 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 LApEl 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 régulatoire ne doivent avoir lieu qu'en cas 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 CO_2 efficace. Une politique climatique conséquente, efficace et coordonnée au niveau européen est donc nécessaire. Un prix élevé du CO_2 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 tabler 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 LApEl.

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'ElCom.

- **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, ElCom, Confédération). Si l'ElCom 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'ElCom. 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'ElCom. 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'ElCom 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'ElCom 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'ElCom 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 LApEl. 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'ElCom (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 LApEl.

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 régulatoire, 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 régulatoire 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'ElCom 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'ElCom n'est donc plus appropriée et donne lieu à une régulation excessive. L'ElCom 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, LApEl, 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 LApEl 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 régulatoire. 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 spéciaux 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 mesure[9], 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'ElCom), 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'ElCom est d'ores et déjà possible et ne justifie pas une libéralisation partielle et l'extension de la réglementation. L'ElCom 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, LApEl), et seuls les coûts correspondants sont imputables (art. 15, al. 1, LApEl). 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 minime (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'ElCom. 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

1bis 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. 17b^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 couts 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 LApEl (art. 8, al. 1, et art. 14, al. 3, LApEl), 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 LApEl 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 LApEl, 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. 3bis de l'art. 14 LApEl, 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'OApEl (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 LApEl 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'ElCom dans le cadre de sa pratique actuelle prévoient que les coûts d'exploitation figurant dans le reporting de l'ElCom 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'OApEl 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 LApEl (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 régulatoires (coûts d'acquisition et de fabrication, WACC, durée d'utilisation régulatoire). 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:~~

2bis 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.

3bis *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'ElCom 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'ElCom. 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'ElCom, compétente du fait du mandat d'exécution qui lui a été conféré par la LApEl. Une attribution à l'OFEN, telle que stipulée à l'art. 22, al. 3 LApEl, 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, LApEl 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, ElCom, 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'ElCom 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'ElCom établit notamment des comparatifs dans les domaines suivants:

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

2bis L'ElCom 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'ElCom et l'OFEN prévue à l'art. 27 LApEl. 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, LApEl. Même si l'on laisse de côté la modification à l'art. 25, al. 1, LApEl, 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 doive 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'ElCom 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'ElCom un accord qui garantit la transmission des données par l'ElCom 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'ElCom 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)

Loi sur l'approvisionnement en électricité LApEl

23.1.2019

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Chapitre 1 Dispositions générales			
Art. 4 Définitions	***Art. 4, al. 1, let. e, g, j, k, l et m***	**Art. 4**	**Art. 4**
1 Au sens de la présente loi, on entend par:	1 Au sens de la présente loi, on entend par:	1 Au sens de la présente loi, on entend par:	
a. réseau électrique: l'ensemble d'installations constitué d'un grand nombre de lignes et des équipements annexes nécessaires au transport et à la distribution d'électricité; ne sont pas considérées comme des réseaux les installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine telles que celles que l'on trouve sur des périmètres industriels ou dans les bâtiments;			
b. consommateur final: le client achetant de l'électricité pour ses propres besoins; cette définition n'englobe ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage.		b. consommateur final: le client achetant de l'électricité pour ses propres besoins; cette définition n'englobe ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage, <u>ni celle des dispositifs de stockage purs.</u>	**Concernant l'al. 1, let. b:** les dispositifs de stockage purs devraient être traités de la même façon, quelle que soit la technologie. Il convient de formuler clairement que la réinjection vaut pour les centrales de pompage-turbinage et les autres dispositifs de stockage. Pour permettre une mise en œuvre de façon technologiquement neutre par analogie avec les centrales de pompage-turbinage, il convient d'intégrer le concept de «dispositifs de stockage purs» à l'al. 1, let. b, et de le définir plus précisément dans l'OApEl au sens des explications suivantes: Personne ne remet en question globalement le modèle orienté sur le point de raccordement, qui prévoit une prise en charge des coûts côté prélèvement et qui est appliqué depuis l'entrée en vigueur de la LApEl. Par conséquent, le paiement des rémunérations pour l'utilisation du réseau par les consommateurs finaux a été réglé à l'art. 14, al. 2, LApEl. Selon l'art. 4, al. 1, LApEl, un consommateur final est défini comme un client qui achète de l'électricité pour sa propre consommation. L'énergie qui est soutirée du réseau dans le but d'une revente ultérieure, puis stockée et réinjectée plus tard au point de soutirage, n'a pas été acquise à des fins de consommation. Les installations qui servent exclusivement à cette fin sont désignées comme étant des dispositifs de stockage purs par les documents de la branche. Ces disposi-
c. énergies renouvelables: l'énergie hydraulique, l'énergie solaire, l'énergie géothermique, la chaleur ambiante, l'énergie éolienne ainsi que l'énergie tirée de la biomasse et des déchets de biomasse;			
d. accès au réseau: le droit d'utiliser le réseau afin d'acquérir de l'électricité auprès d'un fournisseur de son choix ou d'injecter de l'électricité;			
e. énergie de réglage: l'électricité dont l'apport est automatique ou commandé à partir de centrales et qui	e. énergie de réglage: l'électricité dont l'apport est automatique ou commandé manuellement et qui est		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
est destinée à maintenir les échanges d'électricité au niveau prévu ainsi qu'à garantir le bon fonctionnement du réseau; e^{bis}. groupe-bilan: le groupement de nature juridique d'acteurs du marché de l'électricité visant à constituer vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport une unité de mesure et de décompte dans le cadre de la zone de réglage Suisse; e^{ter}. énergie d'ajustement: l'énergie électrique facturée servant à compenser la différence entre la consommation ou la fourniture effectives d'un groupe-bilan et sa consommation ou sa fourniture programmées; f. zone de réglage: le secteur du réseau dont le réglage incombe à la société nationale du réseau de transport; ce secteur est délimité physiquement par des points de mesure; g. services-système: les prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux; elles comprennent notamment la coordination du système, la gestion des bilans d'ajustement, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage pour les producteurs, le maintien de la tension (part d'énergie réactive comprise), les mesures pour l'exploitation et la compensation des pertes de transport; h. réseau de transport: le réseau électrique qui sert au transport d'électricité sur de grandes distances à l'intérieur du pays ainsi qu'à l'interconnexion avec les réseaux étrangers; il est généralement exploité à 220/380 kV;	destinée à maintenir les échanges d'électricité au niveau prévu ainsi qu'à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau; g. services-système: les prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux; elles comprennent notamment la coordination du système, la gestion des bilans d'ajustement, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage pour les producteurs, le maintien de la tension (part d'énergie réactive comprise), les mesures d'exploitation et la compensation des pertes de transport;		tifs de stockage n'ont aucun lien direct avec la consommation finale et disposent en règle générale de leur propre raccordement au réseau. Les consommateurs finaux cependant qui utilisent principalement leur dispositif de stockage à des fins d'optimisation du soutirage d'énergie sont considérés comme des consommateurs finaux. Ils achètent l'énergie avant tout pour leur propre consommation finale, et ce même s'ils mettent à disposition leur dispositif de stockage partiellement ou de façon temporaire à d'autres fins d'utilisation. Si l'énergie est soutirée du réseau électrique dans une forme et redistribuée sous une autre forme (p.ex. hydrogène, chaleur, etc.), cela représente, au niveau du réseau électrique, une consommation finale.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
i. réseau de distribution: le réseau électrique à haute, à moyenne ou à basse tension servant à l'alimentation de consommateurs finaux ou d'entreprises d'approvisionnement en électricité.	j. mesure de décompte: mesure effectuée dans le réseau à des fins de décompte; en font partie l'exploitation d'une station de mesure et les prestations de mesure;	j. *Biffer*	**Concernant l'al. 1, let. j à m:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Les définitions de l'art. 4, al. 1, let. j à m doivent donc être biffées. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.
	k. exploitation d'une station de mesure: installation, exploitation et entretien des instruments de mesure de la station de mesure;	k. *Biffer*	
	l. prestations de mesure: saisie, traitement et transmission des données de mesure;	l. *Biffer*	
	m. mesure d'exploitation: saisie de données de mesure servant à la gestion de l'exploitation du réseau.	m. *Biffer*	
		Subsidiairement: 1 … j. mesure de <u>facturation</u> ~~décompte~~: mesure effectuée dans le réseau à des fins de décompte <u>et transmission des données aux personnes ayant droit</u>; en font partie l'exploitation d'une station de mesure et les prestations de mesure; m. *Biffer*	**Concernant la proposition subsidiaire:** Si les définitions des let. j à m ne sont pas biffées, il faut les adapter comme suit: Subsidiairement concernant la let. j: la définition n'est pas claire et ne suffit pas. Une mesure de facturation ne sert pas uniquement au décompte. Concernant la version française: il convient en outre de remplacer partout le terme de «mesure de décompte» par celui de «mesure de facturation», tel qu'il est utilisé dans les documents de la branche (Metering Code MC-CH 2018). Subsidiairement concernant la let. m: la définition de la mesure d'exploitation est inutile dans ce contexte et peut donc être biffée.
2 Le Conseil fédéral peut préciser les définitions données à l'al. 1 ainsi que d'autres notions employées dans la présente loi et les adapter aux conditions techniques nouvelles.			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	Insérer avant le titre du chapitre 2		
	Art. 4a Soutirage d'électricité par le réseau à 16,7 Hz	**Art. 4a**	**Art. 4a**
	1 Le réseau des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz est considéré comme un consommateur final lorsqu'il soutire de l'électricité du réseau à 50 Hz, sauf: a. s'il soutire de l'électricité pour les propres besoins d'une centrale électrique ou pour faire fonctionner les pompes des centrales de pompage, ou b. si, pour des raisons d'efficacité, il soutire au sein d'une centrale de pompage l'électricité du réseau à 50 Hz plutôt que celle de la centrale électrique elle-même et que cela permet d'éviter un pompage et un turbinage simultanés dans cette centrale.		
	2 Le Conseil fédéral peut prévoir que la production d'électricité découlant de l'application de l'al. 1, let. a, doive être réinjectée dans le réseau à 50 Hz. Il peut également réglementer d'autres modalités de l'interaction du réseau à 50 Hz et du réseau à 16,7 Hz.	2 ~~Le Conseil fédéral peut prévoir que la~~ La production d'énergie ~~d'électricité~~ découlant de l'application de l'al. 1, let. a, doit ~~doive~~ être réinjectée dans le réseau à 50 Hz. Le Conseil fédéral ~~il~~ peut également réglementer d'autres modalités de l'interaction du réseau à 50 Hz et du réseau à 16,7 Hz.	**Concernant l'al. 2:** si de l'énergie du réseau à 50 Hz exonérée de la rémunération pour l'utilisation du réseau était pompée vers un lac puis turbinée à des fins de consommation finale sous forme de courant de traction, l'utilisation du réseau devrait être facturée pour le réseau à 50 Hz. Comme pour la solution pour les dispositifs de stockage, seul le soutirage d'électricité qui est pompé et réinjecté dans le réseau à 50 Hz doit être exonéré de la rémunération pour l'utilisation du réseau à 50 Hz.
Chapitre 2 Garantie et sécurité de l'approvisionnement **Section 1 Garantie de l'approvisionnement de base**			
Art. 5 Zones de desserte et garantie de raccordement	***Art. 5, al. 2***		
1 Les cantons désignent les zones de desserte des gestionnaires de réseau opérant sur leur territoire. L'attribution d'une zone de desserte doit se faire de manière transparente et non-discriminatoire; elle peut être liée à un contrat de prestation destiné au gestionaire de réseau.			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
2 Dans leur zone de desserte, les gestionnaires de réseau sont tenus de raccorder au réseau électrique tous les consommateurs finaux se trouvant en zone à bâtir, les biens-fonds et les groupes d'habitations habités à l'année situés en dehors de cette zone ainsi que tous les producteurs d'électricité. 3 Les cantons peuvent obliger les gestionnaires de réseau opérant sur leur territoire à raccorder également des consommateurs finaux situés en dehors de leur zone de desserte. 4 Les cantons peuvent édicter des dispositions régissant le raccordement hors de la zone à bâtir ainsi que les conditions et les coûts de ce raccordement. 5 Le Conseil fédéral fixe des règles transparentes et non discriminatoires pour l'attribution d'un niveau de tension donné aux consommateurs finaux. Il peut fixer des règles correspondantes pour les producteurs d'électricité et les gestionnaires de réseau. Il peut, en cas de changement de raccordements, contraindre les consommateurs finaux et les gestionnaires de réseau à assumer leur part des coûts de capital d'installations qui ne sont plus que partiellement, voire plus du tout utilisées, et à compenser, pour une durée déterminée, la diminution des rémunérations versées pour l'utilisation du réseau.	2 Outre l'exploitation du réseau, les gestionnaires de réseau sont également responsables de l'approvisionnement de base. Dans leur zone de desserte, ils sont tenus de raccorder au réseau électrique tous les consommateurs finaux se trouvant en zone à bâtir, les biens-fonds et les groupes d'habitations habités à l'année situés en dehors de cette zone ainsi que tous les producteurs d'électricité.		
Art. 6 Obligation de fourniture et tarification pour consommateurs captifs *Al. 5 et 5bis version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):* 1 Les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises	**Art. 6 Approvisionnement de base** 1 Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure	**Art. 6** 1 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:* Les gestionnaires d'un réseau de dis-	**Art. 6** **Concernant l'al. 1:** il n'existe pas de droit ni à un réseau exempt de perturbations ni à un approvisionnement sans interruption (cf.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs 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. 2 Sont considérés comme consommateurs captifs au sens du présent article les ménages et les autres consommateurs finaux qui consomment annuellement moins de 100 MWh par site de consommation.	à 100 MWh par site de consommation et qui ne font pas ou plus usage de leur droit d'accès au réseau, ont le droit d'être approvisionnés en électricité en tout temps, dans la quantité d'électricité qu'ils désirent et à des tarifs adéquats par le gestionnaire de réseau de leur zone de desserte (approvisionnement de base).	tribution 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).	Rapport explicatif, p. 82). Il convient de conserver la formulation selon le droit en vigueur à l'al. 1. À l'heure actuelle, les gestionnaires de réseau de distribution prennent les mesures requises pour la fourniture. Ils ont également la possibilité de déléguer cette tâche à des tiers ou de s'associer à d'autres gestionnaires de réseau pour s'en acquitter. Il en garde cependant la responsabilité. Ceci ne doit pas changer.
3 Les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent dans leur zone de desserte un tarif uniforme pour les consommateurs captifs raccordés au même niveau de tension et présentant les mêmes caractéristiques de consommation. Les tarifs sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques 4 La composante du tarif correspondant à l'utilisation du réseau est calculée conformément aux art. 14 et 15. Pour la composante concernant la fourniture d'énergie, le gestionnaire du réseau doit tenir une comptabilité par unité d'imputation. Le fait que les consommateurs finaux captifs puissent le cas échéant injecter de l'énergie ne doit pas être pris en compte dans la fixation de la composante concernant la fourniture d'énergie.	2 Dans l'approvisionnement de base, les gestionnaires de réseau proposent un produit électrique standard basé sur l'utilisation d'énergie indigène et essentiellement ou exclusivement issue de sources d'énergie renouvelables.	2 *Biffer*	**Concernant les al. 2 et 4, let. b:** Si l'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 à l'approvisionnement de base pourront choisir tous les ans entre une fourniture à l'approvisionnement de base ou au marché libre. L'approvisionnement de base est donc soumis aux forces du marché. Une régulation des prix est inutile. Des prescriptions de produit entraveraient quant à elles la liberté entrepreneuriale de certains acteurs du marché et, associés à des prescriptions de prix, engendreraient des risques inacceptables pour les gestionnaires de réseau de distribution. En cas d'ouverture complète du marché, la vente dans l'approvisionnement de base standard sera en outre trop faible et incertaine pour envoyer les signaux espérés en faveur des investissements dans les énergies renouvelables indigènes. En cas de maintien d'une régulation des prix, la branche devra être impliquée dans la conception concrète.
5 Les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau, au besoin au moyen d'adaptations des tarifs les années suivantes. Ils ne sont pas tenus	3 Les tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base sont valables pour un an et doivent être uniformes pour les consommateurs finaux présentant les mêmes caractéristiques de 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).	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~~	**Concernant les al. 3 et 4, let. a:** Etant donné que l'approvisionnement de base est 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). Les prix pratiqués dans le cadre de l'approvisionnement de base devant être fixés un an à l'avance, le consommateur final doit également s'engager, en contrepartie, pour une année. Les deux aspects doivent être réglés dans la loi. Cela fera converger les échéances entre prix fixes et consommation fixe.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
de procéder à de telles adaptations si le bénéfice de l'exercice concerné date de plus de cinq ans. *5bis S'ils fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs, ils peuvent prendre en compte dans leurs tarifs le coût de revient de cette électricité jusqu'à l'expiration de la prime de marché visée à l'art. 30 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie sans être tenus de prendre en compte le bénéfice visé à l'alinéa 5. Ce droit n'est applicable que pour l'électricité provenant de capacités de production indigènes, déduction faite des mesures de soutien. Le Conseil fédéral fixe les modalités et peut prévoir des exceptions.* 6 Les consommateurs captifs ne bénéficient pas de l'accès au réseau visé à l'art. 13, al. 1. 7 Les art. 17 et 18 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie s'appliquent au regroupement dans le cadre de la consommation propre.	4 Le Conseil fédéral règle les modalités et fixe notamment: a. les principes de détermination des prix comparatifs du marché; b. la part minimale d'énergies renouvelables du produit électrique standard.	~~produits électriques comparables durant l'année concernée (prix comparatifs du marché).~~ 4 *Biffer*	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 LApEl 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 régulation des prix à l'approvisionnement de base est rejetée (cf. ci-dessus). La réglementation concernant l'examen d'adéquation doit par conséquent être supprimée.
Art. 7 *(pas encore en vigueur)* *Version selon RO 2007 3425* ***Art. 7 Modèle de l'approvisionnement en électricité garanti*** *1 Les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures nécessaires pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs finaux de leur zone de desserte qui consomment annuellement moins de 100 MWh par site de consommation et qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, la quantité d'électricité qu'ils désirent, à des normes de qualité reconnues et à des tarifs équitables.*	**Art. 7 Approvisionnement de remplacement** Si le consommateur final ne mandate pas, à l'issue de l'accord de fourniture d'électricité, un nouveau fournisseur en temps utile ou que son fournisseur cesse de l'approvisionner, il sera si nécessaire approvisionné à défaut par le gestionnaire de réseau de sa zone de desserte, même si sa consommation annuelle dépasse 100 MWh par site de consommation. Le gestionnaire de réseau n'est cependant pas tenu de se conformer aux tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base.		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
2 Les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent dans leur zone de desserte un tarif uniforme pour les consommateurs finaux visés à l'al. 1 raccordés au même niveau de tension et présentant les mêmes caractéristiques de consommation. Les tarifs sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques. *3 La composante du tarif correspondant à l'utilisation du réseau est calculée conformément aux art. 14 et 15. Pour la composante concernant la fourniture d'énergie, le gestionnaire du réseau doit tenir une comptabilité par unité d'imputation.* ***4 Le Conseil fédéral règle les modalités, notamment les modalités contractuelles.***			
Section 2 Sécurité de l'approvisionnement			
Art. 8 Tâches des gestionnaires de réseau *Al. 2 et 4 version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):* 1 Les gestionnaires de réseau coordonnent leurs activités. Ils doivent en particulier: a. pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace; b. organiser l'utilisation du réseau et en assurer le réglage en tenant compte de l'interconnexion avec d'autres réseaux; c. assurer une réserve de capacité de réseau suffisante; d. élaborer les exigences techniques et les exigences d'exploitation mini-	***Art. 8, al. 1bis***	**Art. 8**	**Art. 8**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
males pour le fonctionnement du réseau; ils tiennent compte à cet égard des normes et recommandations internationales des organisations spécialisées reconnues.	1bis 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.	1bis 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.	**Concernant l'al. 1bis:** cf. également la remarque relative à l'art. 17bbis. Le Rapport explicatif évoque plusieurs fois l'attractivité particulière de la gestion de l'injection (Rapport explicatif, pp. 24 et 28). Le Conseil fédéral devrait donc avoir la compétence de permettre de telles solutions avec une part croissante de photovoltaïque.
2 Abrogé 3 Les gestionnaires de réseau informent chaque année la Commission de l'électricité (ElCom) de l'exploitation et de la charge des réseaux ainsi que des événements extraordinaires. *4 Pour les gestionnaires de réseaux de distribution de moindre importance, le Conseil fédéral peut prévoir des allégements concernant les obligations visées à l'al. 3.* 5 Le Conseil fédéral peut prévoir des sanctions, mesures de substitution comprises, en cas de non-respect des obligations.			
	Art. 8a Réserve de stockage pour les situations d'approvisionnement critiques 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. Les exploitants qui participent à cette réserve conservent, contre rémunération, de l'énergie	**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	**Art. 8*a*** **Concernant l'al. 1:** l'art. 8a devrait être formulé le plus ouvertement possible afin qu'il satisfasse également aux exigences futures. À l'al. 1, cela concerne en particulier l'ouverture à la renonciation de consommation contractable.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	pendant un certain temps de manière à permettre la disponibilité de l'électricité en cas de besoin.	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 les exploitants d'une centrale à accumulation et les exploitants de stockage raccordés au réseau suisse et auprès desquels l'énergie peut être transformée en électricité. Les exploitants qui participent à la réserve sont sélectionnés annuellement par appel d'offres.	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.	**Concernant l'al. 2**: la réserve de stockage doit être constituée en se fondant sur le marché. Cela signifie que les consommateurs, les exploitants de centrale à accumulation et les exploitants de stockage sont habilités, mais pas obligés de participer à la réserve. L'AES rejette une obligation d'offre et, ainsi, une obligation de contracter telle qu'elle pourrait p. ex. résulter de l'al. 3, let. b, ch. 1 LApEl. Les centrales à accumulation ou les dispositifs de stockage doivent être raccordés au réseau électrique suisse au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, LApEl. *Concerne le texte de loi allemand:* Pour la plupart des dispositifs de stockage, ce n'est pas le dispositif qui est raccordé au réseau électrique, mais la centrale thermique ou hydraulique appartenant au dispositif de stockage. En cas de besoin, il n'est pas exclu que la possibilité d'importer en Suisse soit fortement limitée non seulement pour le courant, mais aussi pour d'autres formes d'énergie (p. ex. gaz ou autres combustibles). Pour cette raison, il est important qu'en cas de besoin, l'énergie ne doive pas d'abord être importée en Suisse, mais qu'elle y soit aussi stockée physiquement. Il existe des centrales hydrauliques à accumulation dont les lacs de retenue se trouvent en partie à l'étranger, mais dont la seule possibilité de prélèvement se situe en Suisse (p. ex. Lago di Lei ou Lago di Livigno). En cas de besoin, l'énergie est donc disponible uniquement pour la Suisse, sans qu'elle doive d'abord être importée en Suisse. Ces centrales doivent pouvoir participer à la réserve.
	3 L'ElCom fixe chaque année, d'entente avec la société nationale du réseau de transport, les valeurs-clés de la réserve, en particulier: a. le volume et la durée nécessaires de la réserve; b. les principes: 1. de l'appel d'offres, y compris d'éventuels plafonds de rémunération,	3 L'ElCom 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~~,	**Concernant les al. 3 et 4:** ces deux alinéas règlent la répartition des compétences entre l'ElCom et la société nationale du réseau de transport. Les valeurs-clés de la réserve doivent être fixées par l'ElCom dans la mesure où elles ne le sont pas dans l'ordonnance. Pour le volume et la durée nécessaires de la réserve, le Conseil fédéral détermine, selon l'al. 6, let. a, le dimensionnement de la réserve de stockage (selon le Rapport explicatif, cela correspond à un certain nombre de jours d'autosuffisance de la Suisse). Il est de la compétence de l'ElCom de décider qui elle veut impliquer dans le calcul visant à convertir ce nombre de jours en volume d'énergie effectif à mettre dans la réserve. Il faut

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	2. de l'indemnisation en cas de recours à la réserve, 3. des pénalités dont doivent s'acquitter les exploitants participant à la réserve s'ils ne remplissent pas leurs obligations en la matière.	2. *Biffer* c. la surveillance de l'observation des obligations liées à la réserve.	partir du principe que la société nationale du réseau de transport est la plus à même pour cela, dans son rôle de gérante de la zone de réglage Suisse. Pour les principes ainsi que pour la surveillance du respect des obligations relatives à la réserve, c'est en revanche non pas Swissgrid, mais uniquement l'ElCom qui doit être responsable. Ces tâches relèvent du champ d'activité originel d'une autorité de régulation. Pour cette raison, elles sont également attribuées à l'ElCom de manière explicite à l'art. 22, al. 2, let. f, et non à Swissgrid. Si ces tâches étaient attribuées à Swissgrid, des droits à l'échange des données y seraient liés. Ceci conférerait à Swissgrid, en tant que monopsoniste de divers services-système (tels que l'énergie de réglage, le redispatching et la réserve de stockage), un avantage concurrentiel en tant qu'actrice du marché vis-à-vis des fournisseurs. **Concernant l'al. 3, let. b, ch. 1:** l'AES rejette les plafonds d'indemnisation pour la mise à disposition d'énergie dans la réserve. Si les plafonds ne sont pas atteints dans le cadre de l'appel d'offres, ils ne revêtent aucune importance et ne constituent pas non plus un avantage. S'ils sont en revanche atteints dans le cadre d'un appel d'offres, la réserve ne peut pas être mise à disposition, ou du moins pas complètement. Une obligation de contracter serait alors nécessaire pour une mise à disposition complète. Une telle obligation constituerait en fin de compte une intervention dans la gestion des dispositifs de stockage non basée sur le marché, qui reviendrait à une expropriation et serait donc soumise à une obligation d'indemnisation. La justification figurant dans le Rapport explicatif (absence de concurrence réelle, cercle de soumissionnaires trop restreint) concerne l'exploitation d'une position dominante sur le marché. Cela relève du droit de la concurrence. Les instruments correspondants y sont d'ores et déjà définis. La solution légale proposée n'est donc pas nécessaire. **Concernant l'al. 3, let. b, ch. 2:** 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», 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 d'un recours à la réserve doit être connue des fournisseurs potentiels préalablement à l'enchère. Si l'indemnisation est trop basse, il pourrait naître chez Swissgrid la fausse incitation à procurer sensible-

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			ment moins d'énergie de réglage et à utiliser la réserve pour d'autres objectifs non définis à l'al. 2. En outre, l'indemnisation en cas de recours à la réserve ne doit pas être réglementée par l'ElCom, mais dans l'ordonnance. Le chiffre 2 doit donc être reporté à l'art. 8a, al. 6. **Concernant l'al. 3, let. c:** la surveillance du respect des obligations est une tâche propre à une autorité de surveillance. Elle comprend aussi la surveillance du respect des obligations de mise à disposition de la réserve de stockage. L'AES exige que celle-ci incombe uniquement à l'ElCom. Les données nécessaires à la surveillance du respect des obligations de mise à disposition doivent être réduites au minimum, d'autant plus que les fournitures de données génèrent toujours une charge de travail colossale au sein des entreprises. Les exigences de données citées dans le Rapport explicatif concernant l'al. 6 vont beaucoup trop loin pour les objectifs cités. Il convient de renoncer à la collecte de données qui ne génèrent aucun bénéfice concret. En outre, il est essentiel que les données nécessaires à la surveillance soient transmises uniquement à ElCom et non à Swissgrid dès lors qu'elles ne servent pas l'exploitation sûre du réseau de transport. Dans le cas réel d'une menace de la sécurité d'exploitation du réseau, les exploitants de centrales ont d'ores et déjà conclu avec l'ElCom un accord garantissant la transmission des données par l'ElCom en cas de danger. Par conséquent, une réglementation législative plus ample n'est pas nécessaire. Dans ce contexte, il faut garder à l'esprit que la transmission des données à la société nationale du réseau de transport signifierait que cette dernière, en tant que 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, jouirait d'un avantage concurrentiel vis-à-vis des fournisseurs. Du point de vue du droit de la concurrence, la transmission de données doit donc être limitée au strict minimum.
	4 La société nationale assure la gestion opérationnelle annuelle de la réserve. Elle assume en particulier les tâches périodiques suivantes: a. elle fixe les modalités de l'appel d'offres, y compris les critères d'aptitude et d'adjudication, ainsi que les modalités du recours à la réserve;	4 La société nationale assure la gestion opérationnelle ~~annuelle~~ de la réserve. Elle assume en particulier les tâches périodiques suivantes:	**Concernant l'al. 4:** l'al. 4 doit être conçu de façon plus ouverte. Le processus peut avoir lieu tous les ans, voire pour une durée plus longue si cela s'avère pertinent. D'autres périodes pourraient également être pertinentes à l'avenir. **Concernant l'al. 4, let. a:** des aspects géographiques sont cités dans le Rapport explicatif, en plus des aspects techniques, concernant les critères d'adjudication et les critères d'aptitude. La réserve de stockage doit être basée sur le marché et le plus possible exempte de discriminations. La prise en compte d'aspects

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	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. elle surveille l'observation des obligations liées à la réserve.	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*	géographiques peut contrevenir au principe d'absence de discrimination et limiter la libre concurrence. **Concernant l'al. 4, let. c:** la surveillance du respect des obligations est une tâche propre à une autorité de surveillance. Elle comprend aussi la surveillance du respect des obligations de mise à disposition de la réserve de stockage. L'AES exige que celle-ci incombe uniquement à l'ElCom. Par conséquent, cette phrase doit être transférée à l'al. 3.
	5 A l'annonce d'une situation d'approvisionnement critique, l'ElCom autorise le recours à la réserve, sur demande de la société nationale. 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 à couvrir les déséquilibres des groupes-bilan. Elle indemnise, à la charge de ces derniers, les exploitants concernés par ce recours.	5 A l'annonce d'une situation d'approvisionnement critique, l'ElCom 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 LApEl. Elle indemnise, à la charge de ces derniers, les exploitants concernés par ce recours.	**Concernant l'al. 5:** l'al. 5 doit tout d'abord spécifier clairement que la réserve de stockage est un instrument à utiliser en dernier ressort et que les recours à la réserve de stockage doivent être limités au strict minimum. Il convient ensuite de définir précisément les buts du recours: le but premier et originel du recours est la résolution de problèmes énergétiques tels qu'ils peuvent se poser à la fin de l'hiver dans la situation spécifique de la Suisse. Le second but peut aussi exceptionnellement résider dans la résolution de problèmes de réseau. La formulation de la partie de la phrase «Si le marché ne met pas l'énergie nécessaire à disposition» peut être mal comprise. Il convient donc d'expliquer clairement, indépendamment du but, que Swissgrid doit d'abord acquérir l'énergie sur les différents marchés ou couvrir les besoins avec l'énergie de réglage disponible sur le marché. La réserve ne doit être utilisée pour résoudre des problèmes énergétiques que si l'énergie nécessaire ne peut être acquise ainsi. La partie de la phrase «si le besoin survient d'une autre manière» ne définit pas les buts de manière exhaustive et ouvre la porte à une utilisation abusive de l'énergie provenant de la réserve de stockage. Dans le pire des cas, la réserve de stockage pourrait ne plus être disponible pour son but originel (résolution de problèmes énergétiques), ou ne l'être que de façon limitée. Le Rapport explicatif indique le redispatching comme but possible, c'est-à-dire une utilisation visant la résolution de problèmes de réseau. La réserve de stockage vise en principe à résoudre un problème énergétique. Avant de l'utiliser toutefois dans des cas exceptionnels pour résoudre des problèmes de réseau, il convient d'abord d'avoir épuisé toutes les autres options, parmi lesquelles on compte, comme pour les problèmes énergétiques, l'ensemble des possibilités basées sur le marché, y.c. les services-système. De plus, toutes les mesures possibles en cas de restriction de réseau doivent être épuisées. Ces mesures sont d'ores et déjà définies et clairement hiérarchisées pour un éventuel délestage manuel. Le recours à la réserve de stockage pour résoudre des problèmes de réseau doit ainsi constituer le dernier

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			ressort avant un délestage manuel. Le fondement juridique d'un délestage manuel se trouve à l'art. 20a LApEl, auquel il convient de renvoyer.
	6 Le Conseil fédéral règle les modalités, notamment: a. les critères servant à définir le volume de la réserve et d'autres aspects du dimensionnement; 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 la possibilité, à titre exceptionnel, de dissoudre la réserve de manière anticipée; c. les renseignements, indications et droits d'accès à fournir par les exploitants; d. les règles particulières éventuelles pour les centrales partenaires; e. les critères d'une majoration de prix analogue à celle grevant l'énergie d'ajustement; f. une éventuelle extension du droit de participer à la réserve en faveur des fournisseurs de la flexibilité de la demande.	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.	**Concernant l'al. 6, let. b:** les critères d'une dissolution anticipée de la réserve doivent être connus avant l'appel d'offres afin de pouvoir les tarifer. Ils doivent dépendre de la situation d'approvisionnement actuelle: si les dispositifs de stockage sont bien remplis avant ou pendant la période de mise à disposition, si aucune pénurie de production ni de goulets d'étranglement du réseau ne sont prévisibles dans les pays voisins et si aucune période de froid ne s'annonce, il n'y a pas de raison de ne pas dissoudre la réserve partiellement ou totalement de façon anticipée. Une dissolution échelonnée serait potentiellement pertinente dans tous les cas afin de réduire les répercussions sur le marché au moment de la dissolution. Il convient alors de renoncer à réduire la prime dans tous les cas, étant donné que les coûts d'opportunité sont déjà engendrés pour les exploitants de stockage au cours des mois d'hiver passés du fait de la constitution de la réserve. **Concernant l'al. 6, let. d:** cf. remarques relatives à l'art. 8a, al. 3, let. c, à l'art. 8a, al. 4, let. c, à l'art. 25, al. 1, ainsi qu'à l'art. 27. **Concernant l'al. 6, let. e:** pour des raisons d'incitation, le prix pour le soutirage d'énergie provenant de la réserve de stockage ne doit jamais être inférieur au prix du marché en vigueur au moment du recours (ou au dernier prix du marché possible si les marchés ne ferment plus). Le Conseil fédéral doit déterminer les critères de définition du prix de l'énergie d'ajustement en cas de recours à l'énergie de la réserve de stockage. Il convient de renoncer aux pénalités pour les groupes-bilan déséquilibrés. **Concernant l'al. 6, let g:** cf. également la remarque relative à l'art. 8a, al. 2, let. b, ch. 2. 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. De plus, toutes les centrales de réserve doivent être soumises aux mêmes règles, qu'on les sollicite ou non.
Chapitre 3 Utilisation du réseau **Section 1 Séparation des activités, comptabilité et information**			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Art. 12 Information et facturation	**Art. 12 Information et facturation**	**Art. 12**	**Art. 12**
1 Les gestionnaires de réseau rendent facilement accessibles les informations nécessaires à l'utilisation du réseau et publient les tarifs correspondants, le montant annuel de la rémunération pour l'utilisation du réseau, les tarifs d'électricité, les exigences techniques et les exigences d'exploitation minimales ainsi que les comptes annuels.	1 Les gestionnaires de réseau rendent facilement accessibles les informations nécessaires à l'utilisation du réseau et publient: a. les tarifs d'utilisation du réseau; b. le montant annuel de la rémunération pour l'utilisation du réseau; c. les tarifs de mesure; d. les tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base; e. les exigences techniques et d'exploitation minimales pour le raccordement au réseau, et f. les comptes annuels.	1 Les gestionnaires de réseau rendent facilement accessibles les informations nécessaires à l'utilisation du réseau et publient: a. tous les tarifs qui sont facturés aux consommateurs finaux et aux producteurs ~~les tarifs d'utilisation du réseau~~; c. *Biffer* d. *Biffer*	**Concernant l'al. 1:** les détails de la mise en œuvre ne devraient pas être réglés dans la loi, car cela rendrait leur adaptation très difficile. Les tarifs de mesure ont par exemple été supprimés avec la Stratégie énergétique 2050 et doivent maintenant être réintroduits. Dans un souci de continuité, la réglementation issue de la Stratégie énergétique 2050 doit être conservée et le relevé des tarifs de mesure abandonné. Tous les tarifs pratiqués par le gestionnaire de réseau doivent certes être publiés, mais il faut renoncer à une mention individuelle dans la loi. En outre il convient de biffer la let. c car l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.
2 Les gestionnaires de réseau établissent des factures transparentes et comparables pour l'utilisation du réseau. Les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que les suppléments sur les coûts de transport du réseau à haute tension sont mentionnés séparément. La fourniture éventuelle d'électricité à des consommateurs finaux doit être mentionnée séparément sur la facture.	2 Le Conseil fédéral peut prévoir l'obligation pour les fournisseurs d'électricité de fournir certaines indications sur l'origine de l'électricité et de rendre publiques certaines conditions contractuelles.	2 Les ~~Le Conseil fédéral peut prévoir l'obligation pour les~~ fournisseurs d'électricité publient les conditions générales et fournissent ~~de fournir~~ certaines indications sur l'origine de l'électricité en vertu de l'art. 9 de la loi sur l'énergie ~~et de rendre publiques certaines conditions contractuelles~~.	**Concernant l'al. 2:** la formulation offre une grande marge d'interprétation. Les contrats relevant du droit privé sont soumis au secret d'affaires. Les fournisseurs sont tenus de publier les conditions générales, mais si l'autorité a des questions concernant les rapports entre le fournisseur et la centrale/le négociant, elle doit exiger ces informations via une procédure ordinaire.
3 En cas de changement de fournisseur dans le délai de résiliation prévu par le contrat, les gestionnaires de réseau ne peuvent pas facturer de coûts de transfert.	3 Les gestionnaires de réseau établissent des factures transparentes et comparables pour l'utilisation du réseau. Les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques et le supplément visé à l'art. 35 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie sont mentionnés séparément. Les rubriques concernant la fourniture d'électricité à des consommateurs finaux, l'exploitation d'une station de mesure ou les prestations de mesure sont mentionnées séparément sur la facture le cas échéant.	3 Les gestionnaires de réseau établissent des factures transparentes et comparables pour l'utilisation du réseau. Les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques et le supplément visé à l'art. 35 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie sont mentionnés séparément. Les rubriques concernant la fourniture d'électricité à des consommateurs finaux~~, l'exploitation d'une station de mesure ou les prestations de mesure~~ sont mentionnées séparément sur la facture le cas échéant	**Concernant l'al. 3:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Section 2 Accès au réseau et rémunération pour l'utilisation du réseau			
Art. 13 Accès au réseau 1 Les gestionnaires de réseau sont tenus de garantir l'accès au réseau de manière non discriminatoire. 2 L'accès au réseau peut être refusé, motivation écrite à l'appui, dans les dix jours ouvrables qui suivent le dépôt de la demande si le gestionnaire du réseau démontre: a. que l'exploitation sûre du réseau de transport serait compromise; b. qu'il n'existe pas de capacités disponibles; c. que l'Etat étranger ne respecte pas la clause de réciprocité en cas d'utilisation transfrontalière du réseau, ou d. qu'il existe une exception au sens de l'art. 17, al. 6. 3 Lors de l'attribution de capacités de réseau, sont prioritaires par rapport aux autres types de fourniture d'électricité, selon l'ordre suivant: a. la fourniture aux consommateurs finaux visée à l'art. 6, al. 1; b. … c. la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables, notamment de la force hydraulique.	***Art. 13, al. 3*** 3 *Abrogé*		
	Art. 13a Processus de changement 1 Le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution nécessaires pour changer de fournisseur ou pour intégrer ou quitter l'approvisionnement de base ou l'approvisionnement de remplacement (processus de changement). Il réglemente notamment:	**Art. 13a** 1 <u>En tenant compte du principe de subsidiarité, le</u> ~~Le~~ Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution nécessaires pour changer de fournisseur ou pour intégrer ou quitter l'approvisionnement de base ou l'approvisionnement de remplacement (processus de changement). Il réglemente notamment:	**Art. 13a** À la suite de la libéralisation partielle du marché de l'électricité, les gestionnaires de réseau ont assumé avec succès la responsabilité du système de mesure et des processus d'information qui leur a été confiée. Par principe, les gestionnaires de réseau règlent eux-mêmes les processus de changement; ils établissent des directives pour les processus et l'échange de données avec les acteurs du marché.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	a. la procédure à suivre et les tâches à accomplir par toutes les parties concernées; b. les délais à respecter pour intégrer, quitter ou réintégrer l'approvisionnement de base; c. les délais à respecter pour quitter l'approvisionnement de remplacement; d. les conditions de résiliation des contrats de fourniture d'électricité en dehors de l'approvisionnement de base pour les consommateurs finaux ayant droit à l'approvisionnement de base. 2 Les gestionnaires de réseau ne sont pas autorisés à facturer individuellement les coûts générés par les processus de changement.	a. *Biffer* c. *Biffer* d. *Biffer* <u>3 Les gestionnaires de réseau établissent des directives pour les processus et l'échange de données avec les acteurs du marché.</u>	Les dispositions d'exécution relatives à la procédure et aux tâches de toutes les parties prenantes sont réglées par les gestionnaires de réseau sous la forme de directives, de façon subsidiaire. Pour les clients libres d'accéder au marché, le gestionnaire de réseau règle d'ores et déjà l'échange de données avec succès.
Art. 14 Rémunération pour l'utilisation du réseau	***Art. 14 Titre et al. 3, phrase introductive, 3bis et 3ter*** **Rémunération pour l'utilisation du réseau et tarifs d'utilisation du réseau**	**Art. 14**	**Art. 14**
1 La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser la somme des coûts imputables et des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques.			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 à cet effet.
2 La rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement.		2 La rémunération pour l'utilisation du réseau est perçue sur la base des tarifs d'utilisation du réseau <u>et doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement</u>. ~~Ces derniers sont fixés pour une année par les gestionnaires de réseau et doivent:~~ <u>2bis Le gestionnaire de réseau peut répartir ses consommateurs finaux par</u>	**Concernant l'al. 2:** le complément à l'al. 2 intègre l'idée de l'adaptation à l'al. 3 tout en maintenant l'accent à l'al. 3 sur les principes relatifs à la fixation des tarifs d'utilisation du réseau. Il faudrait également déterminer dans l'ordonnance ce qui relève de la rémunération pour l'utilisation du réseau (redevances et prestations fournies aux collectivités publiques, supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, etc.). **Concernant l'al. 2bis:** le nouvel al. 2bis intègre l'idée que les clients peuvent être répartis en groupes de clients par niveau de

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
		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.	tension. Ce principe est d'ores et déjà implicitement consigné à l'al. 3, let. c, existant. Avec le nouvel al. 2bis, il est en outre défini au niveau de la loi qu'une répartition des consommateurs finaux doit être effectuée indépendamment du but d'utilisation. Cela permet de pratiquer auprès des clients des tarifs différents en fonction des coûts qu'ils occasionnent et d'exclure dans le même temps la possibilité de former des groupes de clients uniquement sur la base de l'existence d'une installation de production ou d'une consommation propre. Le complément relatif au point de prélèvement renvoie au fait que l'attribution à un groupe de clients est également utilisée lors du regroupement dans le cadre de la consommation propre sur la base du profil de soutirage au point de raccordement domestique.
3 Les tarifs d'utilisation du réseau doivent: a. présenter des structures simples et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux; b. être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement; 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; d. … e. tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces.	3 La rémunération pour l'utilisation du réseau est perçue sur la base des tarifs d'utilisation du réseau. Ces derniers sont fixés pour une année par les gestionnaires de réseau et doivent:	3 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:* Les tarifs d'utilisation du réseau doivent: a. présenter des structures simples et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux; b. être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement; 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; d. … 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.	**Concernant les al. 3 et 3bis:** les prescriptions concrètes de calcul de tarif au niveau de la loi, telles que proposées dans le nouvel al. 3bis, sont trop rigides et ne satisfont 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. Le modèle tarifaire doit engager la responsabilité des acteurs du marché vis-à-vis d'une exploitation stable et sûre du réseau. Les conditions-cadre pour l'utilisation des réseaux doivent alors s'appliquer indépendamment du but de l'utilisation et des relations de marché choisies. Seuls l'ampleur, le mode et le moment de l'utilisation au point de raccordement (domestique) sont déterminants pour la rémunération à verser. Dans l'optique de l'entrée en vigueur de la LApEl révisée, des évolutions possibles vers des tarifs dynamiques ne doivent pas être entravées. Cela revêt notamment une grande importance dans le contexte de la convergence des infrastructures (couplage des secteurs) car, autrement, celle-ci serait empêchée. Des tarifs dynamiques et flexibles sont nécessaires pour les marchés et produits décentralisés. L'al. 3bis proposé doit donc être biffé. Au maximum, les détails visant à concevoir la tarification de façon plus conforme au principe de causalité doivent être intégrés au niveau de l'ordonnance. En lieu et place, l'actuel al. 3 doit être largement conservé dans sa formulation originale. Il faut cependant mentionner explicitement que les groupes de clients doivent être formés sur la base du niveau de tension et de leur profil de soutirage au point de prélèvement (cf. proposition d'un nouvel al. 2bis ci-dessus). Cela est indispensable afin – comme le souligne à juste titre le Rapport explicatif – que les tarifs du réseau créent des incitations à l'encouragement et à l'amélioration de l'efficacité du réseau ainsi que de sa sécurité et que la meilleure conformité possible au
	3bis Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les exigences suivantes sont applicables en sus aux sites de consommation utilisés à l'année: a. pour les consommateurs finaux sans mesure de puissance, le tarif d'utilisation du réseau doit présenter une composante de travail (ct./kWh) uniforme et non dégressive de 50 % au minimum;	3bis *Biffer*	

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	b. pour les consommateurs finaux avec mesure de puissance dont la consommation d'électricité annuelle est inférieure à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau doit présenter une composante de travail (ct./kWh) conforme à la let. a; cette part peut être inférieure à 50 % si les autoconsommateurs ne sont globalement pas désavantagés par rapport à une composante de travail de 50 %.		principe de causalité soit atteinte. Cette exigence peut être prise en compte en adaptant l'al. 3, let. e. Il convient, en parallèle de la décision d'ouverture complète du marché, de corriger l'amalgame entre les objectifs d'efficacité des réseaux et d'efficience énergétique au niveau des tarifs du réseau. Du fait de la répartition de la fourniture d'énergie et de l'utilisation du réseau entre différents acteurs, il n'est plus possible de garantir que les incitations des tarifs de l'énergie et de l'utilisation du réseau coïncident. Les incitations du gestionnaire de réseau et du fournisseur d'énergie peuvent même s'annuler mutuellement.
3bis La rémunération pour l'utilisation du réseau ne peut pas inclure les coûts facturés individuellement par les gestionnaires de réseau. 4 Les cantons prennent des mesures propres à réduire les différences disproportionnées entre les tarifs d'utilisation du réseau pratiqués sur leur territoire. Si ces mesures ne suffisent pas, le Conseil fédéral en prend d'autres. Il peut en particulier prévoir l'institution d'un fonds de compensation auquel tous les gestionnaires de réseau sont tenus de participer. L'efficacité de l'exploitation du réseau ne doit pas être compromise. Si des gestionnaires de réseau fusionnent, un délai transitoire de cinq ans est prévu pour adapter les tarifs. 5 Les prestations découlant des concessions hydrauliques en vigueur, notamment la fourniture d'énergie, ne sont pas touchées par les dispositions sur la rémunération pour l'utilisation du réseau.	3ter Les tarifs d'utilisation du réseau ne peuvent pas inclure les coûts facturés individuellement par les gestionnaires de réseau.		**Concernant l'al. 3ter:** pour des raisons liées à la systématique, il faudrait intégrer à l'al. 1 l'affirmation selon laquelle les coûts facturés individuellement, tels que les contributions aux coûts de réseau, ne doivent pas faire partie des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Si cela est intégré à l'al. 1, l'al. 3ter pourrait être biffé.
Art. 15 Coûts de réseau imputables *Al. 1, 2 et 3bis version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):*	***Art. 15, al. 1, 2, let. a et d, 3, let. b, et 3bis, let. a et d***	**Art. 15**	**Art. 15**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
1 Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace ainsi que, à titre exceptionnel, les coûts de mesures novatrices pour des réseaux intelligents dans la mesure où ils présentent les fonctionnalités déterminées par le Conseil fédéral. Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié.	1 On entend par coûts de réseau imputables les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace.	1 *Selon la Stratégie Réseaux électriques*	**Concernant les al. 1 et 3:** aucune intention de changer matériellement le texte ne peut être identifiée. Dans l'intérêt de la sécurité juridique, il convient donc de renoncer à modifier l'alinéa.
2 On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. En font notamment partie: *a. les coûts des services-système;* *b. les coûts de l'entretien des réseaux;* *c. les indemnités accordées pour l'octroi de droits et de servitudes en lien avec l'exploitation du réseau*.	2 On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. En font notamment partie: a. les coûts des services-système et les coûts liés à la réserve de stockage; d. les coûts d'utilisation de la flexibilité.	2 On entend par coûts d'exploitation... a. les coûts des services-système et les coûts liés à la <u>mise à disposition de la</u> réserve de stockage; c. *Biffer* d. *Biffer*	**Concernant l'al. 2:** Il convient de renoncer à l'adaptation dans l'OApEl 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 LApEl (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 régulatoires (coûts d'acquicision et de fabrication, WACC, durée d'utilisation régulatoire). 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. **Concernant l'al. 2, let. a:** il convient de préciser. **Concernant l'al. 2, let. c:** les droits et servitudes sont en règle générale contractées sur plusieurs années. Les coûts payés au début couvrant toute la durée de validité des droits/servitudes doivent être inscrits à l'actif de la comptabilité et amortis sur la durée de validité, donc la durée de l'utilisation du droit ou de la servitude. Ces coûts ne constituent donc pas des coûts d'exploitation mais de coûts de capital, sauf dans le cas où il s'agit de versements annuels.
3 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Sont seuls imputables en tant que coûts de capital: a. les amortissements comptables; b. les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux.	3 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Sont seuls imputables en tant que coûts de capital: b. les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, y compris un bénéfice d'exploitation approprié.	3 *Selon la Stratégie Réseaux électriques*	

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			Concernant l'al. 2, let. d: il est possible qu'une rémunération unique soit payée pour l'utilisation de la flexibilité durant plusieurs années. Selon les règles comptables reconnues (comptabilisation par période comptable), celle-ci doit être inscrite à l'actif et constitue donc des coûts de capital. Il convient de renoncer à une attribution explicite des coûts d'utilisation de flexibilités aux coûts d'exploitation.
3bis Le Conseil fédéral définit les conditions et l'étendue de l'imputabilité ainsi que l'attribution aux coûts d'exploitation et de capital pour: *a. les coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents, y compris certains coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation;* *b. les coûts des mesures d'information nécessaires et spécifiques au projet prises par le gestionnaire de réseau dans le cas des projets soumis à approbation selon l'art. 16 de la loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques;* *c. les émoluments versés par le gestionnaire de réseau en vertu de l'art. 3a, al. 2, de la loi sur les installations électriques;* *d. les coûts des mesures novatrices selon l'al. 1.*	3bis Le Conseil fédéral définit les conditions et l'étendue de l'imputabilité ainsi que l'attribution aux coûts d'exploitation et de capital pour: a. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents; d. exceptionnellement, les coûts des mesures innovantes concernant les réseaux intelligents dotés de fonctions complémentaires spécifiques.	3bis *Selon la Stratégie Réseaux électriques*	**Concernant l'al. 3bis:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a. Les mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation doivent rester possibles. Celles-ci ont été introduites par la Stratégie Réseaux électriques seulement. Une adaptation du droit après si peu de temps sans raison manifeste doit être rejetée.
4 Le Conseil fédéral fixe: a. les bases de calcul des coûts d'exploitation et de capital; b. les principes régissant la répercussion des coûts ainsi que des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques de manière uniforme et conforme au principe de l'origine des coûts, en tenant compte de l'injection d'électricité à des niveaux de tension inférieurs.			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Section 2a version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur): **Section 2a Systèmes de mesure et de commande**	***Titre précédant l'art. 17a*** ***Section 2a Systèmes de mesure***		
	Art. 17a Responsabilité de la mesure 1 Les gestionnaires de réseau sont responsables, dans leur zone de desserte, de la mesure d'exploitation, de la désignation et de la gestion des points de mesure ainsi que de la mesure de décompte. 2 Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle par site de consommation est égale ou supérieure à 100 MWh ainsi que les producteurs d'électricité et les exploitants de stockage dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA peuvent confier à un tiers de leur choix l'exploitation d'une station de mesure, les prestations de mesure ainsi que l'ensemble de la mesure de décompte. S'ils ne font pas usage de ce droit d'option, le gestionnaire de réseau de leur zone de desserte demeure responsable. 3 Le Conseil fédéral peut prévoir le maintien d'un droit d'option acquis, indépendamment de la consommation annuelle ou de la puissance de raccordement. Il peut notamment édicter des prescriptions concernant: a. la procédure à suivre en cas de changement d'exploitant de stations de mesure ou de prestataire de mesure; b. les modalités de la facturation, par les gestionnaires de réseau, des coûts liés à l'exercice du droit d'option aux exploitants de stations de mesure, aux prestataires de mesure, aux consommateurs finaux, aux producteurs d'électricité, aux	**Art. 17a** *Biffer*	**Art. 17a** L'art. 17a doit être biffé intégralement, car l'AES rejette une libéralisation partielle 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 régulatoire. L'ampleur de l'intervention étatique en cas de libéralisation partielle est par ailleurs disproportionnée par rapport à la faible utilité.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	exploitants de stockage et aux autres acteurs concernés; c. les tâches des exploitants de stations de mesure et des prestataires de mesure.		
	Art. 17a^{bis} Rémunération et tarifs de mesure 1 La mesure de décompte fait l'objet d'une rémunération perçue par les gestionnaires de réseau auprès des consommateurs finaux, producteurs d'électricité et exploitants de stockage qui ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur. Cette rémunération doit être versée par point de mesure et ne doit pas dépasser la somme des coûts imputables. 2 Les gestionnaires de réseau fixent des tarifs de mesure conformes au principe de causalité afin de percevoir la rémunération. Ces tarifs, fixés pour une année, peuvent varier selon l'instrument de mesure et le type de prestation de mesure fournie. 3 On entend par coûts imputables les coûts d'exploitation et de capital établis sur la base d'une mesure de décompte efficace et fiable. Le Conseil fédéral fixe les bases de leur calcul. 4 S'agissant des consommateurs finaux, producteurs d'électricité et exploitants de stockage qui sont en droit de confier la mesure de décompte à un tiers de leur choix, les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus de se conformer aux tarifs de mesure.	**Art. 17a^{bis}** *Biffer*	**Art. 17a^{bis}** L'art. 17a^{bis} doit être biffé intégralement, car l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.
Art. 17a version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur): ***Art. 17a Systèmes de mesure intelligents*** *1 Un système de mesure intelligent installé chez le consommateur final, le*	**Art. 17a^{ter} Systèmes de mesure intelligents** 1 Un système de mesure intelligent installé chez le consommateur final, le	**Art. 17a^{ter}**	**Art. 17a^{ter}**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
producteur ou l'agent de stockage est une installation de mesure servant à enregistrer l'énergie électrique qui permet une transmission bidirectionnelle des données et qui enregistre le flux d'énergie effectif et sa variation en temps réel.	producteur ou l'agent de stockage est une installation de mesure servant à enregistrer l'énergie électrique qui permet une transmission bidirectionnelle des données et qui enregistre le flux d'énergie effectif et sa variation en temps réel.		
2 Le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions concernant l'introduction de tels systèmes de mesure intelligents. Il tient compte à cet égard des normes internationales et des recommandations des organisations spécialisées reconnues. Il peut notamment obliger les exploitants de réseau à faire procéder à l'installation de systèmes de mesure intelligents jusqu'à une date déterminée chez tous les consommateurs finaux, les producteurs et les agents de stockage ou chez certaines catégories d'entre eux.	2 Le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions concernant l'introduction de tels systèmes de mesure intelligents. Il tient compte à cet égard des normes internationales et des recommandations des organisations spécialisées reconnues. Il peut obliger les gestionnaires de réseau de même que les exploitants de stations de mesure et les prestataires de mesure mandatés à faire procéder à l'installation de systèmes de mesure intelligents à partir d'une date déterminée chez tous les consommateurs finaux, les producteurs, les agents de stockage ou chez certaines catégories d'entre eux.	2 *Selon la Stratégie Réseaux électriques*	**Concernant l'al. 2:** il convient de renoncer à la modification proposée. L'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.
3 En tenant compte de la législation fédérale concernant la métrologie, le Conseil fédéral peut définir les exigences techniques minimales auxquelles les systèmes de mesure intelligents doivent répondre et les autres caractéristiques, équipements et fonctions complémentaires qu'ils doivent présenter, notamment par rapport: *a. à la transmission des données de mesure;* *b. au support des systèmes tarifaires;* *c. au support d'autres services et applications.*	3 En tenant compte de la législation fédérale concernant la métrologie, le Conseil fédéral peut définir les exigences techniques minimales auxquelles les systèmes de mesure intelligents doivent répondre et les autres caractéristiques, équipements et fonctions complémentaires qu'ils doivent présenter, notamment par rapport: a. à la transmission des données de mesure; b. au support des systèmes tarifaires; c. au support d'autres services et applications.		
	Titre précédent l'art. 17b **Section 2b Systèmes de commande et de réglage, flexibilité**		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	Art. 17b^{bis} Utilisation de la flexibilité	**Art. 17b^{bis}**	**Art. 17b^{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.	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 couts au propriétaire de la flexibilité, de manière adéquate et conformément au principe de causalité.	**Concernant l'al. 1:** le droit du consommateur final, de l'exploitant de stockage ou du producteur de disposer librement de sa flexibilité peut – comme le montre notre expérience – entraîner des coûts administratifs supplémentaires et d'autres coûts pour le gestionnaire de réseau de distribution, pour les exploitants des réseaux en amont ainsi que pour le responsable du groupe-bilan. Force est par exemple de constater aujourd'hui que les acteurs de pools de réglage ne respectent souvent pas les directives de processus élaborées par la branche et fournissent notamment des programmes prévisionnels faux ou incomplets pour leurs manœuvres de couplage. Sans ancrage légal, il est difficile pour le gestionnaire de réseau de facturer ces coûts à celui qui les occasionne. Pour ne pas créer de fausses incitations, de tels coûts supplémentaires ne doivent pas être socialisés via la rémunération pour l'utilisation du réseau, mais répercutés en conformité avec le 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. En vue de passer des contrats, ils proposent aux détenteurs de flexibilité des conditions contractuelles uniformes tant pour la flexibilité liée à la production que pour celle liée à la consommation. Ils peuvent proposer des contrats individualisés pour une flexibilité particulièrement utile au réseau.	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)*	**Concernant l'al. 2:** la flexibilité au service du réseau possède une valeur différente en fonction du site, de la durée et du moment de l'utilisation ainsi que de la situation du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution – dans le respect de l'interdiction de discrimination – doit par conséquent pouvoir allouer des rémunérations pour l'utilisation qui varient selon le lieu, la période et les circonstances. Des conditions contractuelles uniformes empêchent en revanche une utilisation efficace de la flexibilité dans le domaine du réseau.
	3 Ils tiennent compte du potentiel de flexibilité dans leur planification du réseau et l'utilisent, lorsque cela s'avère globalement judicieux, pour éviter d'autres mesures liées au réseau telles que les extensions de réseau.	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	**Concernant l'al. 3:** Il convient de biffer l'al. 3 proposé: le gestionnaire de réseau est déjà tenu par la loi de garantir un réseau sûr, performant et efficace (art. 8, al. 1, let. a, LApEl), et seuls les coûts correspondants sont imputables (art. 15, al. 1, LApEl). Le gestionnaire de réseau doit en outre respecter le principe ORARE (nouvel art. 9b, al. 2, LApEl). Ces réglementations fixent déjà le cadre pour une utilisation de la flexibilité au service du réseau. La nouvelle disposition n'est donc pas nécessaire et constitue une source potentielle d'incertitudes et de contradictions vis-à-vis des

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
		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.	dispositions existantes (p. ex. rapport du concept «globalement judicieux» au «réseau sûr, performant et efficace»). La flexibilité appartient en outre au client et n'est donc pas garantie. Or la planification du réseau ne peut prendre en compte que des flexibilités garanties. En lieu et place de l'al. 3, il convient de formuler un nouvel al. 3: Afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau, qui constitue un aspect essentiel 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 du réseau 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. 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. Au contraire, il convient d'atteindre un degré élevé d'amélioration de l'efficacité en faveur des consommateurs finaux qui paient la rémunération pour le réseau en réduisant les pointes de charge d'installations photovoltaïques, qui ne débouchent que sur de petites pertes de la quantité d'électricité injectable (3% au maximum). Afin de mettre en œuvre ces prescriptions et de garantir une exploitation stable du réseau, le gestionnaire de réseau doit disposer de possibilités d'influencer la puissance d'injection. Pour de petites installations, cela représenterait une part disproportionnée des coûts globaux de l'installation. Il est donc approprié de limiter cette exigence aux installations de plus de 30 kVA. Pour les installations jusqu'à 30 kVA en revanche, l'injection doit pouvoir être limitée à 70% de la puissance d'injection. Cf. également la remarque relative à l'art. 8, al. 1bis.
	4 Ils peuvent, dans leur zone de desserte, même si le détenteur de flexibilité n'y consent pas en l'espèce ou s'il ne consent pas à l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent (art. 17b, al. 3), et même si les droits d'utilisation par des tiers s'y opposent, utiliser la flexibilité au service du réseau contre une rémunéra-	4 Ils peuvent ...	

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	tion adéquate comme suit (utilisations garanties): a. ajustement ou autre gestion d'une part déterminée de l'injection; b. utilisation transitoire, lorsque d'autres mesures liées au réseau sont déjà introduites mais sans être encore suivies d'effets; c. utilisation en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau; cette utilisation ne doit pas être rémunérée, sauf si la menace aurait raisonnablement pu être écartée.	a. ajustement ou autre gestion d'une part déterminée de l'injection <u>au-delà de l'alinéa 3</u>; b. <u>sans rémunération,</u> utilisation transitoire, lorsque d'autres mesures liées au réseau sont déjà introduites mais sans être encore suivies d'effets;	**Concernant l'al. 4, let. a:** une modification linguistique s'impose dans le contexte du nouvel al. 3 proposé. **Concernant l'al. 4, let. b:** en cas d'utilisations transitoires, les mesures introduites engendrent déjà des coûts côté réseau. En outre, l'utilisation de cette flexibilité n'est effective que pendant une durée limitée. Il est donc proportionnel pour ces deux motifs de renoncer à une rémunération.
	5 Le Conseil fédéral définit pour chaque technique de production la part ajustable ou gérable de l'utilisation garantie (al. 4, let. a). Il peut en outre notamment réglementer: a. les obligations des gestionnaires d'un réseau de distribution en matière de transparence et de publication; b. la protection en faveur des détenteurs de flexibilité dans le cadre des contrats visés à l'al. 2; c. les principes de la rémunération des utilisations garanties; d. les prescriptions que doivent respecter les gestionnaires d'un réseau de distribution si, par leurs rémunérations ou d'autres dispositions contractuelles, ils évinçaient d'autres utilisations de la flexibilité au point qu'aucun marché ne pourrait dès lors se développer; e. les prescriptions que doivent respecter les partenaires contractuels concernant les utilisations de la flexibilité, quelle qu'en soit la nature, si ces utilisations ont des effets négatifs majeurs sur les autres acteurs;	5 Le Conseil fédéral <u>règle les détails relatifs aux alinéas 3 et 4.</u> *(Biffer le reste)*	**Concernant l'al. 5:** 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 de tiers à des fins de compensation au sein de groupes-bilans, 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). Il convient en particulier d'éviter les dispositions unilatérales au détriment d'un seul acteur du marché, en l'occurrence le gestionnaire de réseau de distribution, alors que l'acteur concurrent n'est soumis à aucune réglementation. Cela crée des distorsions de la concurrence et complique l'utilisation de la flexibilité là où elle peut déployer la plus grande utilité. En ce qui concerne la let. d, il faut noter que l'utilisation de la flexibilité pour les divers objectifs doit être déterminée par les mécanismes du marché et non par une motivation politique de parvenir à une certaine structure de l'utilisation de la flexibilité. L'ElCom ne reconnaîtra pas des rémunérations trop élevées comme des coûts imputables. Le gestionnaire de réseau de distribution doit d'ores et déjà présenter séparément les rémunérations pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents dans le fichier de reporting de l'ElCom (rubrique

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	f. une évaluation par l'ElCom de la réglementation visée dans le présent article.		530.3). On est donc déjà en présence d'un élément correcteur de rémunérations excessives, rendant ainsi un contrôle direct et une prescription inutiles. Des réglementations sont uniquement nécessaires en ce qui concerne les al. 3 et 4, car cette utilisation de la flexibilité s'effectue sans l'accord du détenteur de la flexibilité et donc en dehors du caractère volontaire et du mécanisme du marché.
	Titre précédant l'art. 17b^{ter} **Section 2c Échange de données et protection des données**		
	Art. 17b^{ter} Échange de données et processus d'information 1 Les gestionnaires de réseau ainsi que les exploitants de stations de mesure et les prestataires de mesure mandatés se fournissent mutuellement, ainsi qu'aux autres parties concernées, en temps utile et gratuitement, toutes les données et les informations nécessaires à l'exécution des tâches et des processus prévus par la loi. 2 Tout traitement des données de mesure ou des données de référence qui n'est pas nécessaire à l'exécution des tâches conforme aux prescriptions nécessite le consentement exprès des personnes concernées. 3 Les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité et les exploitants de stockage ont droit à ce que toutes les données de mesure et les données de référence les concernant leur soient communiquées gratuitement. 4 Le Conseil fédéral peut réglementer le déroulement temporel et la forme de la transmission des données, le format des données ainsi que le contenu précis des données et des informations devant être mises à disposition.	**Art. 17b^{ter}** 1 Les gestionnaires de ~~réseau ainsi que les exploitants de stations de mesure et les prestataires de mesure mandatés~~ se fournissent mutuellement, ainsi qu'aux autres parties concernées, en temps utile et gratuitement, toutes les données et les informations nécessaires à l'exécution des tâches et des processus prévus par la loi. 4 Les gestionnaires de réseau déterminent, dans une directive, ~~Le Conseil fédéral peut réglementer~~ le déroulement temporel et la forme de la transmission des données, le format des données ainsi que le contenu précis des données et informations devant être mises à disposition.	**Art. 17b^{ter}** **Concernant l'al. 1:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a. **Concernant l'al. 4:** l'élaboration de ces directives incombe à la branche et non au Conseil fédéral. Il convient ici de respecter le principe de subsidiarité. L'al. 4 doit donc être adapté afin d'attribuer cette tâche à la branche.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Art. 17c version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur): ***Art. 17c Protection des données*** *1 La loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données17 s'applique au traitement des données en lien avec des systèmes de mesure, de commande ou de réglage intelligents.* 2 Le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution concernant le traitement des données. Il peut prévoir des dispositions particulières, notamment en relation avec les mesures de la courbe de charge.	***Art. 17c Titre et al. 3*** **Protection des données et sécurité des données** 3 Les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents ainsi que les installations qui leur sont connectées doivent satisfaire à des exigences particulières en matière de sécurité des données. Le Conseil fédéral détermine ces exigences et règle la procédure nécessaire au contrôle de leur respect.	**Art. 17*c*** 3 Les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents ainsi que les installations qui leur sont connectées doivent satisfaire à des exigences particulières en matière de sécurité des données. ~~Le Conseil fédéral détermine ces exigences et règle la procédure nécessaire au contrôle de leur respect.~~	**Art. 17*c*** **Concernant l'al. 3:** Dans l'actuelle ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (état au 1er janvier 2018), il existe d'ores et déjà une norme de délégation correspondante aux gestionnaires de réseau de distribution et aux fabricants (cf. art. 8b OApEl). Sur la base de cette norme de délégation, les gestionnaires de réseau de distribution et les fabricants ont émis des directives («Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents (RL-DSP)»). Il n'y a aucun besoin de réglementation supplémentaire. Il convient de respecter le principe de subsidiarité. En outre, une réglementation au niveau de l'ordonnance serait trop rigide pour permettre de réagir en temps utile aux situations de menace qui évoluent.
Section 3 Réseau de transport suisse	***Section 3 Réseau de transport suisse et société nationale du réseau de transport***		
Art. 18 Société nationale du réseau de transport *Al. 2 version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):* 1 Le réseau de transport à l'échelon de la Suisse est exploité par une société nationale du réseau de transport; celle-ci revêt la forme d'une société anonyme de droit privé ayant son siège en Suisse. *2 La société nationale doit être propriétaire du réseau qu'elle exploite. Sont*	***Art. 18, al. 4, 4bis, 6, 3e phrase, et 7***	**Art. 18**	**Art. 18**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
exclues les lignes créées par des tiers, pendant la durée pour laquelle l'exception leur a été accordée conformément à l'art. 17, al. 6. 3 La société nationale veille à ce que son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes.			
4 Les cantons, les communes ainsi que les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse disposent d'un droit de préemption sur les actions de la société nationale. Les statuts de celle-ci règlent les modalités.	4 En cas d'aliénation d'actions de la société nationale, disposent d'un droit de préemption, dans l'ordre suivant: a. les cantons; b. les communes; c. les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse ayant leur siège en Suisse. 4bis Le Conseil fédéral règle les modalités du droit de préemption. Il édicte des dispositions visant à faire connaître les cas de préemption et des dispositions sur la procédure, délais inclus, et peut notamment prévoir: a. que certains cas particuliers tels que les acquisitions par certaines entités liées aux cantons et aux communes ou des transferts au sein d'entreprises ne constituent pas des cas de préemption; b. qu'il est possible de déroger aux éléments d'importance secondaire du contrat qui déclenche le cas de préemption; c. la manière de procéder lorsque plusieurs ayants droit exercent leur droit de préemption; d. que plusieurs ayants droit peuvent exercer leur droit de préemption collectivement.	4 *Selon le droit en vigueur, ainsi que:* Les cantons, les communes ainsi que les entreprises d'approvisionnement en électricité à majorité suisse participant directement à la société nationale disposent d'un droit de préemption sur les actions de la société nationale. Les statuts de celle-ci règlent les modalités. 4bis *Biffer*	**Concernant les al. 4 et 4bis:** l'al. 4 doit être adapté aux statuts en vigueur et l'al. 4bis doit être biffé: • Les instruments existants (droits de préemption existants conformément aux statuts approuvés par le Conseil fédéral, 50% d'actions liées avec un nombre d'acheteurs limité (actions A et B), règlement d'inscription, soumission à la régulation suisse) suffisent pour garantir la majorité suisse au sens de l'art. 18, al. 3, LApEl, et ont fait leurs preuves. D'autres instruments contreviennent à la conception libérale de l'État et au principe de subsidiarité ancré dans l'art. 3 LApEl. • Aujourd'hui, plus de 90% du capital-actions de Swissgrid SA est directement ou indirectement détenu par les cantons et les communes. La majorité suisse de Swissgrid SA n'est ainsi aucunement menacée à l'heure actuelle. • Accorder un droit de préemption à l'ensemble des cantons, des communes et des EAE à majorité suisse (quelque 2500 titulaires) est une solution extrême et impossible à mettre en pratique. La charge administrative ne serait pas gérable. Il convient donc de préciser les droits de préemption légaux conformément aux droits de préemption statutaires existants approuvés par le Conseil fédéral afin de créer un cadre réaliste. Il semble approprié que les propriétaires existants détiennent les premiers un droit de préemption. La garantie de la majorité suisse reste par conséquent inchangée. • Des droits de préemption aussi larges, tels que prévus contrairement à la teneur des statuts en vigueur, limiteraient ou réduiraient considérablement la négociabilité et la possibilité de vendre des actions à leur valeur réelle, ce qui reviendrait à une expropriation partielle (réitérée). • Il convient pour finir de consigner que la proposition doit être rejetée ne serait-ce qu'en raison de son effet en cascade. Celui-ci conduirait à un privilège et à une inégalité de traitement inadaptés: a) Les cantons ne sont pas directement propriétaires de Swissgrid. Le privilège consistant à donner en priorité un droit de préemption à ces non-propriétaires n'est pas compréhensible.
5 Les parts de la société nationale ne peuvent être cotées en bourse.			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			b) Cela engendrerait une inégalité de traitement structurelle: les EAE en tant que partie intégrante d'une commune auraient priorité sur les EAE qui ont été externalisées de l'administration communale en tant qu'unités indépendantes mais qui appartiennent à 100% aux communes.
6 La société nationale ne peut ni exercer d'activités dans les secteurs de la production, de la distribution ou du commerce d'électricité, ni détenir de participations dans des sociétés exerçant de telles activités. L'acquisition et la fourniture d'électricité pour les besoins de l'exploitation, notamment pour les services-système, sont admises.	6 … … Est également admise l'acquisition de services-système au-delà de la zone de réglage, en association avec des gestionnaires d'un réseau de transport étrangers.	6 ... … Est également admise l'acquisition de services-système réciproque au-delà de la zone de réglage, en association avec des gestionnaires d'un réseau de transport étrangers, à la condition que les fournisseurs suisses puissent également proposer leurs services-système au-delà de la zone de réglage.	**Concernant l'al. 6:** tel que décrit dans le Rapport explicatif, Swissgrid doit obtenir le droit de participer aux plateformes d'énergie de réglage à l'échelle de l'UE qui seront à l'avenir basées sur le modèle GRT/GRT. L'AES soutient la participation de Swissgrid. Deux points doivent toutefois être pris en compte: il faut tout d'abord déterminer si une adaptation de la loi est nécessaire. Il est d'ores et déjà ancré dans cet article que l'acquisition et la fourniture d'électricité pour la mise à disposition de services-système sont autorisés pour Swissgrid. Dès lors qu'une adaptation doit être faite, il faut ensuite procéder à une autre précision. Le droit de la société nationale des réseaux de transport à acquérir des services-système au-delà de la zone de réglage doit toujours être associé au droit des acteurs du marché suisse à proposer de leur côté des services-système au-delà de la zone de réglage. Il convient d'éviter que Swissgrid n'acquière des services-système à l'étranger tandis que l'accès aux marchés européens reste interdit aux centrales hydroélectriques suisses.
7 La majorité des membres et le président du conseil d'administration ainsi que les membres de la direction ne peuvent ni appartenir à des organes de personnes morales actives dans le secteur de la production ou du commerce d'électricité, ni être sous contrat de service avec de telles personnes morales. 8 Les statuts accordent aux cantons le droit de déléguer deux représentants au conseil d'administration. Les cantons veillent à cet égard à une représentation équilibrée des régions. 9 La représentation des différentes régions de production et de consommation doit être assurée au sein des organes.	7 Les membres du conseil d'administration et les membres de la direction ne peuvent ni appartenir à des organes de personnes morales actives dans le secteur de la production ou du commerce de l'électricité, ni être sous contrat de service avec de telles personnes morales.	7 *Selon le droit en vigueur*	**Concernant l'al. 7:** l'AES demande de conserver la version en vigueur. • Si la composition du conseil d'administration n'inclut pas de représentants de la branche de l'électricité, il est impossible de déterminer la façon dont le savoir technique, sectoriel et spécifique nécessaire doit parvenir à la direction de l'entreprise. • Tout conseiller d'administration est tenu par la loi (art. 717 CO) de défendre en toute loyauté les intérêts de sa société. • Le conseil d'administration de Swissgrid est d'ores et déjà composé en vertu de la loi d'une majorité de membres et d'un président indépendants. Les représentants qui assument des fonctions dans le secteur de l'électricité ne sont ainsi, par définition, pas en mesure d'imposer des décisions contre la volonté des indépendants. L'appel d'offres pour des services-système, duquel relève au sens large la réserve de stockage à mettre en place, fait partie de l'activité opérationnelle de Swissgrid et non de la direction supérieure stratégique de la société par le conseil d'administration. Par conséquent, contrairement à la justification figurant dans le

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			Rapport explicatif, le fait que des représentants du secteur de l'électricité siègent au conseil d'administration n'a aucun impact sur l'appel d'offres pour une réserve de stockage.
	Art. 19b Suspension des droits de vote de la société nationale du réseau de transport 1 Les actionnaires de la société nationale du réseau de transport communiquent à cette dernière, avant la tenue des assemblées générales, s'ils sont eux-mêmes contrôlés par les cantons ou les communes et ils attestent ce fait. Les cantons et les communes sont exemptés de cette obligation, de même que les autres actionnaires étatiques ou proches de l'Etat, si le Conseil fédéral le prévoit. Est considérée comme contrôle la possibilité d'exercer une influence déterminante. 2 La société nationale examine, en appliquant aux actionnaires concernés le critère visé à l'al. 1, si les actions sont réparties de manière à constituer globalement une majorité directe ou indirecte des cantons et des communes (art. 18, al. 3). 3 Si une telle majorité n'est pas réunie, le Conseil d'administration ordonne, en vue de l'assemblée générale, la suspension du droit de vote des actionnaires qui n'ont pas attesté le contrôle requis selon l'al. 1 dans une mesure qui permette de respecter la majorité requise et ce, de manière proportionnelle à la part d'actions détenue par ces actionnaires.	**Art. 19b** *Biffer*	**Art. 19b** Pour les raisons exposées à l'art. 18, al. 4 et 4bis, l'AES rejette une complication ou une limitation de la transmissibilité, de la négociabilité et de l'exercice des droits des actionnaires en lien avec les actions de Swissgrid et, partant, l'introduction d'une possibilité de suspendre les droits de vote. Il convient de noter que le droit suisse et notamment le droit des sociétés anonymes ne prévoient aucun droit actif du conseil d'administration à suspendre les droits de vote dans le contexte de la majorité suisse. L'introduction d'un tel instrument constituerait donc un préjudice critique et une infraction aux droits constitutionnels de la liberté de propriété et de la liberté économique. En outre, il n'est pas compréhensible pour quelles raisons de telles règles devraient s'appliquer exclusivement à Swissgrid sous prétexte d'une domination suisse, mais pas à d'autres institutions d'importance systémique (p. ex. les banques d'importance systémique, les entreprises publiques telles que Swisscom, Ruag, les CFF, les entreprises d'approvisionnement en électricité cantonales, etc.).
Art. 20 Tâches de la société nationale du réseau de transport *Al. 1 et 2, let. f-h version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):* *1 Pour assurer un approvisionnement en électricité sûr de la Suisse, la société*	***Art. 20, al. 2, let. b et c, et 3***	**Art. 20**	**Art. 20**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
nationale du réseau de transport veille continuellement à ce que l'exploitation du réseau soit non discriminatoire, fiable et performante. Elle fixe les capacités de transport transfrontalier en coordination avec les gestionnaires de réseau des pays limitrophes.			
2 Elle a notamment les tâches suivantes:	2 Elle a notamment les tâches suivantes:	2 Elle a notamment les tâches suivantes:	
a. elle exploite et surveille l'ensemble du réseau de transport de la Suisse et le gère comme une seule zone de réglage; elle est responsable de la planification et du contrôle de l'ensemble du réseau de transport;			
b. elle assume la responsabilité de la gestion des bilans d'ajustement et assure les services-système, y compris la mise à disposition des énergies de réglage; l'acquisition des capacités requises doit être organisée selon des procédures transparentes et non discriminatoires;	b. elle assume la responsabilité de la gestion des bilans d'ajustement et assure les services-système, y compris la mise à disposition des énergies de réglage. Dans la mesure où elle ne fournit pas elle-même les services-système, elle les acquiert selon des procédures axées sur le marché, transparentes et non-discriminatoires. Concernant la consommation, elle prend en compte prioritairement les offres comportant une utilisation efficace de l'énergie;	b. elle assume la responsabilité de la gestion des bilans d'ajustement et assure les services-système, y compris la mise à disposition des énergies de réglage. Dans la mesure où elle ne fournit pas elle-même les services-système, elle les acquiert selon des procédures axées sur le marché, transparentes et non-discriminatoires. Concernant la consommation, elle prend en compte prioritairement les offres comportant une utilisation efficace de l'énergie; <u>elle achète l'énergie de réglage, l'énergie réactive, l'énergie pour les mesures de redispatching ainsi que l'énergie d'ajustement pour les pertes de transport exclusivement sur le marché;</u>	**Concernant l'al. 2, let. b:** il convient de préciser clairement et en adéquation avec l'art. 18, al. 6, LApEl que Swissgrid ne peut exploiter elle-même aucune installation apte à fournir des services-système (centrales, dispositifs de stockage, sites de consommation). Elle ne peut se charger elle-même que de la gestion du bilan d'ajustement et de l'utilisation de ses moyens d'exploitation relevant de la technique du réseau (transformateurs, opérations de couplage pour l'exploitation du réseau, etc.).
c. si la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée, elle ordonne les mesures nécessaires; elle règle les modalités en collaboration avec les exploitants de centrales, les gestionnaires de réseau et les autres parties concernées;	c. elle fait face à une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport en prenant les mesures nécessaires (art. 20a).		
d. elle élabore des procédures transparentes et non discriminatoires pour remédier aux congestions du réseau;			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
e. elle collabore avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers et représente les intérêts de la Suisse au sein des organes concernés. *f. elle participe à la planification des réseaux de transport d'électricité européens et garantit, en tenant compte du scénario-cadre, que le réseau de transport suisse soit suffisamment connecté avec le réseau de transport international;* *g. elle informe le public des raisons et de l'état d'avancement des projets qu'elle met en place sur la base du plan pluriannuel et explique l'importance de ces projets pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse;* *h. elle communique à l'OFEN et aux cantons les renseignements nécessaires à l'information du public visée à l'art. 9e et met à leur disposition les documents correspondants.* 3 Le Conseil fédéral peut obliger le gestionnaire du réseau de transport à utiliser en priorité de l'électricité issue d'énergies renouvelables, notamment de la force hydraulique, pour couvrir le besoin d'énergie de réglage. 4 Lorsque l'accomplissement de ses tâches l'exige, la société nationale peut proposer à l'ElCom d'exproprier un propriétaire. Les règles de procédure de la loi fédérale du 20 juin 1930 sur l'expropriation ne sont pas applicables.	3 *Abrogé*		
	Art. 20a Mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport 1 La société nationale du réseau de transport convient de manière uniforme, avec des gestionnaires d'un réseau de distribution, des producteurs d'électricité, des consommateurs		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	finaux et d'autres acteurs appropriés raccordés directement ou indirectement à un réseau électrique, de toutes les mesures nécessaires qu'elle prend ou sollicite pour prévenir ou éliminer une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport. 2 Elle ordonne de telles mesures face à une menace immédiate et importante et en l'absence d'une convention. Elle annonce ensuite sans délai de tels ordres à l'ElCom. 3 Elle prend des mesures de substitution si les mesures ne sont pas prises comme convenu ou ordonné. Les acteurs défaillants supportent les coûts supplémentaires occasionnés par les mesures de substitution. 4 Au demeurant, les coûts des mesures visées au présent article sont attribués aux coûts du réseau de transport et sont imputables conformément aux dispositions de l'art. 15. Le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions à cette attribution des coûts.		
Art. 20a Contrôle de sécurité relatif aux personnes 1 Les personnes chargées auprès de la société nationale du réseau de transport de tâches dans le cadre desquelles elles peuvent influer sur la sécurité du réseau de transport et sur le caractère fiable et performant de son exploitation doivent se soumettre périodiquement à un contrôle de sécurité. 2 La teneur du contrôle ainsi que la collecte des données se fondent sur l'art. 20 de la loi fédérale du 21 mars 1997 instituant des mesures visant au maintien de la sûreté intérieure. Le traitement de ces données est autorisé.	***Art. 20b*** ***Ex-art. 20a***		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
3 La demande de contrôle est faite par la société nationale du réseau de transport. Le résultat, accompagné d'une justification sommaire, doit lui être communiqué. 4 Le Conseil fédéral désigne les personnes qui doivent se soumettre au contrôle et règle la procédure de contrôle.			
Chapitre 4 Commission de l'électricité			
Art. 21 Organisation 1 Le Conseil fédéral institue une Commission de l'électricité (ElCom) formée de cinq à sept membres; il en désigne le président et le vice-président. Les membres doivent être des experts indépendants. Ils ne peuvent ni appartenir à des organes de personnes morales actives dans le secteur de la production ou du commerce d'électricité, ni être sous contrat de prestations avec de telles personnes morales. 2 L'ElCom n'est soumise à aucune directive du Conseil fédéral ou du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication lorsqu'elle prend des décisions. Elle est indépendante des autorités administratives et dispose de son propre secrétariat. 3 L'ElCom peut associer l'Office fédéral de l'énergie (office) à l'exécution de la présente loi et lui donner des instructions. 4 L'ElCom élabore un règlement d'organisation et de fonctionnement et le soumet à l'approbation du Conseil fédéral. 5 Les coûts de l'ElCom sont couverts par des émoluments. Le Conseil fédéral fixe les modalités.	***Art. 21, al. 3*** 3 *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Art. 22 Tâches *Al. 2bis version selon Stratégie Réseaux électriques (pas encore en vigueur):* 1 L'ElCom surveille le respect des dispositions de la présente loi, prend les mesures et rend les décisions nécessaires à l'exécution de la présente loi et de ses dispositions d'exécution.	***Art. 22, al. 2 et 2bis***	**Art. 22**	**Art. 22**
2 L'ElCom est notamment compétente pour:	2 Elle est compétente, en cas de litige ou d'office, notamment pour les tâches suivantes:	2 *Selon le droit en vigueur:* L'ElCom est notamment compétente pour:	**Concernant l'al. 2, let. a à c:** dans l'intérêt de la sécurité juridique, il faut maintenir si possible le libellé actuel du texte de loi. Il convient de renoncer à des modifications qui ne sont censées apporter aucun changement matériel. La répartition éprouvée entre les décisions de l'ElCom en cas de litige et celles qu'elle prend d'office doit en principe être conservée. En ce qui concerne les prix d'électricité, l'ouverture du marché exerce de la pression de concurrence. Le fournisseur de l'approvisionnement de base est discipliné par la possibilité du consommateur final de changer de fournisseur. La compétence actuelle de l'ElCom n'est donc plus appropriée et représenterait une surrèglementation. L'ElCom ne doit pouvoir examiner le caractère abusif des prix plus qu'en cas de litige. En outre, aucune nouvelle compétence concernant la mesure de facturation ne doit être octroyée à l'ElCom, étant donné que l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure (ainsi que de prescriptions correspondantes concernant les tarifs de la mesure). Tous les coûts de la mesure sont donc des coûts de réseau imputables et doivent être intégrés dans les tarifs d'utilisation du réseau. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a. Concernant le terme prix de l'électricité, cf. remarque relative à l'art. 6, al. 1.
a. statuer, en cas de litige, sur l'accès au réseau, sur les conditions d'utilisation du réseau, sur les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ainsi que sur les tarifs de l'électricité; les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées; elle peut accorder l'accès au réseau à titre provisionnel;	a. statuer sur l'accès au réseau et sur les conditions d'utilisation du réseau. Elle peut accorder l'accès au réseau à titre provisionnel;	a. *Selon le droit en vigueur, ainsi que:* statuer, en cas de litige, sur l'accès au réseau, sur les conditions d'utilisation du réseau, sur les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ainsi que sur les prix ~~tarifs~~ de l'électricité abusifs à l'approvisionnement de base et de remplacement; les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées; elle peut accorder l'accès au réseau à titre provisionnel;	
b. vérifier d'office les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de l'électricité; les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées; elle peut ordonner une réduction ou interdire une augmentation;	b. vérifier les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau, l'approvisionnement de base et la mesure de décompte. Les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées. Elle peut ordonner une réduction des tarifs ou interdire l'augmentation de ceux-ci;	b. *Selon le droit en vigueur, ainsi que:* vérifier d'office les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ~~ainsi que les tarifs de l'électricité~~; les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques sont réservées; elle peut ordonner une réduction ou interdire une augmentation;	
c. statuer sur l'utilisation des recettes au sens de l'art. 17, al. 5.	c. statuer sur la modification de conditions abusives dans l'approvisionnement de remplacement;	c. *Selon le droit en vigueur:* statuer sur l'utilisation des recettes au sens de l'art. 17, al. 5.	
	d. prendre les décisions suivantes dans le domaine de la flexibilité au service du réseau: 1. statuer sur les utilisations garanties et la protection des détenteurs de flexibilité, 2. adapter les rémunérations abusives;	d. prendre les décisions suivantes, en cas de litige, dans le domaine de la flexibilité au service du réseau: 1. statuer sur les utilisations garanties et la protection des détenteurs de flexibilité en relation avec l'art. 17b^{bis}, al. 4, 2. adapter les rémunérations abusives en relation avec l'art. 17b^{bis}, al. 4;	**Concernant l'al. 2, let. d:** cf. également la remarque relative à l'art. 17b^{bis}, al. 4. En ce qui concerne la flexibilité, les tâches de l'ElCom doivent être limitées à l'application de l'art. 17b^{bis}, al. 4. Pour l'art. 17b^{bis}, al. 4, il faut décider au cas par cas, une action de l'ElCom n'étant donc indiquée qu'en cas de litige.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	e. prendre les décisions suivantes en relation avec une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport (art. 20a): 1. obliger les différentes parties à conclure une convention, dont elle fixe la teneur minimale; 2. statuer sur la recevabilité et les coûts des mesures ordonnées et des mesures de substitution en cas de non-respect des mesures ordonnées; f. prendre les décisions concernant la réserve de stockage (art. 8a) telles que l'attribution de pénalités ou la prise d'autres mesures. 2bis Elle statue sur l'utilisation des recettes visées à l'art. 17, al. 5. 2ter *Ex-al. 2bis*	f. prendre les décisions concernant la réserve de stockage (art. 8a) ~~telles que l'attribution de pénalités ou la prise d'autres mesures~~.	**Concernant l'al. 2, let. f:** ce complément figure déjà à l'art. 8a et peut donc être biffé.
2bis L'ElCom examine le plan pluriannuel soumis par la société nationale du réseau de transport et se prononce en particulier sur la nécessité des projets présentés. Elle communique par écrit à ladite société le résultat de son examen dans un délai de neuf mois après le dépôt du plan. 3 L'ElCom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. A cet effet, elle vérifie notamment l'état et l'entretien du réseau de transport ainsi que l'adéquation régionale des investissements de la société nationale du réseau de transport. 4 Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9. 5 L'ElCom coordonne son activité avec celle des autorités de régulation étrangères et représente la Suisse			

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
dans les organes internationaux correspondants. 6 L'ElCom informe le public sur son activité et présente un rapport d'activité annuel au Conseil fédéral.			
	Art. 22a Publication des comparatifs de qualité et d'efficacité 1 L'ElCom 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. 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.	**Art. 22a** 1 L'ElCom 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.	**Art. 22a** **Concernant l'al. 1:** 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. Lors de l'élaboration de la régulation Sunshine, l'ElCom a collaboré avec la branche avec succès. Grâce à ceci, de bons résultats ont pu être atteints. Cet échange éprouvé doit être conservé. Les gestionnaires de réseau ont droit à ce que les chiffres de comparaison publiés soient établis avec le plus grand soin. Si des comparaisons non justifiées 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 ainsi reposer sur des méthodes fondées scientifiquement.
	2 L'ElCom établit notamment des comparatifs dans les domaines suivants: a. qualité de l'approvisionnement; b. tarifs d'utilisation du réseau et coûts de réseau imputables; c. tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base; d. qualité des prestations dans l'approvisionnement de base et dans le secteur réseau; e. investissements dans les réseaux intelligents; f. mesure de décompte, en l'absence d'un droit d'option y relatif; g. respect des obligations en matière de publication et de communication.	2 L'ElCom établit notamment des comparatifs dans les domaines suivants: c. *Biffer* d. *Biffer* e. *Biffer* f. *Biffer*	**Concernant l'al. 2:** le choix des indicateurs doit permettre de ne poser aucune fausse incitation aux investissements. Un indicateur «Coûts par kVA au NR 6» pourrait par exemple entraîner la construction de transformateurs trop grands et trop performants. Les comparaisons doivent en outre se fonder sur la médiane pondérée, sinon cela entraîne des distorsions. Exemple: la comparaison donne 100 transformateurs à 20 francs, 2 transformateurs à 15 francs et 2 transformateurs à 10 francs. Les coûts s'élèveraient à 15 francs en médiane non pondérée. Conformément à la moyenne pondérée, ils seraient pourtant de 20 francs, ce qui donnerait une meilleure idée des coûts réels. Il résulte une inégalité de traitement entre les gestionnaires de réseau de distribution qui couvrent plusieurs niveaux de réseau et ceux qui ne sont raccordés qu'à un niveau de réseau. Pour ces derniers, les comparaisons ne tiennent pas compte des coûts des réseaux en amont, alors que les coûts des autres ges-

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
			tionnaires de réseau de distribution incluent plusieurs niveaux de réseau. Il convient de tenir compte de cette différence dans les comparaisons. **Concernant l'al. 2, let. a et b:** tous les gestionnaires de réseau de distribution doivent être traités de façon égale. Il ne faut pas procéder à une comparaison individuelle, mais à une comparaison globale des coûts. Les comparaisons individuelles posent de fausses incitations lors de l'attribution des coûts. Cela déboucherait sur une optimisation de certains types de coûts et indicateurs au lieu d'inciter une optimisation des coûts globaux. **Concernant l'al. 2, let. c:** l'AES rejette une régulation des prix dans l'approvisionnement de base. C'est pourquoi aucune comparaison de prix ne se justifie. **Concernant l'al. 2, let. d:** une délimitation qualitative n'est pas possible dans ce domaine de comparaison. On ne peut pas juger à partir de quel nombre de produits d'une certaine qualité écologique l'indicateur peut être estimé «bon». En outre, cette information est facilement accessible pour les clients finaux. La question se pose de savoir si l'établissement de ces comparaisons fait réellement partie des tâches de l'ElCom. **Concernant l'al. 2, let. e:** il est impossible de délimiter clairement ce que désigne le terme «réseau intelligent». Par ailleurs, l'indicateur pose de fausses incitations à l'investissement. Il faut réaliser les investissements efficaces et avantageux en matière de coûts, qu'ils soient destinés à des réseaux «intelligents» ou «non intelligents». Cet indicateur accroît le risque d'investir dans des réseaux intelligents inutiles. En outre, la question se pose de savoir comment gérer les investissements déjà réalisés dans des réseaux intelligents. Une négligence à cet égard pénaliserait les gestionnaires de réseau de distribution ayant déjà réalisé ce type d'investissements. **Concernant l'al. 2, let. f:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Sans cette dernière, une déclaration de ces coûts n'est pas sensée. En outre, différentes attributions de coûts sont possibles, ce qui peut engendrer à son tour des distorsions des comparatifs. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.
		2^{bis} L'ElCom met à la disposition des gestionnaires de réseau de distribution les comparatifs avant leur publi-	**Concernant l'al. 2^{bis}:** une transparence totale doit s'appliquer. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent obtenir suffisamment de temps avant la publication pour consulter les résul-

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
		cation 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.	tats, afin d'éviter les erreurs et les interprétations erronées possibles. En outre, le calcul des chiffres-clés (en particulier les médianes) doit être transparent afin d'être compréhensible pour les gestionnaires de réseau de distribution. Pour ce faire, le raisonnement détaillé doit être communiqué au gestionnaire de réseau de distribution pour chaque chiffre-clé. Le raisonnement sur les groupes de référence et l'attribution à un groupe de référence doit également être transparent.
	3 L'office évalue les comparaisons tous les quatre ans dans un rapport. Si les gains d'efficacité observés dans le secteur réseau et leur impact sur les coûts de réseau sont insuffisants, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte législatif pour l'introduction d'une régulation incitative.	3 *Biffer*	**Concernant l'al. 3:** 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'ElCom. 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'ElCom, compétente du fait du mandat d'exécution qui lui a été conféré par la LApEl. Une attribution à l'OFEN, telle que stipulée à l'art. 22, al. 3 LApEl, 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, LApEl 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.
Art. 23 Voies de recours Les décisions de l'ElCom peuvent faire l'objet d'un recours auprès du Tribunal administratif fédéral.	***Art. 23. al. 2***	**Art. 23**	**Art. 23**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	2 L'ElCom est autorisée à faire recours auprès du Tribunal fédéral.	2 *Biffer*	**Concernant l'al. 2:** l'AES rejette un droit de recours de l'ElCom auprès du Tribunal fédéral contre des arrêts du Tribunal administratif fédéral. La réglementation actuelle, selon laquelle le DETEC peut recourir, crée un mécanisme de contrôle interne approprié pour un recours contre l'arrêt.
Chapitre 6 Obligation de renseigner, secrets de fonction et d'affaires, taxe de surveillance			
Art. 25 Obligation de renseigner et assistance administrative 1 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 de mettre à leur disposition les documents requis. 2 Les services de la Confédération et des cantons sont tenus de participer aux investigations de l'ElCom et de l'office et de mettre à leur disposition les documents requis.	***Art. 25, al. 1*** 1 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. 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. 25** **Concernant l'al. 1:** L'AES rejette formellement l'extension de l'obligation de renseignement vis-à-vis des autorités, et ce, en particulier si l'on considère les extensions prévues à l'art. 27 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. Souvent, il y a 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. L'obligation légale de renseigner doit donc continuer de se limiter à l'exécution de la loi, et non 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 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 avec l'aspect du principe de précision.
Art. 26 Secret de fonction et secret d'affaires 1 Les personnes chargées de l'exécution de la présente loi sont soumises au secret de fonction. 2 Elles ne doivent divulguer aucun secret de fabrication et aucun secret d'affaires.	***Art. 26, al. 1*** 1 Les personnes chargées de l'exécution de la présente loi et d'autres tâches qui lui sont liées sont soumises au secret de fonction.	**Art. 26** 1 Les personnes chargées de l'exécution de la présente loi ~~et d'autres tâches~~ qui lui sont liées sont soumises au secret de fonction.	**Art. 26** **Concernant l'al. 1:** Par analogie avec l'art. 25, al. 1.
Art. 27 Protection des données 1 Dans les limites des objectifs de la présente loi, l'office et de l'ElCom traitent des données personnelles, y compris	**Art. 27 Transmission des données** 1 Dans les limites des objectifs de la présente loi, l'office et l'ElCom traitent des données personnelles, y compris	**Art. 27**	**Art. 27** **Concernant l'al. 3:** l'AES rejette la transmission des données pratiquement illimitée entre l'ElCom et l'OFEN. La proposition qui permet aux deux autorités de faire valoir de façon quasi illimitée

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
les données sensibles concernant des poursuites ou des sanctions pénales (art. 29). 2 Ils peuvent conserver ces données sous forme électronique.	les données sensibles concernant des poursuites ou des sanctions pénales (art. 29). 2 Ils peuvent conserver ces données sous forme électronique. 3 Ils se transmettent mutuellement, sur demande, les données que l'un ou l'autre devrait sinon se procurer pour accomplir ses tâches. Les dispositions s'opposant à un tel échange de données demeurent réservées. 4 En cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport, l'ElCom 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. 5 La société du réseau de transport traite les données visées à l'al. 4 de manière confidentielle, et s'assure, au moyen de mesures techniques et organisationnelles, qu'elles ne sont pas utilisées à d'autres fins.	3 *Biffer* 4 En cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport, l'ElCom 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.	des obligations de renseigner est particulièrement inacceptable en lien avec la modification de l'art. 25, al. 1. Même si l'on laisse de côté la modification de l'art. 25, al. 1, 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 puisse être prouvé au cas par cas, et les personnes concernées devraient être informées de la transmission des données. **Concernant l'al. 4:** pour le cas effectif d'une mise en danger de la sécurité d'exploitation du réseau, les exploitants de centrale ont d'ores et déjà conclu avec l'ElCom un accord qui garantit la transmission des données par l'ElCom en cas de danger. Par conséquent, une réglementation légale allant plus loin n'est pas nécessaire. En outre, une transmission des données à la société nationale des réseaux de transport est problématique du point de vue du droit de la concurrence et doit être limitée au strict minimum. Cf. Également la remarque relative à l'art. 8a, al. 3 et 4.
Chapitre 7 Dispositions pénales			
Art. 29 1 Est puni d'une amende de 100 000 francs au plus celui qui, délibérément: a. ne répercute pas ou pas suffisamment les réductions de prix (art. 6); b. ne procède pas ou pas correctement à la séparation comptable et juridique du secteur réseau des autres secteurs, ou utilise pour d'autres secteurs d'activité les informations obtenues dans le cadre de l'exploitation du réseau (art. 10 et 33, al. 1); c. ne sépare pas ou pas correctement le secteur réseau des autres sec-	***Art. 29, al. 1, let. a, d, e^{bis} et f^{bis}, et 4*** 1 Est puni d'une amende de 100 000 francs au plus celui qui, délibérément: a. *abrogé*	**Art. 29**	**Art. 29**

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
teurs d'activité dans la comptabilité analytique (art. 11); d. ne comptabilise pas ou pas correctement la rémunération pour l'utilisation du réseau, ou prélève illégalement une taxe pour le changement de fournisseur (art. 12); e. refuse l'accès au réseau en violation du droit (art. 13); f. refuse de fournir les informations demandées par les autorités compétentes ou fournit des informations inexactes (art. 25, al. 1); g. enfreint une disposition d'exécution dont la violation est déclarée punissable, ou contrevient à une décision qui lui a été signifiée sous la menace des sanctions pénales prévues par le présent article. 2 Si l'auteur de l'infraction agit par négligence, l'amende peut atteindre 20 000 francs. 3 L'office poursuit et juge les infractions conformément à la loi fédérale du 22 mars 1974 sur le droit pénal administratif.	d. ne comptabilise pas ou pas correctement les coûts d'utilisation du réseau (art. 12, al. 3), ou prélève illégalement une taxe pour les processus de changement (art. 13a, al. 2); e^{bis}. ne traite pas correctement les données de mesure et les données personnelles acquises par l'exploitation d'une station de mesure ou par les prestations de mesure, notamment en ce qui concerne leur transmission (art. 17b^{ter}, al. 1); f^{bis}. refuse de fournir les renseignements et informations demandés par la société nationale sur la réserve de stockage ou fournit des informations inexactes (art. 8a); 4 Lorsque l'amende entrant en ligne de compte ne dépasse pas 20 000 francs et que l'enquête rendrait nécessaires à l'égard des personnes punissables selon l'art. 6 de la loi fédérale du 22	e^{bis}. *Biffer*	**Concernant l'al. 1, let. e^{bis}:** l'AES rejette une libéralisation partielle du système de mesure. Cf. également la remarque relative à l'art. 17a.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
	mars 1974 sur le droit pénal administratif (DPA) des mesures d'instruction hors de proportion avec la peine encourue, l'OFEN peut renoncer à poursuivre ces personnes et condamner à leur place l'entreprise (art. 7 DPA) au paiement de l'amende.		
Chapitre 8 Dispositions finales			
	Art. 33c Disposition transitoire relative à la modification du … Les consommateurs finaux dont le droit à l'approvisionnement de base prend fin avec l'entrée en vigueur de la modification du … ont le droit d'être approvisionnés par le gestionnaire de réseau pendant une année au maximum à dater de l'entrée en vigueur de cette modification, aux conditions de l'approvisionnement de base en vigueur pendant cette année-là. S'ils n'ont pas mandaté un fournisseur d'électricité à l'expiration de ce délai, ils sont affiliés à l'approvisionnement de remplacement.	**Art. 33** 2 Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents chez des consommateurs finaux, les exploitants de stockage et les producteurs avant le 1er janvier 2018 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final ne l'interdit pas expressément.	**Art. 33** **Concernant l'al. 2: I**a disposition transitoire actuelle de l'art. 31f OApEl doit continuer d'être appliquée. À titre de précision, les exploitants de stockage et les producteurs doivent aussi être cités. La deuxième phrase de cette réglementation peut néanmoins être supprimée car la possibilité d'un tel accès sera créée dans l'art. 17bbis.
Art. 34 Référendum et entrée en vigueur 1 La présente loi est sujette au référendum. 2 Le Conseil fédéral fixe la date de l'entrée en vigueur sous réserve de l'al. 3. 3 Un arrêté fédéral sujet au référendum met en vigueur les art. 7 et 13, al. 3, let. b, et abroge les art. 6, 13, al. 3, let. a, et 29, al. 1, let. a, cinq ans	***Art. 34, al. 2 et 3*** 2 Le Conseil fédéral fixe la date de l'entrée en vigueur. 3 *Abrogé*	**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.	**Art. 34** **Concernant l'al. 3:** Suite à l'ouverture complète du marché, un nombre beaucoup plus élevé de clients changera de fournisseur que c'est le cas aujourd'hui (changement de fournisseur). Afin de pouvoir continuer à effectuer correctement et dans les délais les

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
après l'entrée en vigueur de la présente loi.			processus qui en découlent, liés au changement de fournisseur, à l'échange de données et à la facturation, il y aura lieu de procéder à des standardisations et, dans une grande mesure, des automatisations. Pour cela, il faut établir des solutions de branche puis, à l'aide de celles-ci, développer et implémenter des solutions informatiques, et former les personnes qui les utilisent. Afin de pouvoir orienter les processus et les systèmes informatiques de façon ciblée sur une ouverture complète du marché et d'éviter les erreurs d'investissement et les inefficacités de traitement dans toute la branche, les acteurs du marché sont tributaires du fait que les dispositions légales nécessaires soient connues au préalable. L'élaboration des prescriptions détaillées et des spécifications concrètes doivent être déléguées à la branche, en vertu du principe de subsidiarité. Sur cette base, les solutions informatiques spécifiques à la Suisse peuvent être développées et les processus standardisés et automatisés peuvent être implémentés. Une ouverture complète du marché fonctionnelle et efficace nécessite donc des prescriptions claires concernant les processus et les responsabilités, y compris les exigences relatives à la protection des données ainsi qu'un délai de transition approprié. L'élaboration des prescriptions détaillées, le développement de solutions informatiques spécifiques à la Suisse ainsi que la mise à niveau des systèmes pour le traitement automatique des processus demandent au moins 24 mois, selon un prestataire informatique leader. Ce délai représente le strict minimum; pour qu'il puisse être respecté, différentes conditions préalables doivent être remplies. Ainsi, un nombre limité de fournisseurs informatiques spécialisés doivent pouvoir réaliser les implémentations auprès de nombreuses EAE en peu de temps, et les traductions de la documentation et du logiciel d'application en français et en italien doivent avoir lieu à temps. Ces systèmes informatiques doivent être opérationnels au plus tard le 1er septembre de l'année précédant l'ouverture complète du marché, afin que les changements de fournisseur puissent être effectués pour l'ouverture complète du marché dans le commerce de masse, conformément aux délais prévus. Les changements de fournisseur doivent pouvoir être effectués de manière totalement automatisée au plus tard juste après la publication des prix de l'approvisionnement de base au 31 août.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
Loi sur l'énergie			
Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution 1 Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans leur zone de desserte: a. l'électricité qui leur est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles; b. le biogaz qui leur est offert. 2 Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh. 3 Si le gestionnaire de réseau et le producteur ne peuvent pas convenir d'une rétribution, les dispositions suivantes s'appliquent: a. pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente; b. pour l'électricité provenant d'installations de couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles, la rétribution est fonction du prix du marché au moment de l'injection; c. pour le biogaz, la rétribution s'aligne sur le prix que le gestionnaire de réseau devrait payer s'il l'achetait auprès d'un tiers. 4 Le présent article s'applique également lorsque le producteur bénéficie d'une rétribution unique (art. 25) ou d'une contribution d'investissement au sens des art. 26 ou 27. Il ne s'applique pas		**Art. 15** *Biffer* ***Subsidiairement:* Obligation de reprise et de rétribution pour un organe central indépendant:** **<u>Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution</u> *<u>(nouveau)</u>*** <u>1 Un organe indépendant (organe de reprise) est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans toute la Suisse l'électricité qui lui est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles.</u> <u>2 Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle</u>	**Art. 15** Les obligations de reprise et de rétribution pour le gestionnaire de réseau ne sont pas compatibles avec une ouverture complète du marché. Dans un marché ouvert, le gestionnaire de réseau est exposé, dans son rôle de fournisseur de l'approvisionnement de base, à une pression sur les prix. Les obligations de reprise et de rétribution peuvent empêcher le gestionnaire de réseau de proposer des prix compétitifs dans l'approvisionnement de base. De plus, peut se présenter le cas où le gestionnaire de réseau doit acheter de l'énergie en vertu des obligations de reprise et de rétribution, mais ne peut plus vendre cette énergie faute de clients à l'approvisionnement de base. Si une obligation de reprise et de rétribution par le gestionnaire de réseau gazier devait être maintenue pour le biogaz, cette obligation devrait être réglée séparément dans la loi. **Concernant la proposition subsidiaire:** Si les obligations de reprise et de rétribution continuent d'exister pour l'électricité, elles doivent être réalisées par un organe central indépendant.

Droit en vigueur	Projet du 17.10.2018	Proposition	Remarque
tant que le producteur participe au système de rétribution de l'injection (art. 19).		consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh. 3 La rétribution se fait sur la base du prix de référence selon l'art. 15 OEneR. 4 Le présent article s'applique également lorsque le producteur bénéficie d'une rétribution unique (art. 25) ou d'une contribution d'investissement au sens des art. 26 ou 27. Il ne s'applique pas tant que le producteur participe au système de rétribution de l'injection (art. 19). 5 L'organe de reprise vend le mieux possible l'énergie ainsi reprise.	