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

Office fédéral de l'énergie
Section Droit de l'électricité, du transport
par conduites et des eaux
3003 Berne

Par voie électronique: strategie.stromnetze@bfe.admin.ch

20 septembre 2018

Olivier Stössel, ligne directe +41 62 825 25 51, olivier.stoessel@electricite.ch

Stratégie Réseaux électriques: procédure de consultation relative à la révision des ordonnances

Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité de prendre position sur les modifications des ordonnances dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques.

L'AES a toujours soutenu la Stratégie Réseaux électriques, la considérant comme une reconnaissance, de la part de la Confédération, de la valeur que revêtent les réseaux électriques, de la nécessité de leur acceptation par la société et du besoin d'appliquer des procédures d'autorisation rapides et non bureaucratiques. La transformation et l'extension de l'infrastructure de réseau nécessaire à la sécurité d'approvisionnement et à la sécurité du réseau sont aujourd'hui considérablement entravées par la longueur inacceptable des procédures d'approbation. S'ajoute à cela le fréquent manque d'acceptation de certains éléments d'infrastructure par la population, qui se traduit par des conflits sans fin autour du choix du tracé et de l'enfouissement de lignes aériennes. De plus, la Stratégie énergétique 2050 n'est applicable que si, en complément, les réseaux électriques peuvent être mis à disposition au bon moment, et conformément aux besoins.

Comme pour la procédure législative, il faut suivre les idées directrices fondamentales lors de la mise en œuvre de la Stratégie Réseaux électriques au niveau de l'ordonnance: il faut clarifier les processus et les prescriptions, accélérer les procédures et supprimer les obstacles et les inefficacités bureaucratiques.

Après quelques observations fondamentales, la présente lettre commente en détail les principales propositions de modification de l'AES. En raison de leur volume conséquent, les autres propositions de modification, avec leur justification, figurent dans les tableaux synoptiques ci-joints, qui font partie intégrante de cette prise de position.

I. Observations fondamentales

- **Coûts de réseau imputables**
  La densité réglementaire en matière de coûts de réseau imputables a augmenté significativement. Les nouvelles listes de coûts s'intéressent cependant de manière sélective à quelques facteurs de coût, remettant ainsi implicitement en question la sécurité juridique des facteurs qui ne sont pas cités explicite-

ment. De plus, les listes comportent le risque que l'on ne se concentre plus sur l'efficacité globale du réseau. Le contrôle coûts/efficacité doit être confié à l'ElCom, qui, conformément à son mandat légal d'autorité de régulation indépendante, doit évaluer l'ensemble des coûts d'exploitation et de capital en fonction de l'exigence d'un réseau sûr, performant et efficace.

- **Normes techniques**
  Dans le domaine des normes techniques, un gros travail de remaniement est nécessaire d'urgence. L'Ordonnance sur les lignes électriques et l'Ordonnance sur le courant fort doivent être adaptées aux réalités actuelles et concorder avec les normes techniques internationales (p. ex. IEC, CENELEC, normes EN). Une adaptation est particulièrement urgente dans le domaine de la tension de contact. Le manque d'actualité des prescriptions techniques entraîne aujourd'hui une augmentation inutile des coûts de la construction de réseaux en Suisse. Le besoin d'intervention a aussi été reconnu par l'Office fédéral de l'énergie, qui a initié les travaux en la matière en 2016. L'AES appelle l'Office fédéral de l'énergie à poursuivre ces travaux au plus vite et à préparer les révisions d'ordonnances nécessaires. L'AES est tout à fait disposée et trouverait de l'intérêt à continuer d'accompagner et de soutenir ces travaux en y apportant son expertise.

- **Investissements dans l'hydraulique**
  La nouvelle réglementation de la méthode du prix moyen est un signal politique important en faveur de l'hydraulique. L'AES fait toutefois remarquer que la détente de la situation qui en découle pour les exploitants de centrales hydrauliques est limitée. Premièrement, la réglementation n'a pratiquement aucun effet sur les producteurs qui n'ont pas d'accès direct à l'approvisionnement de base. Deuxièmement, la réglementation est couplée à la durée de validité de la prime de marché, et donc fortement limitée dans le temps. Par conséquent, dans le cadre de la future organisation du marché, des mesures qui créent des incitations pour réaliser des investissements à long terme dans la production indigène sont nécessaires. En outre, une flexibilisation de la redevance hydraulique, avec une part fixe et une part variable, dépendante du marché, reste incontournable.

- **Obligations de reprise et de rétribution**
  La problématique des obligations de reprise et de rétribution est atténuée, au moins temporairement, pour les gestionnaires de réseau de distribution grâce à la nouvelle réglementation de la méthode du prix moyen. En effet, celle-ci permettra la fourniture de l'électricité correspondante aux clients de l'approvisionnement de base aux coûts de revient. Toutefois, cela ne change rien au fait que la disposition de l'art. 12 OEne, selon laquelle la rétribution de l'énergie refoulée se fonde également sur les coûts de revient de la production propre, est contraire à la loi et doit être biffée. En effet, le législateur aspirait expressément à une rétribution en phase avec le marché.

II. Principales propositions de modification

1. Facteur de surcoût (art. 11b à 11e OLEl)

Par le biais de l'art. 15c LIE, le législateur a exprimé sa volonté de promouvoir le câblage des réseaux électriques d'une tension inférieure à 220 kV dans la mesure où cela est possible sur les plans technique et opérationnel et pour autant que les coûts supplémentaires qui en résultent ne dépassent pas une certaine limite.

Il a ainsi tenu compte d'un besoin politique et sociétal. Étant donné que l'enfouissement des lignes électriques va généralement de pair avec un surcoût, le principe de câblage implique que la communauté soit disposée à prendre en charge les coûts. Le facteur de surcoût correspondant doit refléter une pesée largement acceptée entre l'intérêt d'enfouir les lignes et les coûts économiques.

Du point de vue des gestionnaires de réseau, il faut souligner que, avec le facteur de surcoût proposé de 1,75, davantage de lignes en zone urbaine devraient à nouveau être construites sous forme de lignes aériennes, étant donné que les surcoûts pour une ligne câblée allant au-delà du facteur 1,75 ne sont pas considérés comme imputables par l'ElCom. Bien que les réseaux électriques des niveaux de réseau 7 et 5 (basse et moyenne tension) soient déjà en grande partie enfouis, de nombreux raccordements domestiques et conduites d'alimentation ne pourraient, à l'avenir, pas (ou: plus) être enfouis, et ce, pour des raisons de coûts. De même, dans les régions urbaines, seul un petit nombre de projets du niveau de réseau 3 (haute tension) pourrait être réalisé sous forme de lignes souterraines. Il faudrait en plus repenser des projets de lignes souterraines déjà planifiés pour les convertir en lignes aériennes. Au lieu d'accélérer les procédures, il faudrait compter avec de nouveaux retards sur des projets de réseau urgents. Le facteur de surcoût de 1,75 proposé va donc à l'encontre de l'objectif du législateur, des préférences de la société et des prescriptions d'aménagement du territoire, et se traduirait même par un pas en arrière.

On peut déduire de l'expérience acquise dans le cadre de projets actuels que, notamment pour les projets de construction et de transformation critiques en termes de délais portant sur des réseaux de niveau 3, un facteur de surcoût d'au moins 2,5 peut améliorer la sécurité de planification et permet de déposer les plans de beaucoup plus de projets directement pour un câblage. De cette façon, la probabilité de rencontrer des oppositions pour des projets serait nettement réduite, ce qui permettrait d'accélérer la mise en œuvre de projets de réseau indispensables. Parallèlement, cela éviterait que de nouvelles incertitudes en matière de planification ne surgissent, qui ne seraient ni dans l'intérêt des gestionnaires de réseau, ni dans celui des communes et des riverains.

En conséquence, l'AES propose de différencier le facteur de surcoût. Pour les lignes situées en zone urbaine, il convient d'appliquer un facteur de surcoût de 3,0. Dans les autres régions, le facteur de surcoût peut être fixé à 1,75, comme proposé. La délimitation entre les régions urbaines et les autres régions pourrait se faire en fonction de critères d'aménagement du territoire, par exemple en définissant comme zone urbaine les zones à bâtir ainsi que les zones situées dans un périmètre de moins de 100 m autour d'une zone à bâtir.

De plus, il convient de souligner que les coûts estimés de CHF 10,5 milliards d'ici 2050, avancés pour un facteur de surcoût de 3,0, mentionnés dans l'étude «Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors» de 2013 menée par Consentec sur mandat de l'OFEN sont trop élevés. Cette étude part du principe que les lignes électriques seront remplacées, à l'issue de leur durée d'utilisation réglementaire ou technique, par une nouvelle ligne câblée ou aérienne, en fonction du niveau du facteur de surcoût et du scénario. La pratique montre que les lignes aériennes existantes sans besoin d'adaptation peuvent, par le biais de mesures de maintenance (ne requérant pas d'autorisation), être exploitées pendant plus longtemps que leur durée de vie technique théorique. Le passage à des lignes souterraines se fera donc de manière plus lente que supposé par les auteurs de l'étude et, partant, la hausse de la rémunération pour l'utilisation du réseau sera bien moindre qu'estimée.

Si, pour des raisons de coûts économiques, un facteur de surcoût non différencié et faible de 1,75 devait tout de même être fixé, de nombreuses dérogations devraient être définies pour éviter une inversion de

tendance en faveur de lignes aériennes pour des raisons de coûts, et ce, notamment dans les régions urbaines. Indépendamment du facteur de surcoût concret, il faut en outre garantir que les lignes câblées existantes puissent, en cas de renouvellement, être remplacées par des câbles. Inversement, les mesures de maintenance et de remplacement moins importants concernant les lignes aériennes ne doivent pas être complexifiées par des études de câblage laborieuses.

L'AES demande que, sur le principe et dans le but de réduire la charge au minimum, on définisse des cas pour lesquels, sur la base de leur contexte, on peut renoncer totalement à l'examen du facteur de surcoût. Les mesures de maintenance et de remplacement des lignes aériennes et câblées, mentionnées ci-dessus, doivent en faire partie. De plus, l'AES est d'avis que les principaux réseaux visés par le législateur sont ceux de niveau 3, car les réseaux des niveaux inférieurs sont dans leur grande majorité déjà câblés. Pour les projets jusqu'à 36 kV, il doit donc aussi être possible de renoncer à l'examen du facteur de surcoût.

Proposition

Ordonnance sur les lignes électriques

Art. 11b Principe

2 Le facteur de surcoût visé à l'art. 15c, al. 2, LIE s'élève à 3.0 en zone urbaine et à 1.75 ailleurs.

3 Les projets peuvent être réalisés et imputés sans que le facteur de surcoût soit calculé, lorsqu'une des conditions suivantes est remplie:

a. projet jusqu'à 36 kV;
b. remplacement des poteaux d'une ligne ordinaire;
c. remplacement de câbles existants par de nouveaux câbles;
d. mesures de maintenance qui n'entraînent pas de procédure d'approbation des plans.

Art. 11d Respect du facteur de surcoût

2 Le projet peut être ~~est~~ réalisé sous forme de ligne aérienne malgré le respect du facteur de surcoût:

a. s'il concerne une ligne aérienne existante et si le tronçon s'étend sur 1 km ~~quatre portées~~ au maximum, ou
b. …
c. s'il porte sur le remplacement des poteaux de lignes ordinaires existantes.

Art. 11e Dépassement du facteur de surcoût

Un projet concret peut, malgré le dépassement du facteur de surcoût, être réalisé partiellement ou intégralement sous forme de ligne souterraine si

a. les coûts totaux dépassant le facteur de surcoût ne sont pas considérés comme coûts imputables au sens de l'art. 15 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité;
b. il porte sur le remplacement d'une ligne câblée.

2. Définition des «dispositifs de stockage d'électricité» (art. 2 OApEl)

La réglementation proposée ici au niveau de l'ordonnance ne repose sur aucune base légale, mais elle a de larges répercussions sur l'utilisation des dispositifs de stockage d'électricité. Dans sa réponse à la motion de la CEATE-N «Égalité de traitement entre les technologies de stockage concernant les rémunérations pour

l'utilisation du réseau» (16.3265), le Conseil fédéral a expliqué: «Le Conseil fédéral estime qu'il est judicieux de réexaminer la réglementation actuelle relative à la rémunération pour l'utilisation du réseau concernant les installations de stockage et de la modifier au besoin dans le cadre de la révision en cours de la LApEl. (...) L'acceptation de la présente motion anticiperait cet examen.» La Conseillère fédérale Leuthard a confirmé cela lors des discussions parlementaires au Conseil national (BO 2016 N 1135).

C'est pourquoi, à l'heure actuelle, toute modification de la définition des dispositifs de stockage au niveau de l'ordonnance doit être rejetée et l'art. 2, al. 3, OApEl doit être biffé. Aujourd'hui, la LApEl ne règle explicitement que le cas des pompes dans les centrales de pompage-turbinage. Au-delà, la solution de la branche déterminée à titre subsidiaire (Manuel de l'AES sur les dispositifs de stockage d'électricité) est applicable, solution qui prévoit un traitement différencié des dispositifs de stockage dans la tarification réseau. Cette solution se fonde sur les principes suivants:

- Le principe de soutirage doit être respecté
- La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit être imputée qu'une seule fois à l'énergie entre sa production et sa consommation
- La solution adoptée ne doit discriminer aucune technologie
- La solution adoptée doit être applicable

Si une adaptation de la réglementation au niveau de la loi devait être souhaitée à une date ultérieure par le Conseil fédéral, celle-ci devrait s'aligner sur les principes précités.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 2 Définitions

~~3 Quiconque soutire de l'électricité du réseau à des fins de stockage est réputé consommateur final dans cette activité dans la mesure où il n'utilise pas cette électricité pour faire fonctionner les pompes de centrales de pompage.~~

3. Fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base (art. 4 à 4c OApEl)

Dans sa forme proposée, la mise en œuvre de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base va, dans la pratique, de pair avec une énorme charge administrative. Il est à craindre que, sous cette forme, les prescriptions soient quasi-inapplicables et que l'art. 6, al. 5 et 5^{bis}, LApEl passe à côté de l'effet visé par le législateur.

Une part croissante de l'électricité produite en Suisse à partir de sources d'énergies renouvelables provient de petites installations assujetties aux obligations de reprise et de rétribution de l'énergie, parmi lesquelles figurent typiquement des installations photovoltaïques sur des maisons individuelles. Pour ce type d'installations, l'analyse des coûts de revient exigée n'est pas viable. Pour les installations de petite taille, il faudrait non seulement connaître et justifier systématiquement les dépenses liées à la mise en place de l'installation, mais aussi réaliser des calculs des coûts calculatoires (p. ex. impôt sur le revenu), estimer le volume de

production annuel en fonction du site et de l'orientation de l'installation et, enfin, en déduire les coûts par kWh en appliquant des méthodes de mathématiques financières. Cela serait totalement disproportionné par rapport au montant de la rétribution en question.

L'Office fédéral de l'énergie lui-même n'utilise pas de coûts de revient précis pour chaque installation lorsqu'il calcule les taux de rétribution des installations RPC ou des installations dans le système de rétribution de l'injection; il se base en effet sur les coûts de revient d'installations de référence. Pour justifier cela, il a argumenté, dans son rapport «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC» de mai 2016, au moyen des économies de charges et de coûts (p. 5): «On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle coûteux du coût de revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. D'autre part, le système des installations de référence implique que les installations individuelles peuvent présenter des coûts de revient supérieurs ou inférieurs à ceux de l'installation de référence.»

En conséquence, l'AES propose que, pour l'électricité qui fait l'objet d'une obligation de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEne, la rétribution versée par le gestionnaire de réseau soit imputable aux tarifs dans l'approvisionnement de base, au sens d'une règle de minimis. La rétribution au titre de l'énergie et des garanties d'origine est alors déterminante puisque le gestionnaire de réseau doit impérativement reprendre les garanties d'origine pour pouvoir les utiliser pour le marquage de l'électricité conformément à l'art. 4, al. 3. Afin que le surcoût à la charge du consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base reste raisonnable, et pour garantir que le tarif soit aligné sur les coûts de revient d'une production efficace (art. 4, al. 1, OApEl), on fixe un plafond. Cette valeur maximale doit se baser sur les taux de rétribution applicables dans le système de rétribution de l'injection, à savoir, concrètement, ceux qui sont actuellement prévus pour les nouvelles installations dans les annexes de l'OEneR.

Afin de tenir compte de la prescription légale selon laquelle les éventuelles mesures de soutien doivent être déduites, il est proposé d'effectuer une déduction forfaitaire de 20% sur ces taux de rétribution. Cette valeur résulte du fait que les petites installations peuvent en général profiter de rétributions uniques à hauteur de 30% maximum des coûts d'investissement et que les coûts d'investissement représentent environ 60 à 70% des coûts de revient. Cette valeur est aussi appuyée par le rapport de l'OFEN de mai 2016 «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC», dans lequel on part du principe que les (nouvelles) rétributions uniques couvrent environ 15 à 25% des coûts de l'installation (p. 14).

La reprise et la rétribution d'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables engendre, auprès du gestionnaire de réseau, des coûts liés à la charge administrative. Selon la Communication de l'ElCom relative à la rétribution de reprise de l'électricité du 19 septembre 2016, ces coûts ne doivent pas être imputés aux producteurs. Ils doivent plutôt être inclus dans les tarifs de l'énergie en qualité de coûts administratifs et de gestion. Mais, étant donné que, pour le gestionnaire de réseau, la reprise et la rétribution de l'électricité issue d'installations de production n'appartenant pas au gestionnaire de réseau équivalent à un acte d'acquisition, les coûts y relatifs ne représentent pas des coûts de gestion. Il ne serait donc pas conforme d'inclure ces coûts dans les coûts de gestion. En l'absence des deux possibilités citées d'imputer les coûts (à savoir l'imputation aux producteurs et l'intégration dans les coûts de gestion), l'unique alternative consiste à les faire valoir en tant que coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau. Le nouvel art. 4, al. 2, let. d permet de créer de la sécurité juridique pour cette approche.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 4 Fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

2 Si le gestionnaire du réseau de distribution ...

c. Si l'électricité provient d'installations pour lesquelles il est soumis aux obligations de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEne, il peut, à titre dérogatoire, imputer la rétribution versée pour l'énergie et les garanties d'origine, dès lors que les sommes en question n'excèdent pas au total 80% des taux de rétribution déterminants pour les nouvelles installations conformément aux annexes 1.1–1.5 OEneR.

d. Si l'électricité ne provient pas d'installations propres, les charges administratives liées à la reprise et à la rétribution de l'électricité de ces installations sont des coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau.

Art. 4 à 4c

Voir autres propositions dans le tableau synoptique ci-joint

4. Assouplissements de la procédure d'approbation des plans (art. 9c OPIE)

La construction et l'exploitation d'ouvrages et d'installations pour le transport d'énergie constituent une tâche de la Confédération au sens de la Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN). Pour la construction dans des zones protégées, c'est ainsi automatiquement la procédure correspondante qui s'applique, en intégrant les autorités fédérales compétentes. La mention des zones protégées dans l'OPIE représente donc une répétition obsolète des dispositions légales en vigueur et doit être biffée.

Pour les installations du réseau de basse et de moyenne tension citées à l'art. 9c, il s'agit des projets nécessaires, notamment, pour la mise en œuvre de davantage d'injection décentralisée d'énergie, souhaitée dans la Stratégie énergétique 2050. Pour ce type d'installations, des assouplissements de la procédure sont nécessaires. La procédure d'approbation des plans est aujourd'hui longue, fastidieuse et coûteuse, ne serait-ce qu'en raison du nombre d'autorités impliquées, et est absolument disproportionnée par rapport à l'ampleur des projets. Les cantons peuvent sans problème garantir que les intérêts publics fixés par la Constitution et la législation fédérale et que les prescriptions, par exemple dans le domaine de l'aménagement du territoire et de la protection de l'environnement, soient respectés. Ils assument d'ores et déjà cette responsabilité dans le cadre d'autres projets de construction, notamment dans d'autres secteurs d'infrastructure tels que l'alimentation en eau. Dans les projets prévus à l'art. 9c, il faut donc prévoir que seules les autorités cantonales procèdent aux évaluations.

Concernant la version allemande de l'ordonnance: Le terme «grundsätzlich» ouvre une marge d'interprétation inutile du texte de loi et doit être biffé. Il comporte le risque que les simplifications de procédure visées soient sapées, ce qui ne va pas dans le sens de la Stratégie Réseaux électriques.

Proposition

Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques

Art. 9c Assouplissements de la procédure
Si un projet concerne une installation d'une tension nominale égale ou inférieure à 36 kV ~~qui n'est pas située dans une aire de protection au sens du droit fédéral~~, l'autorité chargée de l'approbation renonce à consulter les autorités spécialisées de la Confédération, dans la mesure où elle peut évaluer le projet grâce à la prise de position du canton.

5. Imputabilité des servitudes et des droits (art. 12 et 13 OApEl)

Pour construire et exploiter leurs réseaux, les gestionnaires de réseau ont besoin de différentes servitudes et de différents droits. Dans l'art. 12, al 1, l'autorité réglementaire a déjà consigné au moment de l'entrée en vigueur de l'OApEl le principe selon lequel les coûts résultant de l'indemnité accordée à des tiers sont imputables. L'autorité réglementaire a alors utilisé le terme «coûts d'exploitation» parce qu'elle s'est pour ainsi dire laissée guider par l'image d'une location. Effectivement, les servitudes sont, comme les locations, des indemnisations liées au temps. En pratique, toutefois, il existe une différence importante au niveau du paiement effectif. Alors qu'un loyer n'indemnise généralement qu'un ou plusieurs mois, un paiement de servitudes indemnise souvent plusieurs années, voire plusieurs décennies à l'avance. Cela s'explique purement et simplement par la charge de travail évitée, qu'un paiement annuel par exemple entraînerait pour un si grand nombre de servitudes. En conformité avec l'ensemble des normes comptables, de tels paiements anticipés sont activés et amortis sur la durée de la servitude. En fin de compte, les paiements ne déploient pas leur utilité dans l'exercice où le paiement a lieu.

La proposition suivante entend clarifier la situation afin que cette pratique continue d'être appliquée. En fin de compte, ni le Conseil fédéral (dans son message / rapport explicatif) ni le Parlement (lors des délibérations) n'ont manifesté une volonté de changer de pratique à travers la nouvelle réglementation au niveau de la loi.

L'AES tient à ce que le Conseil fédéral consigne dans son rapport explicatif les droits auxquels fait référence l'art. 15, al. 2, let. c OApEl. Du point de vue de la branche, il ne peut en particulier pas s'agir de droits de construction ni de droits d'utilisation des biens, qui ont un caractère de droit de propriété.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 12 Coûts d'exploitation imputables
1 Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables en vertu de~~, outre les coûts définis à~~ l'art. 15, al. 2, let. c, LApEl, les indemnités versées chaque année ~~accordées~~ à des tiers pour des servitudes et des droits.

Art. 13 Coûts de capital imputables
5 Les indemnités versées une seule fois à des tiers pour des servitudes et des droits sont considérées comme des coûts de capital imputables, en plus de celles régies par l'art. 15, al. 3, LApEl.

6. Renouvellement des servitudes (art. 9d OPIE)

Si les contrats nécessaires font défaut, l'exploitation intégrale d'infrastructures existantes peut être retardée de plusieurs années. Bien que l'AES ait privilégié une réglementation correspondante au niveau de la loi, elle salue le fait que l'art. 9d OPIE permette de clarifier la procédure de renouvellement des servitudes.

En effet, il arrive régulièrement qu'un propriétaire foncier refuse de renouveler une servitude arrivée à échéance ou d'accorder les droits pour la transmission de données de tiers. Selon la jurisprudence actuelle, une procédure d'approbation des plans s'impose dans le cas du seul renouvellement des servitudes pour des lignes déjà autorisées, sur lesquelles aucune transformation n'est prévue et auxquelles la législation n'impose aucune rénovation. Cette démarche ouvre la porte à toutes sortes de requêtes, comme le déplacement de l'installation ou le câblage. Les recours y relatifs doivent le plus souvent être tranchés dans le cadre de procédures judiciaires coûteuses. Afin de contrer cette inefficacité procédurale, seul le droit d'expropriation doit s'appliquer lors des renouvellements forcés de servitudes ou des indemnisations, comme le prévoit le nouvel art. 9d OPIE. La procédure d'approbation des plans doit être menée uniquement lorsqu'il s'agit de droits entièrement nouveaux.

Proposition

Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques

Art. 9d Acquisition et renouvellement de servitudes
Selon la proposition du Conseil fédéral

7. Déploiement de smart meters (art. 8a, 13a et 31e OApEl)

Le déploiement accéléré de smart meters n'est ni efficace, ni adapté à l'objectif recherché. Il faut privilégier à la place un déploiement «naturel» qui prescrive l'installation contraignante de smart meters uniquement en cas de remplacement ou de nouvelle installation de systèmes de mesure ainsi que sur demande du bénéficiaire d'un raccordement au réseau. Déjà défendue en 2017 dans sa prise de position sur les ordonnances relatives à la Stratégie énergétique 2050, cette position de l'AES n'a pas changé:

- Le remplacement précoce engendre des amortissements exceptionnels pour les compteurs en fonctionnement, ce qui va de pair avec un gaspillage des ressources.
- La continuité du remplacement des appareils, telle que pratiquée aujourd'hui, est rompue, ce qui entraîne un risque de cycles d'investissement fluctuants pouvant se répercuter sur les coûts de réseau.

- Des solutions locales associées à des conseils énergétiques et à une bonne visualisation de la consommation contribuent à une consommation d'électricité efficace avec une charge technique moindre. De plus, l'exploitation des avantages des systèmes de mesure intelligents est entravée par les contraintes strictes liées à l'utilisation des données.
- Les exigences détaillées formulées à l'égard des smart meters augmentent inutilement le coût des appareils et de leur gestion. Elles entravent les évolutions et innovations technologiques au lieu de les favoriser.

Si l'on maintient le principe d'un déploiement accéléré avec des prescriptions détaillées, celui-ci doit être conçu de telle sorte qu'il puisse être mis en pratique. Nous renvoyons à ce sujet aux remarques figurant dans le tableau synoptique sur l'OApEl ci-joint.

En 2017, l'AES a également déjà attiré l'attention sur le fait que les systèmes certifiés qui ont passé avec succès la vérification de la sécurité des données selon l'art. 8b ne seront pas disponibles à temps. Depuis, cette réserve s'est confirmée: selon l'état actuel des connaissances, soutenu par l'ElCom, on ne peut pas s'attendre à ce que les gestionnaires de réseau puissent se procurer des appareils certifiés d'ici au 1er janvier 2019. De nombreux gestionnaires de réseau sont en outre soumis au droit des marchés publics, ce qui oblige à des préparatifs nécessitant beaucoup de temps. Une procédure d'approvisionnement ne peut être réalisée pertinemment que lorsque plusieurs fournisseurs peuvent proposer les produits. Le délai pour le déploiement ne peut donc être lancé que deux ans après que les appareils et les systèmes sont disponibles.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents
Voir propositions dans le tableau synoptique ci-joint

Art. 31e Introduction de systèmes de mesure intelligents

1 Au plus tard deux ans après la possibilité de certification de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau n'installent plus que ces systèmes chez les utilisateurs raccordés au réseau avec une puissance inférieure ou égale à 1 kV. ~~Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.~~

2 *Biffer*

3 *Biffer*

4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b et qui sont utilisées avant l'expiration du délai selon l'alinéa 1 ~~mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3~~ demeurent imputables. ~~La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.~~

5 Les amortissements exceptionnels nécessaires ...

8. Tarifs pour l'utilisation du réseau (art. 18 OApEl)

La réglementation des tarifs pour l'utilisation du réseau reste non conforme à la loi (art. 18 OApEl). Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le législateur a sciemment adapté l'art. 14, al. 3, LApEl. Désormais, les tarifs de réseau doivent d'une part se fonder sur les caractéristiques de consommation, et d'autre part tenir compte non seulement des objectifs d'une utilisation efficace de l'électricité, mais aussi de ceux d'une infrastructure de réseau efficace. Loin de reprendre cette réglementation au niveau de l'ordonnance, l'art. 18 OApEl représente une régression, car la liberté de tarification nécessaire à l'efficacité de cette dernière s'en trouve encore réduite. La part d'au moins 70% applicable au tarif de travail non dégressif ne correspond aucunement à l'objectif qui est prévu dans la LApEl. Elle doit être ramenée à 50% au maximum.

La capacité de réseau est dimensionnée en fonction des besoins de puissance des bénéficiaires d'un raccordement. Une prise en charge des coûts selon le principe de causalité via les tarifs d'utilisation du réseau doit donc se baser sur la demande de capacité et non sur la quantité d'énergie transportée. Avec le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. infrastructure de charge pour l'électromobilité), une tarification de la puissance soutirée s'impose de plus en plus afin de garantir une utilisation efficace et de respecter le principe de causalité exigé par la LApEl pour les tarifs d'utilisation du réseau. La garantie de l'exploitation sûre du réseau peut aussi être optimisée par des incitations à réduire la puissance de pointe soutirée. C'est pourquoi une baisse de la part du tarif de travail est indiquée.

De plus, chez la plupart des gestionnaires de réseau, seule la puissance de raccordement des bâtiments est connue, et non celle des consommateurs finaux. Il n'est donc pas non plus possible de constituer de groupes de clients avec une puissance de raccordement maximale définie.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. ~~Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients.~~

3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 50 ~~70~~% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.

9. Systèmes de commande et de réglage intelligents (art. 8c OApEl)

S'agissant de l'art. 8c, al. 4 OApEl, l'AES maintient sa proposition de suppression déjà émise dans sa prise de position de 2017. Cette disposition a des répercussions massives sur la sécurité de l'infrastructure critique qu'est le «réseau électrique» et représente une atteinte importante aux droits la propriété des gestion-

naires de réseau de distribution. Une telle atteinte doit pouvoir se fonder sur une base légale, sur l'intérêt public et sur le principe de proportionnalité. Or, dans le cas présent, aucune de ces conditions n'est remplie. Au contraire: du point de vue de la sécurité de l'information, tout accès d'un tiers à des systèmes informatiques sensibles constitue un risque inacceptable. L'al. 4 implique une mise en péril directe de l'infrastructure critique et est par conséquent disproportionné. Il contrevient en outre à la recommandation de la branche «Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) dans l'approvisionnement en électricité», basée sur la «norme minimale visant à renforcer la résilience des TIC» de l'OFAE. Nous n'avons pas non plus connaissance de quelque réglementation similaire que ce soit provenant d'un pays étranger.

L'AES souligne en outre que la liberté de choix requise selon l'art. 8c, al. 1, peut aussi être exercée lorsqu'on donne la possibilité au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de dispositif de stockage de refuser l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Le consentement est tacite dès lors qu'on informe explicitement le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de dispositif de stockage de son droit de choisir et qu'il ne refuse pas.

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

~~4 Il accorde aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage intelligents dont les coûts de capital et d'exploitation sont imputés à titre de coûts de réseau, pour autant que cet accès ne mette pas en péril la sécurité de l'exploitation du réseau.~~

10. Création des bases légales pour l'introduction du délestage manuel (art. 5 et 12 OApEl)

L'AES a déjà souligné plusieurs fois que les bases légales pour l'introduction du délestage manuel en Suisse devaient être créées. Nous renvoyons en particulier à la prise de position sur les ordonnances de la Stratégie énergétique 2050 ainsi qu'à la lettre adressée à l'Office fédéral de l'énergie en date du 1er mars 2018.

Pour la mise en œuvre technique et organisationnelle d'un délestage manuel, l'AES a déjà élaboré une recommandation de la branche intitulée «Délestage manuel». Une adaptation du cadre juridique est cependant nécessaire pour que ce document puisse entrer en vigueur. La mise en œuvre concrète au niveau de l'ordonnance, proposée ci-après par l'AES, comprend les éléments suivants:

- Mention du délestage manuel
- Autorisation d'instruire les gestionnaires de réseau en aval
- Imputabilité et attribution des coûts

Proposition

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace

2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et manuel et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.

4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire. Les gestionnaires de réseau en aval ont l'obligation de suivre les instructions du gestionnaire de réseau en amont pour ce qui concerne le délestage automatique et manuel.

Art. 12 Coûts d'exploitation imputables

3 L'ensemble des coûts d'un gestionnaire de réseau en lien avec un délestage automatique ou manuel sont imputables. Sur demande du gestionnaire de réseau concerné, l'ElCom peut affecter la part de ces coûts correspondant à un délestage effectué à un autre niveau de réseau.

Nous vous remercions de prendre en compte nos requêtes et restons à votre disposition pour toute question ou pour un entretien.

Avec nos meilleures salutations

Michael Frank
Directeur

Michael Paulus
Responsable du département
Formation professionnelle et Technique

Annexes:

Tableaux synoptiques par ordonnance, avec propositions et raisonnements:

- Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)
- Ordonnance sur les lignes électriques (OLEl)
- Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE)
- Ordonnance sur le courant fort
- Ordonnance sur la géoinformation (OGéo)

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEl

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Chapitre 1 Dispositions générales			
Art. 1 Objet et champ d'application 1 La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, LApEl. 2 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la LApEl dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEl. 3 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEl et de la présente ordonnance. Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz: a. produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site; b. soutire pour ses propres besoins et pour le fonctionnement des			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
pompes (art. 4, al. 1, let. b, 2e phrase, LApEl). 3bis Les points d'injection et de soutirage du réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage. 4 La LApEl et la présente ordonnance s'appliquent également aux lignes électriques transfrontalières du réseau de transport exploitées en courant continu et aux installations annexes nécessaires.			
Art. 2 Définitions 1 Au sens de la présente ordonnance, on entend par: a. *programme prévisionnel*: le profil (puissance moyenne par unité de temps) indiquant la fourniture ou l'acquisition convenue d'énergie électrique pour une certaine durée; c. *point d'injection ou de soutirage*: le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (point de mesure); d. *gestion du bilan d'ajustement*: l'ensemble des mesures techniques, opérationnelles et comptables servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre; f. *consommateur final avec approvisionnement de base*: consomma-	***Art. 2, al. 2, let. d, et 3***	**Art. 2**	**Art. 2**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
teur final captif ou qui renonce à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEl). 2 Sont notamment des composants du *réseau de transport*: a. les lignes électriques, pylônes compris; b. les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication; c. les équipements utilisés conjointement avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace; d. les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique.	2 Sont notamment des composants du réseau de transport: d. les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique, à l'exception des départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire dans la mesure où ils sont importants pour la sécurité de l'exploitation de cette centrale. 3 Quiconque soutire de l'électricité du réseau à des fins de stockage est réputé consommateur final dans cette activité dans la mesure où il n'utilise pas cette électricité pour faire fonctionner les pompes de centrales de pompage.	3 *Biffer*	Cette disposition a de grandes répercussions sur l'utilisation des dispositifs de stockage. La réglementation proposée ici au niveau de l'ordonnance n'a aucun fondement dans la LApEl et entraînera de grosses incertitudes car sa légitimité n'est pas claire. C'est également ce qu'on peut conclure de l'intervention de la Conseillère fédérale Leuthard lors des délibérations sur la motion 16.3265 au Conseil national (BO 2016 N 1135). Aujourd'hui, le traitement des dispositifs de stockage est réglé de manière subsidiaire (manuel de l'AES sur les dispositifs de stockage d'électricité). Selon cette réglementation, les dispositifs de stockage purs, non combinés à une installation de consommateurs finaux, sont exemptés des coûts de réseau.
Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 3 Raccordement au réseau 1 Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau. 2 Ils fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement. 2bis Si un gestionnaire de réseau doit procéder à un changement de raccordement justifié par la consommation propre ou un regroupement pour la consommation propre, les coûts de capital qui en découlent pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement sont indemnisés proportionnellement par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers du regroupement. 3 En cas de conflit au sujet de l'attribution de consommateurs finaux, de producteurs d'électricité ou de gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné, ou au sujet du dédommagement dû en cas de changement de raccordement, la Commission de l'électricité (ElCom) tranche.			
Art. 4 Tarifs d'électricité et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'énergie 1 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à	**Art. 4 Fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base** 1 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long	**Art. 4**	**Art. 4**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
long terme du gestionnaire du réseau de distribution. 2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs d'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.	terme du gestionnaire du réseau de distribution. 2 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il prend en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, les coûts de cette électricité comme suit: a. Il ne peut prendre en compte au maximum que les coûts de revient de l'électricité propres à chacune des différentes installations de production. Ce montant ne doit pas dépasser les coûts de revient d'une production efficace. b. Il déduit du montant visé à la let. a les mesures de soutien. Si l'électricité ne provient pas de ses installations de production, la déduction est effectuée conformément à l'art. 4a.	2 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il peut imputer ~~prend en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie,~~ les coûts de cette électricité comme suit: a. Il ~~ne~~ peut imputer ~~prendre en compte~~ au maximum ~~que~~ les coûts de revient de l'électricité ~~propres à chacune~~ des ~~différentes~~ installations de production. Ce montant ne doit pas dépasser les coûts de revient d'une production efficace. c. Si l'électricité provient d'installations pour lesquelles il est soumis aux obligations de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEne, il peut, à titre dérogatoire, imputer la rétribution versée pour l'énergie et les garanties d'origine, dès lors que les sommes en question n'excèdent pas au total 80% des taux de rétribution déterminants pour les nouvelles installations conformément aux annexes 1.1–1.5 OEneR. d. Si l'électricité ne provient pas d'installations propres, les charges administratives liées à la reprise et à la rétribution de l'électricité de ces installations sont des coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau.	Concernant l'al. 2: Dans la loi, il s'agit d'une possibilité («peut») pour le gestionnaire de réseau de distribution. Il faut conserver au niveau de l'ordonnance le fait qu'il s'agit d'une possibilité. Concernant l'al. 2, let. a: Le terme «coûts imputables»/«imputer» est une notion établie et permet la facturation ultérieure via les différences de couverture, ce qui n'est pas certain avec l'expression «prendre en compte». Dans le rapport explicatif, il faudrait en outre mentionner que les excédents et les déficits de couverture doivent être reportés aux périodes suivantes. Concernant l'al. 2, let. a et c: Une part croissante de l'électricité produite en Suisse à partir de sources d'énergies renouvelables provient de petites installations assujetties aux obligations de reprise et de rétribution de l'énergie, parmi lesquelles figurent typiquement des installations photovoltaïques sur des maisons individuelles. Pour ce type d'installations, l'analyse des coûts de revient exigée n'est pas viable. Pour les installations de petite taille, il faudrait non seulement connaître et justifier systématiquement les dépenses liées à la mise en place de l'installation, mais aussi réaliser des calculs des coûts calculatoires (p. ex. impôt sur le revenu), estimer le volume de production annuel en fonction du site et de l'orientation de l'installation et, enfin, en déduire les coûts par kWh en appliquant des méthodes de mathématiques financières. Cela serait totalement disproportionné par rapport au montant de la rétribution en question. L'Office fédéral de l'énergie lui-même n'utilise pas de coûts de revient précis pour chaque installation lorsqu'il calcule les taux de rétribution des installations RPC ou des installations dans le système de rétribution de l'injection; il se base en effet sur les coûts de revient d'installations de référence. Pour justifier cela, il a argumenté, dans son rapport «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC» de mai 2016, au moyen des économies de charges et de coûts (p. 5): «On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle coûteux du coût de
3 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom	3 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité à ses		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.	consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité. 4 Les coûts de l'électricité provenant d'installations de production qui participent au système de rétribution de l'injection, qui obtiennent un financement des frais supplémentaires ou qui bénéficient de mesures de soutien cantonales ou communales comparables ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl.		revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. D'autre part, le système des installations de référence implique que les installations individuelles peuvent présenter des coûts de revient supérieurs ou inférieurs à ceux de l'installation de référence.» En conséquence, l'AES propose que, pour l'électricité qui fait l'objet d'une obligation de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEne, la rétribution versée par le gestionnaire de réseau soit imputable aux tarifs dans l'approvisionnement de base, au sens d'une règle de minimis. La rétribution au titre de l'énergie et des garanties d'origine est alors déterminante puisque le gestionnaire de réseau doit impérativement reprendre les garanties d'origine pour pouvoir les utiliser pour le marquage de l'électricité conformément à l'art. 4, al. 3. Afin que le surcoût à la charge du consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base reste raisonnable, et pour garantir que le tarif soit aligné sur les coûts de revient d'une production efficace (art. 4, al. 1, OApEl), on fixe un plafond. Cette valeur maximale doit se baser sur les taux de rétribution applicables dans le système de rétribution de l'injection, à savoir, concrètement, ceux qui sont actuellement prévus pour les nouvelles installations dans les annexes de l'OEneR. (11,0 ct./kWh pour les installations photovoltaïques aujourd'hui). Afin de tenir compte de la prescription légale selon laquelle les éventuelles mesures de soutien doivent être déduites, il est proposé d'effectuer une déduction forfaitaire de 20% sur ces taux de rétribution. Cette valeur résulte du fait que les petites installations peuvent en général profiter de rétributions uniques à hauteur de 30% maximum des coûts d'investissement et que les coûts d'investissement représentent environ 60 à 70% des coûts de revient. Cette valeur est aussi appuyée par le rapport de l'OFEN de mai 2016 «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC», dans lequel on part du principe que les (nouvelles) rétributions uniques couvrent environ 15 à 25% des coûts de l'installation (p. 14). Concernant l'al. 2, let. d: La reprise et la rétribution d'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables engendre, au-près du gestionnaire de réseau, des coûts liés à la charge administrative. Selon la Communication de l'ElCom relative à la rétribution de reprise de l'électricité du 19 septembre 2016, ces coûts ne doivent pas être imputés aux producteurs. Ils doivent plutôt être inclus dans les tarifs de l'énergie en qualité de coûts administratifs et de gestion. Mais, étant donné que, pour le gestionnaire de réseau, la reprise et la rétribution de l'électricité is-

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
			sue d'installations de production n'appartenant pas au gestionnaire de réseau équivalent à un acte d'acquisition, les coûts y relatifs ne représentent pas des coûts de gestion. Il ne serait donc pas conforme d'inclure ces coûts dans les coûts de gestion. En l'absence des deux possibilités citées d'imputer les coûts (à savoir l'imputation aux producteurs et l'intégration dans les coûts de gestion), l'unique alternative consiste à les faire valoir en tant que coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau. Le nouvel art. 4, al. 2, let. d permet de créer de la sécurité juridique pour cette approche.
	Art. 4a Déduction des mesures de soutien en cas de prise en compte des frais d'acquisition dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie 1 Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci tient compte, dans le calcul des coûts maximaux pouvant être pris en compte dans leurs tarifs, des éventuelles rétributions uniques et contributions d'investissement, comme suit: a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques: 1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit; 2. dans les autres cas, une déduction est effectuée dès que le projet est inscrit sur la liste d'attente; cette déduction est déterminée sur la base des art. 7 et 38 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR).	**Art. 4a** 1 Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci tient compte, dans le calcul des coûts <u>imputables</u> maximaux ~~pouvant être pris en compte dans leurs tarifs~~, des éventuelles rétributions uniques et contributions d'investissement, comme suit: a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques: 1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit <u>des valeurs d'acquisition ou de production</u>; b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydro-	**Art. 4a** Concernant l'al. 1: En ce qui concerne la notion de «coûts imputables», cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a. Concernant l'al. 1, let. a, ch. 1 ainsi que la let. b, ch. 1: Les coûts des installations de production se subdivisent en coûts d'exploitation et en coûts de capital. Les coûts de capital résultent de l'amortissement des valeurs d'acquisition ou de production des installations sur la durée d'utilisation prévue (coûts d'amortissement) et de la rémunération de la valeur-temps de l'installation (coûts des intérêts). La rétribution unique ou la contribution d'investissement vient réduire le montant net des valeurs d'acquisition ou de production. Il convient par conséquent de déduire la rétribution unique ou la contribution d'investissement des valeurs d'acquisition ou de production, ce qui diminue les coûts d'amortissement et des intérêts.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques ou pour les installations de biomasse: 1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit; 2. dans les autres cas, une déduction correspondant au montant maximal fixé par voie de décision est effectuée à partir de l'octroi de la garantie de principe (art. 54, let. b, et art. 75, let. b, OEneR). 2 Si une rétribution unique ou une contribution d'investissement est fixée ultérieurement et diffère du montant déduit conformément à l'al. 1, la déduction peut être adaptée en conséquence à partir de la date à laquelle le montant a été défini. 3 D'autres mesures de soutien comparables, mesures cantonales ou communales y comprises, sont prises en compte par analogie.	électriques ou pour les installations de biomasse: 1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit <u>des frais d'acquisition ou de production</u>;	
	Art. 4b Communication de la modification des tarifs de l'électricité 1 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse. 2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	Art. 4c Obligation de fournir des preuves et obligation d'annoncer liées à la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl 1 Sur demande de l'ElCom, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il a pris en compte dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, pour chaque installation, au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2, tant pour ses propres installations de production que pour les autres. S'il n'est pas en mesure de fournir cette preuve, les coûts ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl. 2 Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année à l'ElCom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans son tarif pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, il communique ces données pour chaque installation de production.	**Art. 4c** 1 Dans le cas d'un contrôle des tarifs ~~Sur demande~~ de l'ElCom, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl, il a imputé ~~pris en compte~~ dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie~~, pour chaque installation,~~ au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2, ~~tant~~ pour chacune de ses propres installations de production et ~~que~~ pour les autres par technologie de production. S'il n'est pas en mesure de fournir cette preuve, les coûts imputables ~~ne peuvent pas être pris en compte~~ conformément à l'art. 6, al. 5bis, LApEl doivent être réduits. 2 Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année jusqu'à la fin août à l'ElCom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans ses coûts imputables ~~son tarif~~ pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements …	**Art. 4c** Concernant l'al. 1: Le rapport explicatif précise à ce sujet (page 10) que des preuves ne doivent être apportées qu'en cas de contrôle des tarifs de l'ElCom. Dans un autre contexte ou pour une autre finalité, le fardeau de la preuve serait disproportionné. Il convient donc de préciser l'ordonnance en conséquence. Concernant l'al. 1: Concernant le renoncement à une délimitation par centrale: cf. remarque relative à l'art. 4, al. 2, let. c. Concernant l'al. 1: Même si la preuve des coûts ne peut être apportée que partiellement, voire pas du tout, les coûts existent bel et bien. Il serait donc déraisonnable de renoncer à l'imputabilité en soi. Il vaut nettement mieux réduire les coûts en conséquence. Exemple: la preuve du montant du taux d'intérêt calculatoire appliqué n'est pas disponible. Dans ce cas, les coûts des intérêts sont imputables, mais uniquement selon un taux d'intérêt calculatoire approprié. Concernant l'al. 2: Pour des raisons d'efficacité, l'annonce des quantités fournies et des coûts imputables moyens devrait être effectuée fin août, en même temps que la déclaration de coûts. Concernant les al. 1 et 2: En ce qui concerne la notion de «coûts imputables», cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a.
Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace 1 La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau.		**Art. 5**	**Art. 5**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Pour ce faire, ils tiennent compte des dispositions contraignantes ainsi que: a. des réglementations, des normes et des recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); b. des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.			
2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.		2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique <u>et manuel</u> et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.	Suite à l'hiver 2016/2017, l'ElCom a décidé que les conditions préalables à un délestage manuel devaient rapidement être créées dans la zone de réglage Suisse. L'AES a élaboré à ce sujet la recommandation de la branche «Délestage manuel». Une adaptation de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité est toutefois nécessaire pour que ce document puisse entrer en vigueur.
3 Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer une convention au sens de l'al. 2, l'ElCom en ordonne la conclusion par voie de décision.			
4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.		4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire. <u>Les gestionnaires de réseau en aval ont l'obligation de suivre les instructions du gestionnaire de réseau en amont pour ce qui concerne le délestage automatique et manuel.</u>	
5 Les obligations découlant des conventions visées aux al. 2 et 3 ainsi que l'imputation des frais au sens de			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
l'al. 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile. 6 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions internationales techniques ou administratives et des normes ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.			
	Art. 5a Scénario-cadre Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9a LApEl) est vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé.	**Art. 5a** Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9a LApEl) est vérifié tous les quatre ans en concertation avec les gestionnaires de réseau et, le cas échéant, actualisé.	**Art. 5a** Conformément à l'art. 9a, al. 2, LApEl, le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution doivent être impliqués dans l'établissement du scénario-cadre en temps utile et de façon globale. Le groupe de travail dédié à la coordination régionale, au sein duquel siègent des représentants des gestionnaires de réseau, de Swissgrid et des CFF, constituerait un instrument potentiel.
	Art. 5b Principes pour la planification du réseau 1 Les principes pour la planification du réseau décrivent notamment les cas d'utilisation du réseau pertinents au niveau de l'exploitation pour l'évaluation les réseaux électriques, la méthodologie et les critères d'évaluation techniques. 2 Les gestionnaires de réseau qui exploitent des installations d'une tension nominale supérieure à 36 kV publient leurs principes pour la planification du réseau.	**Art. 5b** 2 Les gestionnaires de réseau qui exploitent des lignes ~~installations~~ d'une tension nominale supérieure à 36 kV informent l'ElCom des principes qu'ils appliquent ~~publient leurs principes pour la planification du réseau~~.	**Art. 5b** Les gestionnaires de réseau qui exploitent des sous-stations ont des installations du niveau de réseau 3 dans les sous-stations, mais pas de lignes. Il doit être clair que ces principes ne doivent être observés que par les gestionnaires de réseau qui possèdent des réseaux (et pas uniquement des installations isolées) du niveau de réseau 3. Si la publication des principes de planification et des plans pluriannuels est obligatoire, il est nécessaire de les adapter à un public non spécialisé, ce qui implique un travail colossal et des documents très détaillés. Il serait plus judicieux de publier les principes de planification et les plans pluriannuels à l'intention de l'autorité compétente dans ce domaine, à savoir l'ElCom.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 6 Plans pluriannuels et information de l'ElCom 1 Les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés des obligations ci-après pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV: a. établissement des plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEl; b. information de l'ElCom conformément à l'art. 8, al. 3, LApEl. 2 Tous les gestionnaires de réseau sont tenus de communiquer chaque année à l'ElCom les chiffres usuels, sur le plan international, concernant la qualité de l'approvisionnement; ces chiffres comprennent notamment la durée moyenne des coupures de courant («Customer Average Interruption Duration Index» CAIDI), la durée moyenne de non-disponibilité du système («System Average Interruption Duration Index» SAIDI) et la fréquence moyenne des coupures de courant («System Average Interruption Frequency Index» SAIFI).	***Art. 6, titre et al. 1*** **Information de l'ElCom** 1 Pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 36 kV, les gestionnaires du réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'informer l'ElCom visée à l'art. 8, al. 3, LApEl.		
	Art. 6a Plans pluriannuels 1 Dans les plans pluriannuels, les gestionnaires de réseau font état de tous leurs projets et présentent: a. la description du projet; b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une optimisation, d'une rénovation, d'une extension ou d'une construction; c. l'état d'avancement de la planification, de l'autorisation ou de la réalisation du projet;	**Art. 6a** 1 Dans les plans pluriannuels, la société nationale du réseau de transport fait ~~les gestionnaires de réseau font~~ état de ~~tous~~ ses ~~leurs~~ projets portant sur un volume supérieur à 1 000 000 de francs et présente~~nt~~: b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une optimisation du réseau, d'un renforcement ou d'une extension ~~optimisation, d'une rénovation, d'une extension ou d'une construction~~;	**Art. 6a** Concernant l'al. 1: L'art. 9d LApEl ne règle que le plan pluriannuel qui doit être soumis à approbation. Il n'est donc pas applicable aux plans pluriannuels des gestionnaires de réseaux de distribution. Le contenu de ces plans est déjà défini de manière subsidiaire. Concernant l'al. 1: L'annonce des projets et d'adaptations de très petite envergure est source d'importantes charges administratives sans valeur ajoutée correspondante. Concernant l'al. 1: le libellé actuel «de tous leurs projets» impliquerait que l'ensemble des projets – y compris les travaux d'entretien et de rénovation, les déplacements de mâts, etc. – devraient être inclus dans la planification sur plusieurs années selon l'art. 9d LApEl. L'ElCom aurait ainsi, sur le principe, besoin

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	d. la date prévue pour la mise en service et les priorités fixées; e. l'estimation des coûts du projet; f. la nécessité du projet en prouvant son efficacité au point de vue technique et économique. 2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution à haute tension dans les neufs mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.	d. la date prévue pour la mise en service ~~et les priorités fixées~~; 2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV ~~à haute tension~~ dans les dix-huit ~~neufs~~ mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.	de confirmer tous les projets (art. 22, al. 2bis LApEl). Cela ne semble pas approprié et difficile à appliquer. Concernant l'al. 1, let. b: Il est judicieux de s'orienter sur le principe ORARE. Celui-ci doit en outre être formulé conformément à l'art. 9b, al. 2 LApEl («optimisation du réseau avant renforcement avant extension»). Concernant l'al. 1, let. d: Swissgrid n'a pas indiqué de priorisation des projets contenus dans le Réseau stratégique 2025. Pour qu'un projet soit admis dans le Réseau stratégique, il devait se révéler nécessaire (et donc prioritaire) dans tous les scénarios considérés. Concernant l'al. 2: Modification de la définition par analogie à l'art. 5b, al. 2. Concernant l'al. 2: Certains gestionnaires de réseau ont des réseaux supracantonaux et doivent ainsi coordonner les prescriptions des différents cantons. Dans cette optique ainsi que pour d'autres clarifications de grande ampleur, le délai de neuf mois est nettement trop court. Aucune planification de réseau fiable (basée sur le scénario-cadre) n'est possible en neuf mois de temps ou alors au prix d'une pénurie artificielle sur le marché des experts. Cela aurait pour effet d'accroître inutilement les coûts de réseau. Un délai de 18 mois reste court par rapport aux quatre ans prévus pour le scénario-cadre.
	Art. 6b Information du public par les cantons Dans la convention de prestations visée à l'art. 9e, al. 2, LApEl le canton ne peut être indemnisé que pour les tâches d'information assumées au-delà de son mandat de base et pour les tâches d'information qu'il effectue sur mandat de la Confédération.		
Chapitre 3 Utilisation du réseau **Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information**			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique 1 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau de distribution et de réseau de transport peuvent fixer eux-mêmes les dates de l'exercice. Celui-ci peut correspondre en particulier à l'année civile ou à l'année hydrologique. 2 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet. 3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier: a. les coûts de capital calculés des réseaux; b. les installations estimées sur la base des coûts de remplacement (selon l'art. 13, al. 4); c. les coûts d'exploitation des réseaux; d. les coûts des réseaux des niveaux supérieurs; e. les coûts des services-système; f. les coûts des systèmes de mesure et d'information; f^{bis}. les coûts des systèmes de mesure intelligents; g. les coûts administratifs; h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant d'installations visées aux art. 15 et 19 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne); i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau; j. les autres coûts facturés individuellement;	***Art. 7, al. 3, let. n et o*** 3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier:		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques; l. les impôts directs, et m. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses. 4 Chaque gestionnaire et chaque propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif. 5 Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance. 6 Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires de réseau les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique. 7 Les gestionnaires de réseau présentent leur comptabilité analytique à l'ElCom au plus tard le 31 août.	n. les coûts des mesures novatrices, et o. les coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.		
Art. 8 Système de mesure et processus d'information 1 Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information. 2 Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers,			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information. 3 Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans les délais convenus et de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires: a. à l'exploitation du réseau; b. à la gestion du bilan d'ajustement; c. à la fourniture d'énergie; d. à l'imputation des coûts; e. au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau; f. aux processus de facturation découlant de la LEne et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne); g. à la commercialisation directe, et h. à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. 3bis Ils ne doivent pas facturer les prestations visées à l'al. 3 aux acquéreurs en sus de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si les prestations visées à l'al. 3 sont fournies par des tiers, ils sont tenus d'indemniser ces derniers de manière équitable. 4 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent des données et informations supplémentaires aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres acteurs concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 8a Systèmes de mesure intelligents	***Art. 8a, al. 1, partie introductive, let. a, phrase introductive et ch. 3, et al. 2, let. c***	**Art. 8a**	**Art. 8a**
1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs. Ces systèmes comportent les éléments suivants:	1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, les producteurs et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants:	1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, ainsi que chez les producteurs et les agents de stockage directement raccordés au réseau d'une puissance maximale de 1 kV. Ces systèmes …	Concernant l'al. 1: Afin d'améliorer l'efficacité des coûts et de créer des interfaces claires, le gestionnaire de réseau de distribution ne devrait être obligé d'installer aucun dispositif de mesure en aval de la mesure de transfert. Les installations photovoltaïques ou les agents de stockage situés en aval du compteur principal, par exemple, ne doivent pas faire l'objet de mesures de la part du gestionnaire de réseau. Le terme de «producteur» renvoie probablement à des installations de relativement petite taille (photovoltaïques, p. ex.). La formulation implique cependant que chaque producteur (donc également s'il s'agit d'une centrale à accumulation d'une puissance de 500 MW) devrait utiliser un système de mesure intelligent. Pour des raisons techniques, les raccordements à des niveaux de réseau supérieurs ainsi que les passerelles ne peuvent pas être équipés de smart meters. Les producteurs et les consommateurs finaux se situant à des niveaux de réseau plus élevés sont généralement dotés de systèmes de commande et de contrôle propres et n'ont pas besoin du smart meter du gestionnaire de réseau de distribution.
a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final ou le producteur, qui:	a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, le producteur ou l'agent de stockage, qui:	a. …	
1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive, 2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de quinze minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours, 3. dispose d'interfaces, dont une est réservée à la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permet au minimum au consommateur final ou au producteur de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie et de consulter les courbes de charge visées au ch. 2, et 4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;	3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au minimum à l'acteur concerné de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie et de consulter les courbes de charge visées au ch. 2, et	3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au minimum à l'utilisateur du réseau ~~l'acteur concerné~~ de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie via l'interface client et de consulter les courbes de charge via le système de saisie des gestionnaires de réseau de distribution ou la plateforme Internet ~~visées au ch. 2~~, et	Concernant l'al. 1, let. a, ch. 3: Le terme «acteur concerné» est un nouveau concept, qui manque de clarté et n'a pas été défini. La notion d'«utilisateur de réseau» est déjà utilisée dans les documents de la branche. Elle englobe tous les gestionnaires de réseau de distribution, les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage raccordés au réseau. Concernant l'al. 1, let. a, ch. 3: Il n'est pas faisable aujourd'hui d'afficher simultanément sur une même interface les courbes de charge des derniers jours et les données en temps réel: il s'agit d'une requête très complexe sur le plan technique. Pour éviter une augmentation inutile des coûts, mieux vaut renoncer à cette production de données simultanée.
b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données, et			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données. 2 Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir: a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité; b. mettre à jour l'élément du logiciel des compteurs électriques visés à l'al. 1, let. a, qui n'a pas de répercussions sur les caractéristiques métrologiques; c. présenter aux consommateurs finaux et aux producteurs de manière compréhensible leurs données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge; d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques. 3 Dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires, il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents. L'ElCom peut en outre accorder des exemptions temporaires ou permanentes de l'obligation d'utiliser un système de mesure intelligent ou un des éléments de celui-ci si cette utilisation impliquerait des coûts disproportionnés. 4 Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure23 et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils	2 Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir: c. présenter de manière compréhensible à l'acteur concerné ses données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge;	2 … c. présenter de manière compréhensible à <u>l'utilisateur du réseau</u> ~~l'acteur concerné~~ ses données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge; 3 Dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires, il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents. <u>3bis Pour certains compteurs ou groupes d'installations, l'ElCom</u> ~~L'ElCom~~ peut en outre accorder des exemptions ...	Concernant l'al. 2, let. c: Cf. remarque relative à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3. Concernant l'al. 3/3bis: L'ElCom devrait également se voir attribuer la compétence d'accorder des exemptions pour les groupes de compteurs (p. ex. pour toutes les installations de production d'une puissance inférieure ou égale à 2 kVA) si la mise en place de systèmes de mesure intelligents entraîne dans ce cas des coûts excessifs.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
entrent dans leur champ d'application.			
Art. 8b Vérification de la sécurité des données 1 Seuls peuvent être utilisés des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données. 2 Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification. 3 La vérification est effectuée par l'Institut fédéral de métrologie. Ce dernier peut confier cette tâche en tout ou partie à des tiers.			
Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau 1 Si un consommateur final ou un producteur consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants: a. l'installation du système; b. les modalités d'utilisation du système; c. les modalités de rétribution de l'utilisation du système. 2 La rétribution visée à l'al. 1, let. c, doit se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire. 3 Le gestionnaire de réseau publie toutes les informations détermi-	***Art. 8c, al. 1, phrase introductive, al. 5 et 6*** 1 Si un consommateur final, un producteur ou un exploitant de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants: …	**Art. 8c**	**Art. 8c**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
nantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution. 4 Il accorde aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage intelligents dont les coûts de capital et d'exploitation sont imputés à titre de coûts de réseau, pour autant que cet accès ne mette pas en péril la sécurité de l'exploitation du réseau. 5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent chez un consommateur final ou un producteur sans leur consentement en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. 6 En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement du consommateur final ou du producteur. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les consommateurs finaux et les producteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations visées au présent alinéa qui ont été effectuées.	5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement de l'acteur concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. 6 En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement de l'acteur concerné. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les acteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations visées au présent alinéa qui ont été effectuées.	4 *Biffer*	L'AES a déjà rejeté, dans le cadre de sa prise de position au sujet des ordonnances relatives à la Stratégie énergétique 2050, cette disposition essentielle ayant des répercussions massives sur la cybersécurité. Dans la LApEl, il n'existe aucune base pour cette atteinte aux droits de propriété des gestionnaires des réseaux de distribution et à la sécurité de l'infrastructure critique. Du point de vue de la sécurité de l'information, tout accès d'un tiers à des systèmes informatiques sensibles constitue un risque inacceptable. L'al. 4 est par conséquent disproportionné. Cet alinéa contrevient en outre à la recommandation de la branche «Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) dans l'approvisionnement en électricité», basée sur la «norme minimale visant à renforcer la résilience des TIC» de l'OFAE. C'est pour ces mêmes raisons qu'aucune réglementation similaire provenant de pays étrangers n'est connue. L'al. 4 doit donc être biffé sans remplacement.
Art. 8d Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents 1 Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées, aux fins suivantes: a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée, y compris		**Art. 8d**	**Art. 8d**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour la mesure, la commande et le réglage, pour l'utilisation de systèmes tarifaires ainsi que pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, pour l'établissement du bilan du réseau et pour la planification du réseau; b. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage. 2 Ils sont habilités à transmettre les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sans le consentement des personnes concernées, aux personnes suivantes: a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3; b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés. 3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de douze mois s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés. 4 Le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents une fois par jour au plus, sauf si l'exploitation du réseau nécessite une consultation plus fréquente.		3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de <u>cinq ans</u> ~~douze mois~~ s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés.	Différentes tâches du gestionnaire de réseau nécessitent de pouvoir conserver les données plus longtemps. Ainsi, il ne lui est possible de proposer une comparaison de la consommation d'énergie pour un consommateur final intéressé que s'il est autorisé de sauvegarder ces données. Pour concevoir la planification des réseaux de manière encore plus efficace, les injections et les soutirages pour chaque point de raccordement devraient aussi pouvoir être conservés plus longtemps que douze mois.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
5 Il garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. A cet égard, il tient notamment compte des art. 8 à 10 de l'ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues.			
Art. 9 Facturation A la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste débiteur de la rémunération.			
Art. 10 Publication des informations Les gestionnaires de réseau publient les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl et la totalité des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, notamment par le biais d'un site Internet unique, accessible librement.			
Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau			
Art. 11 Accès au réseau pour les consommateurs finaux 1 La consommation annuelle des douze mois précédant le dernier relevé effectué est déterminante pour fixer le droit d'accès au réseau des consommateurs finaux. La consommation annuelle est la somme de l'énergie électrique qu'un consommateur final soutire ou produit lui-même par site de consommation et par année. Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage. 2 Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1er janvier de l'année suivante. Pour le gestionnaire du réseau de distribution, l'obligation de fourniture au sens de l'art. 6 LApEl devient alors définitivement caduque. 3 Si un consommateur final ayant une consommation annuelle estimée à au moins 100 MWh doit être nouvellement raccordé au réseau de distribution, il indique au gestionnaire du réseau deux mois avant la mise en service de son raccordement s'il entend faire usage de son droit d'accès au réseau. 4 Les consommateurs finaux reliés à un réseau de distribution fine de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, LApEl, disposent eux aussi du droit d'accès au réseau si leur consommation annuelle est d'au moins 100 MWh. Les parties concernées conviennent des modalités d'utilisation de ces lignes électriques.			
Art. 12 Coûts d'exploitation imputables 1 Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables, outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, LApEl,	***Art. 12, al. 1*** 1 *Abrogé*	**Art. 12** 1 *selon le droit en vigueur, mais:* Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables <u>en vertu de</u>~~,~~	**Art. 12** Concernant l'al. 1: Pour construire et exploiter leurs réseaux, les gestionnaires de réseau ont besoin de différentes servitudes et de différents droits. Dans l'art. 12, al 1, l'autorité réglementaire a

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
les indemnités accordées à des tiers pour des servitudes. 2 Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.		~~outre les coûts définis à~~ l'art. 15, al. 2, let. c, LApEl, les indemnités ~~accordées~~ versées chaque année à des tiers pour des servitudes et des droits. 3 L'ensemble des coûts d'un gestionnaire de réseau en lien avec un délestage automatique ou manuel sont imputables. Sur demande du gestionnaire de réseau concerné, l'ElCom peut affecter la part de ces coûts correspondant à un délestage effectué à un autre niveau de réseau.	déjà consigné, au moment de l'entrée en vigueur de l'OApEl, le principe selon lequel les coûts résultant de l'indemnité accordée à des tiers sont imputables. L'autorité réglementaire a alors utilisé le terme «coûts d'exploitation» parce qu'elle s'est pour ainsi dire laissée guider par l'image d'une location. Effectivement, les servitudes sont, comme les locations, des indemnisations liées au temps. En pratique, toutefois, il existe une différence importante au niveau du paiement effectif. Alors qu'un loyer n'indemnise généralement qu'un ou plusieurs mois, un paiement de servitudes indemnise souvent plusieurs années, voire plusieurs décennies à l'avance. Cela s'explique purement et simplement par la charge de travail évitée, qu'un paiement annuel par exemple entraînerait pour un si grand nombre de servitudes. En conformité avec l'ensemble des normes comptables, de tels paiements anticipés sont activés et amortis sur la durée de la servitude. En fin de compte, les paiements ne déploient pas leur utilité dans l'exercice où le paiement a lieu. Il convient de clarifier la situation afin que cette pratique continue d'être appliquée. En fin de compte, ni le Conseil fédéral (dans son message / rapport explicatif) ni le Parlement (lors des délibérations) n'ont manifesté une volonté de changer de pratique à travers la nouvelle réglementation au niveau de la loi. L'AES tient à ce que le Conseil fédéral consigne dans son rapport explicatif les droits auxquels fait référence l'art. 15, al. 2, let. c, OApEl. Du point de vue de la branche, il ne peut en particulier pas s'agir de droits de construction ni de droits d'utilisation des biens, qui ont un caractère de droit de propriété. Concernant l'al. 3: Cf. remarque relative à l'art. 5, al. 2 et 4.
Art. 13 Coûts de capital imputables 1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants. 2 Les amortissements comptables annuels calculés résultent des coûts d'acquisition ou de fabrication des installations existantes avec un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la		**Art. 13**	**Art. 13**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
valeur zéro. Seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées. 3 Le calcul des intérêts annuels des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux obéit aux règles qui suivent. a. Peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, au maximum: 1. les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice; et 2. le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation. b. Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital investi (Weighted Average Cost of Capital, WACC). 3bis Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) fixe le WACC chaque année conformément aux dispositions de l'annexe 1. 4 Si, exceptionnellement, il n'est plus possible de déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication des installations, il faut les calculer comme suit: les coûts de remplacement sont déterminés de manière transparente sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation doivent être déduits. Dans tous les cas, seule entre en considération la valeur d'une installation comparable. 20 % de la valeur ainsi calculée doivent être déduits.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
		5 Les indemnités versées une seule fois à des tiers pour des servitudes et des droits sont considérées comme des coûts de capital imputables, en plus de celles régies par l'art. 15, al. 3, LApEl.	Cf. remarque relative à l'article 12, al. 1.
Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage Sont considérés comme imputables: a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance; b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage visés à l'art. 8c, y compris la rétribution versée au consommateur final et au producteur.	***Art. 13a, let. b*** Sont considérés comme imputables: b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés au sens de l'art. 8c, y compris la rétribution versée (art. 8c, al. 1, let. c).		
	Art. 13b Coûts imputables des mesures novatrices pour des réseaux intelligents 1 Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait d'utiliser ou de favoriser l'utilisation de méthodes et de produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité du réseau. 2 Les coûts de telles mesures sont imputables comme suit, à concurrence d'un montant total de 500 000 francs par an au maximum: a. en tant que coûts de capital à hauteur de 0,5% au maximum des coûts de capital imputables du gestionnaires de réseau pour l'année concernée, et b. en tant que coûts d'exploitation à hauteur de 0,5% au maximum des coûts d'exploitation imputables du	**Art. 13b** 1 Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait d'utiliser ou de favoriser l'utilisation de méthodes et de produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité futures du réseau. 2 Les coûts de telles mesures sont imputables jusqu'à 1% des coûts de capital et d'exploitation annuels. ~~comme suit, à concurrence d'un montant total de 500 000 francs par an au maximum:~~ ~~a. en tant que coûts de capital à hauteur de 0,5% au maximum des coûts de capital imputables du gestionnaires de réseau pour l'année concernée, et~~ ~~b. en tant que coûts d'exploitation à hauteur de 0,5% au maximum des coûts d'exploitation imputables du~~	**Art. 13b** Concernant l'al. 1: Cet article se réfère à l'exception formulée à l'art. 15, al. 1, LApEl. Les coûts liés à des mesures novatrices répondant aux critères d'un «réseau sûr, performant et efficace» sont imputables indépendamment de cette réglementation spéciale. Il convient de préciser qu'il est ici question de l'amélioration de la sécurité, de la performance et de l'efficacité du réseau *futures*. Les mesures liées à l'utilisation de méthodes et de produits novateurs en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité *actuelles* du réseau sont quant à elles intégralement imputables. Concernant l'al. 2: Le projet d'ordonnance prévoit un double plafonnement des coûts. Cela prive les grands gestionnaires de réseau de la possibilité de mener des activités d'innovation adéquates pour les réseaux intelligents. Il faut donc renoncer au plafond annuel de 500 000 francs par gestionnaire de réseau. La disposition de l'ordonnance doit limiter les coûts des mesures relatives aux réseaux intelligents à un niveau acceptable. Dans ce contexte, il n'est pas pertinent d'attribuer les coûts correspondants aux coûts d'exploitation ou de capital. La distinction n'a tout simplement pas lieu d'être. Autrement, le risque est de se

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	gestionnaire de réseau pour l'année concernée. 3 Les gestionnaires de réseau répertorient leurs mesures novatrices conformément aux exigences minimales fixées par l'ElCom et publient cette documentation de manière centralisée. Ils décrivent notamment le projet, la méthode utilisée, les utilisations prévues et concrétisées ainsi que les frais.	~~gestionnaire de réseau pour l'année concernée.~~	retrouver face à une situation grotesque, dans laquelle les projets plus onéreux seraient imputables, mais pas les projets plus économiques, simplement parce que les premiers affichent un ratio des coûts de capital et d'exploitation différent.
	Art. 13c Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation 1 Est considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte visant à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle journalière, hebdomadaire ou mensuelle à celle de consommateurs présentant les mêmes caractéristiques de consommation. 2 Les coûts de ce type de mesure sont considérés comme coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée à hauteur de 0,5% au maximum, mais ne peuvent excéder la somme de 250 000 francs par année.	**Art. 13c Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation <u>et de l'optimisation de la charge</u>** 1 Est <u>notamment</u> considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation <u>et de l'optimisation de la charge</u> le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte visant à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle <u>sur différentes périodes</u> ~~journalière, hebdomadaire ou mensuelle~~ à celle de consommateurs présentant les mêmes caractéristiques de consommation. 2 Les coûts de ce type de mesure sont considérés comme coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée à hauteur de 0,5% au maximum~~, mais ne peuvent excéder la somme de 250 000 francs par année~~.	**Art. 13c** Les mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation sont nombreuses. Il n'est pas approprié de les restreindre au traitement de données de mesure. Il serait en outre plus judicieux de ne pas limiter la réglementation à la réduction de la consommation, mais de permettre aussi des mesures visant à modifier le comportement des clients en vue d'une utilisation optimale des réseaux. Cela est nécessaire pour une mise en œuvre efficace et réussie de la Stratégie énergétique 2050. Toutes les données à disposition en matière par exemple de production et d'agents de stockage doivent pour cela pouvoir être visualisées. Un double plafonnement des coûts empêche les gros gestionnaires de réseau de mettre en œuvre des mesures judicieuses.
	Art. 13d Coûts imputables des mesures d'information et de l'information du public 1 Sont considérés comme coûts imputables des mesures d'information les coûts occasionnés au gestionnaire de	**Art. 13d Coûts imputables des mesures d'information et <u>émoluments</u> ~~de l'information du public~~** 1 Sont considérés comme coûts imputables des mesures d'information <u>conformément à l'art. 15, al. 3bis,</u>	**Art. 13d** Concernant l'al. 1: Il convient de préciser qu'il existe, outre les mesures d'informations spécifiques à un projet conformément à l'art. 15, al. 3bis, let. b, LApEl, des mesures d'information géné-

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	réseau par la mise à disposition d'informations écrites ou orales concernant un projet, notamment son ampleur, sa nécessité et son calendrier ainsi que son impact probable sur l'environnement, le territoire et les personnes concernées, si ces dernières en ont besoin pour se faire une opinion ou pour participer à la procédure (art. 15, al. 3bis, let. b, LApEl).	let. b, LApEl les coûts occasionnés au gestionnaire de réseau par la mise à disposition et la diffusion d'informations de toute nature ~~écrites ou orales~~ concernant un projet, notamment son ampleur, sa nécessité et son calendrier ainsi que son impact probable sur l'environnement, le territoire ~~et,~~ les personnes concernées et les autres parties intéressées, si ces dernières en ont besoin pour se faire une opinion ou pour participer à la procédure (art. 15, al. 3bis, let. b, LApEl).	rale, qui doivent rester imputables aux mêmes conditions qu'avant. Swissgrid propose par exemple sur son site Internet des informations d'ordre général sur le fonctionnement des réseaux d'électricité. Non seulement la mise à disposition d'informations doit être imputable, mais aussi leur diffusion. Toutes les formes d'information doivent être possibles: écrite ou orale, mais aussi visuelle (graphiques, images, vidéos, etc.). Il faut permettre à d'autres parties intéressées que les acteurs directement concernés par le projet d'accéder à l'information, notamment aux responsables politiques et aux journalistes jouant le rôle de multiplicateurs.
	2 Sont considérés comme coûts imputables de l'information du public les émoluments perçus auprès des gestionnaires de réseau par l'OFEN pour les tâches cantonales d'information du public visées à l'art. 6b.	2 Sont considérés comme coûts imputables ~~de l'information du public~~ les émoluments perçus auprès des gestionnaires de réseau par l'OFEN pour les tâches cantonales d'information du public visées à l'art. 6b.	Concernant le titre et l'al. 2: Les coûts relatifs au travail de sensibilisation englobent ceux du gestionnaire de réseau. Les émoluments perçus par l'OFEN ne rentrent pas dans cette catégorie et ne doivent pas être saisis en tant quel tels.
	3 Les coûts imputables en application de cet article sont réputés coûts d'exploitation imputables.	3 *Biffer*	Concernant l'al. 3: Il faut déterminer au cas par cas selon les règles en usage s'il s'agit de coûts d'exploitation ou de capital.
Art. 14 Utilisation transfrontalière du réseau 1 Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières au sens de l'art. 16 LApEl, les réglementations internationales sont réservées. 2 Les recettes provenant de l'utilisation transfrontalière du réseau de transport dans le cadre de la compensation entre gestionnaires européens de réseaux de transport («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) doivent être affectées intégralement à la couverture des coûts imputables du réseau de transport, après déduction de la taxe de surveillance visée à l'art. 28 LApEl.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
3 Lors du calcul des recettes visées à l'al. 2, seuls peuvent être déduits les manques à gagner qui ne sont pas imputables à une cause déterminée ou qui résultent d'une exception portant sur l'accès au réseau pour les capacités mises en service au niveau du réseau de transport transfrontalier (art. 17, al. 6, LApEl). Les autres manques à gagner sont facturés à ceux qui les ont occasionnés, conformément à l'art. 15, al. 1, let. c.			
Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport 1 La société nationale du réseau de transport facture individuellement: a. aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés; b. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement (y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire) et de la gestion du programme prévisionnel qu'ils ont occasionnés; c. à ceux qui ont occasionné des manques à gagner dans l'utilisation transfrontalière du réseau, le montant correspondant. Le DETEC peut prévoir des règles dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEl. 2 Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux:			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
a. les coûts de gestion des systèmes, de gestion des mesures, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire qui ne peuvent être imputés à un groupe-bilan. Leur montant maximum est fixé chaque année par l'ElCom; b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne; 3 Elle facture aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau de transport le solde des coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques; ces éléments sont facturés de manière non discriminatoire et à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse: a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs; b. à hauteur de 60 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau inférieur demande au réseau de transport; c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution 1 Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau de niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante: a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs; b. à hauteur de 70 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux des niveaux inférieurs demandent au réseau de niveau supérieur. 2 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau. 3 Si un réseau de distribution subit des surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs.			
Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.			
Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau 1 Il appartient aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau. 2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients. 3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70 % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. 4 Le gestionnaire de réseau peut proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau aux consommateurs finaux visés à l'al. 2. En cas de recours à une mesure de la puissance, il peut proposer en sus aux consommateurs finaux visés aux al. 2 et 3 d'autres tarifs d'utilisation du réseau pouvant comprendre une taxe de consommation inférieure.		**Art. 18** 2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. ~~Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients.~~ 3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 50 ~~70~~ % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.	**Art. 18** Chez la plupart des gestionnaires de réseau, seule la puissance de raccordement des bâtiments est connue, et non celle des consommateurs finaux. Il n'est donc pas possible de constituer de groupes de clients avec une certaine puissance de raccordement maximale. Selon l'art. 14, al. 2, let. e LApEl, la tarification doit tenir compte des objectifs d'une infrastructure de réseau efficace et d'une utilisation d'électricité efficace. Jusqu'à présent, cette nouveauté n'a pas été mise en œuvre dans l'OApEl. Avec le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. infrastructure de charge pour l'électromobilité), une tarification de la puissance soutirée s'impose de plus en plus afin de garantir une utilisation efficace et afin de respecter le principe de causalité exigé par la LApEl pour les tarifs d'utilisation du réseau. La garantie de l'exploitation sûre du réseau peut aussi être optimisée par des incitations à réduire la puissance de pointe soutirée. C'est pourquoi une baisse de la part du tarif de travail est indiquée.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 19 Efficacité comparée, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité 1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'ElCom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la qualité de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales. 2 Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés.			
Section 3 Congestions dans les fournitures transfrontalières, exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables			
Art. 20 Mise en œuvre de la réglementation des priorités pour les fournitures transfrontalières La société nationale du réseau de transport présente un rapport à l'ElCom sur la mise en œuvre de la réglementation des priorités prévue à l'art. 17, al. 2, LApEl et lui fait une proposition conforme à l'art. 17, al. 5, LApEl pour l'affectation des recettes.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 21 Exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables 1 Sur proposition de la société nationale du réseau de transport, le DETEC élabore des règles transparentes et non discriminatoires pour l'octroi d'exceptions au sens de l'art. 17, al. 6, LApEl. 2 L'ElCom statue par décision sur l'octroi d'exceptions.			
Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan			
Art. 22 Services-système 1 Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente. 2 Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a. 3 Les renforcements de réseau qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport. 4 Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'ElCom. 5 La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'ElCom.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
6 Elle fait rapport annuellement à l'ElCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.			
Art. 23 Groupes-bilan 1 Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans la zone de réglage Suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan. 2 La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan. 3 Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan. 4 Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers.			
Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables 1 L'OFEN désigne le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables après consultation de la société nationale du réseau de transport. 2 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR).	***Art. 24, al. 2, 1re phrase*** 2 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR. …		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN. 3 Il établit des programmes prévisionnels et les communique à la société nationale du réseau de transport. 4 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables demande à l'OFEN que les coûts inévitables de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution soient pris en charge par le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.			
Art. 25 Attribution des points d'injection 1 Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR et qui ne sont pas équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent, ainsi que les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 73, al. 4, LEne, sont attribués, à hauteur de l'électricité reprise, au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante. 2 Les points d'injection où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR, et qui sont équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent relèvent, à hauteur de l'électricité reprise, du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 26 Energie de réglage et d'ajustement 1 Pour les besoins d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité issue d'énergies renouvelables. 2 Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales. 3 Si un producteur dont l'installation injecte de l'électricité selon l'art. 15 LEne ou au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR, vend tout ou partie de l'électricité livrée physiquement à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie de réglage, il n'obtient pour cette électricité aucune rétribution selon l'art. 15 LEne ni le prix de marché de référence visé à l'art. 25, al. 1, let. b, OEneR.			
Chapitre 4a Informations relatives au marché de gros de l'électricité			
Art. 26a Devoir d'information 1 Quiconque a son siège ou son domicile en Suisse, participe à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et est tenu, en vertu du règlement (UE) no 1227/2011, de fournir des informations aux autorités de l'UE ou des Etats membres, doit communiquer, simultanément et sous la même forme, les mêmes informations à l'ElCom. 2 Doivent notamment être fournies à l'ElCom les indications concernant: a. les transactions de produits de gros;			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
b. la capacité, la disponibilité, l'indisponibilité et l'utilisation des installations pour la production et le transport d'électricité. 3 Doivent en outre être fournies à l'ElCom les informations privilégiées qui ont été publiées sur la base du règlement (UE) no 1227/2011. L'ElCom peut fixer le moment auquel ces données doivent lui être fournies. 4 La raison sociale ou le nom, la forme juridique ainsi que le siège ou le domicile doivent également être communiqués à l'ElCom. Il est possible de communiquer, en lieu et place de ces indications, les données requises dans l'UE pour l'enregistrement en vertu du règlement (UE) no 1227/2011. 5 L'ElCom peut autoriser des exceptions au devoir d'information, notamment lorsqu'on peut considérer que les données en question sont d'une importance marginale pour les marchés de l'électricité. 6 Sont considérés comme produits de gros, indépendamment du fait qu'ils soient négociés à la bourse ou d'une autre manière: a. les contrats concernant le transport et la fourniture d'électricité n'impliquant pas directement son utilisation par des consommateurs finaux; b. les produits dérivés concernant la production, le commerce, la livraison et le transport d'électricité.			
Art. 26b Traitement par l'ElCom 1 L'ElCom peut traiter les données qu'elle a reçues des personnes soumises au devoir d'information. 2 Elle détermine quand elles sont fournies pour la première fois.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 26c Système d'information 1 L'ElCom exploite pour les données un système d'information structuré selon l'art. 26a, al. 2, let. a et b, al. 3 et 4. 2 Elle assure la sécurité d'exploitation du système et garantit, par des moyens techniques et organisationnels, la protection des données contre tout accès non autorisé. 3 Elle conserve les données aussi longtemps qu'elle en a besoin, mais pendant dix ans au maximum à compter de la date où elles ont été fournies. Elle les propose ensuite aux Archives fédérales. Les données que les Archives fédérales considèrent comme dépourvues de valeur archivistique sont effacées.			
Chapitre 5 Dispositions finales **Section 1 Exécution**			
Art. 27 1 L'OFEN exécute l'ordonnance dans la mesure où l'exécution ne relève pas d'une autre autorité. 2 Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires. 3 Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEl et dans l'ordonnance. 4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 8b, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les direc-			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
tives sur un site internet unique librement accessible. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans les domaines concernés. 5 L'art. 67 LEne est applicable par analogie au recours à des organisations privées.			
Section 2 Modification du droit actuel			
Art. 28 La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.			
Section 3 Dispositions transitoires			
Art. 30 Adaptation des contrats existants 1 Les dispositions qui figurent dans les contrats en vigueur et qui contreviennent aux prescriptions sur l'accès au réseau ou sur la rémunération de son utilisation ne sont pas valables. 2 Si l'invalidité des dispositions contractuelles qui ne sont plus conformes au droit entraîne des désavantages disproportionnés pour l'une des parties au contrat, cette partie peut exiger une compensation, monétaire ou autre.			
Art. 31 Recettes provenant des procédures d'attribution répondant aux règles du marché L'utilisation des recettes provenant de procédures d'attribution axées sur les règles du marché au sens de l'art. 32 LApEl est soumise à l'autorisation de			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
l'ElCom. La proposition visée à l'art. 20, al. 1, doit faire état des autres coûts à assumer sur le réseau de transport et expliquer dans quelle mesure ils ne sont pas couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.			
Section 4 Dispositions transitoires relatives à la modification 12 décembre 2008			
Art. 31a Taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation et facteur de correction 1 Pour la période 2009 à 2013, le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des installations mises en service avant le 1er janvier 2004 est inférieur d'un point au taux d'intérêt défini à l'art. 13, al. 3, let. b. Le taux d'intérêt visé à l'art 13, al. 3, let. b, s'applique aux investissements effectués dans de telles installations après le 31 décembre 2003. 2 Les exploitants des installations visées à l'al. 1 qui n'ont pas été réévaluées ou qui ont été amorties sur une durée d'utilisation, uniforme et appropriée fixée en vertu de l'art. 13, al. 1, ou qui ont été amorties de façon linéaire sur une période plus longue peuvent demander à l'ElCom que le taux d'intérêt sans la réduction prévue à l'al. 1 leur soit appliqué. 3 Si la rémunération de l'utilisation du réseau pour l'année 2009 est inférieure à la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008, l'ElCom peut autoriser l'application à l'année 2009 de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 31c Application des nouveaux tarifs, publication et remboursement 1 Pour le premier trimestre 2009, les gestionnaires de réseau facturent des tarifs prévisionnels sur la base des art. 13, 31a et 31b. 2 Ils publient ces tarifs conformément à l'art. 10 au plus tard le 1er avril 2009. 3 Ils remboursent le plus vite possible, mais au plus tard avec le décompte définitif émis après le 1er juillet 2009, la différence entre les prix effectifs et les tarifs facturés jusqu'à fin mars 2009.			
Art. 31d Application du droit dans le temps 1 Les art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c s'appliquent aux procédures pendantes devant des autorités ou des instances judiciaires à la date où ils entrent en vigueur. 2 Les décisions qui ont été prises par des autorités, et contre lesquelles aucun recours n'a été interjeté, peuvent être adaptées sur demande ou d'office aux art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c si l'intérêt public à l'applicabilité de la présente disposition prime l'intérêt privé au maintien de la décision.			
Section 4a Disposition transitoire relative à la modification du 1er novembre 2017			
Art. 31e Introduction de systèmes de mesure intelligents 1 Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80 % d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vi-		**Art. 31e** 1 <u>Au plus tard deux ans après la possibilité de certification de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau n'installent plus que ces systèmes chez les utilisateurs raccor-</u>	**Art. 31e** Concernant les al. 1 et 2: Un déploiement efficace en termes de coûts n'est possible qu'en respectant un cycle «naturel» (à l'occasion de remplacements et de nouvelles constructions, et sur demande de l'utilisateur raccordé au réseau). Chercher à raccourcir le délai ne ferait qu'accroître sensiblement les coûts de

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
gueur de la modification du 1er novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.		dés au réseau avec une puissance inférieure ou égale à 1 kV. ~~Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.~~ *Subsidiairement:* 1 Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent la possibilité d'acquisition de systèmes de mesure intelligents conformes ~~l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017~~. Les 20% d'installations restantes peuvent …	déploiement et d'amortissement des systèmes de mesure non amortis et installés. Sur la base des connaissances actuelles, confirmées par l'ElCom, il ne faut pas s'attendre à ce que la certification puisse être réalisée en 2018. Le déploiement ne pourra donc pas commencer en 2019. De nombreux gestionnaires de réseau sont tenus d'opérer sur les marchés publics, or une acquisition ne peut raisonnablement débuter que si plusieurs fournisseurs sont en mesure de proposer des produits. Le délai de dix ans prévu pour le déploiement ne devrait donc commencer à courir que deux ans après la mise à disposition d'appareils et systèmes.
2 Pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux ou les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux art. 8a et 8b. Doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type les acteurs suivants: a. les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau; b. les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique.		2 *Biffer*	Concernant l'al. 2: Si les gestionnaires de réseau n'installeront plus que des systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux disposant d'une tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV (cf. remarque relative à l'al. 1), l'al. 2 sera caduc.
3 Il peut comptabiliser dans les 80 % visés à l'al. 1, et jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti, les systèmes de mesure qui comportent des moyens de mesure électroniques avec mesure de la		3 *Biffer* *Subsidiairement:* 3 … ~~a.~~ avant la date à laquelle des systèmes de mesure intelligents ont	Concernant les al. 3 et 4: Il n'existe pas de raison valable justifiant de limiter cette exception aux consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et aux producteurs. Certains gestionnaires de réseau ont lancé le déploiement avant même le 1er novembre 2017 et possèdent des stocks de smart meters. Ils devraient avoir la possibilité d'installer ces systèmes

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
courbe de charge de l'énergie active, un système de communication avec transmission automatique des données et un système de traitement des données mais qui ne répondent pas encore aux art. 8a et 8b, si ces systèmes ont été installés: a. avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017, ou b. après l'entrée en vigueur de la présente modification mais avant le 1er janvier 2019, chez des consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ou chez des producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production.		été soumis avec succès au contrôle de la sécurité des données prévu à l'art. 8d et peuvent être acquis par les gestionnaires de réseau. ~~l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017, ou~~ ~~b. après l'entrée en vigueur de la présente modification mais avant le 1er janvier 2019, chez des consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ou chez des producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production..~~	de mesure intelligents d'ici l'échéance du délai transitoire et de les exploiter jusqu'à la fin de leur durée de vie technique.
4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.		4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b et qui sont utilisées avant l'expiration du délai selon l'alinéa 1 ~~mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3~~ demeurent imputables. ~~La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit~~. *Subsidiairement:* 4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. ~~La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.~~	Concernant l'al. 4: Tous les coûts de mesure sont imputables et devraient être intégrés à l'utilisation du réseau. L'alinéa 4 est superflu, il n'apporte que confusion et inégalité de traitement entre des bénéficiaires du raccordement au réseau par ailleurs égaux.
5 Les amortissements exceptionnels nécessaires dus au démontage			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
d'installations de mesure du gestionnaire de réseau non encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.			
Art. 31f Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents chez des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final ne peut interdire l'utilisation visée à l'art. 8c, al. 6.		**Art. 31f** Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents ~~chez des consommateurs finaux~~ avant l'entrée en vigueur de la modification du 1er novembre 2017 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final, le producteur ou l'exploitant d'agents de stockage ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final, le producteur ou l'exploitant d'agents de stockage ne peut interdire l'utilisation visée à l'art. 8c, al. 6.	**Art. 31f** Cette règle devrait s'appliquer à tous les utilisateurs raccordés au réseau.
Art. 31g Tarifs d'utilisation du réseau Les tarifs d'utilisation du réseau 2018 sont régis par l'ancien droit.			
Art. 31h Reprise et rétribution d'électricité produite par des installations qui injectent au prix de référence Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, les autres groupes-bilan et les gestionnaires de réseau doivent reprendre et rétribuer conformément à l'ancien droit et jusqu'au 31 décembre 2018 l'électricité provenant d'installations qui injectent au prix de marché de référence visé aux art. 14, al. 1, ou 105, al. 1, OEneR.			
	Titre précédant l'art. 31i **Section 4b Disposition transitoire relative à la modification du …**		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	Art. 31i 1 La société nationale du réseau de transport transfère les départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire qui sont en sa possession au moment de l'entrée en vigueur de la modification du… mais ne comptent pas au nombre des composants du réseau de transport au sens de l'art. 2, al. 2, let. d, dans les deux ans au propriétaire de la centrale, moyennant indemnité pleine et entière. L'art. 33, al. 5 et 6, LApEl s'applique par analogie à la procédure de transfert. 2 En cas d'arrêt définitif du fonctionnement de puissance d'une centrale nucléaire pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le départ assurant la liaison avec cette centrale ne doit plus être transféré. 3 Les dispositions de l'art. 31e sur l'introduction de systèmes de mesure intelligents sont applicables par analogie à l'utilisation de systèmes de mesure chez des agents de stockage. 4 Les gestionnaires du réseau de distribution peuvent se prévaloir du droit de fournir de l'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base selon les conditions prévues à l'art. 6, al. 5bis, LApEl la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2022.	**Art. 31i** 4 Les gestionnaires du réseau de distribution peuvent se prévaloir du droit de <u>fixer les coûts imputables liés à la fourniture d'électricité</u> ~~fournir de l'électricité~~ aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base selon les conditions prévues à l'art. 6, al. 5bis, LApEl la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2022.	**Art. 31i** Cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a.
	II 1 La présente ordonnance entre en vigueur le ..., sous réserve de l'al. 2. 2 Les art. 6, al. 1 et 6a ... entrent en vigueur le ...(+2 ans). 3 Les modifications apportées aux art. 4 à 4c et 24, al. 2, 1re phrase, ont effet jusqu'au 31 décembre 2022; dès le jour suivant, elles sont caduques.		

Ordonnance sur les lignes électriques (OLEl)

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Titre 1 Dispositions générales **Chapitre 1 But, champ d'application et définitions**			
Art. 11 Protection du paysage et de l'environnement 1 La conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des lignes électriques doivent se faire dans le respect des prescriptions sur la protection de la nature, des sites, du paysage, de l'environnement et des eaux. 2 L'établissement des lignes électriques doit affecter le moins possible le paysage, la nature et l'environnement, compte tenu de la nécessité de garantir l'approvisionnement en énergie rentable et de trouver une solution technique acceptable.	**Art. 11 Protection du paysage et de l'environnement** 1 La conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des lignes électriques doivent se faire dans le respect des prescriptions sur la protection de la nature, des sites, du paysage, de l'environnement et des eaux. 2 L'établissement des lignes électriques doit affecter le moins possible le paysage, la nature et l'environnement, compte tenu de la nécessité de garantir l'approvisionnement en énergie rentable et de trouver une solution technique acceptable. 3 Toute atteinte au sens de l'al. 2 par des lignes électriques d'une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV peut, sur requête de l'exploitant de ces lignes, être compensée par des mesures de remplacement réalisées sur des installations électriques à courant fort appartenant à des tiers (art. 15b, al. 2, LIE). L'exploitant envisage en particulier les mesures de remplacement suivantes sur les lignes: a. regroupement; b. déplacement; c. câblage; d. démantèlement.	**Art. 11** 2 L'établissement des lignes électriques doit, tout au long de leur durée de vie, affecter le moins possible le paysage, la nature et l'environnement, compte tenu de la nécessité de garantir l'approvisionnement en énergie rentable et de trouver une solution technique acceptable. d. *Biffer*	**Art. 11** Concernant l'al. 2: La pose d'une ligne câblée dans une forêt affectera considérablement le paysage durant les phases de construction et de mise en service, mais cet impact diminuera par la suite. Dans le cas d'une ligne aérienne, l'atteinte au paysage sera moindre pendant la construction, mais restera constante par la suite. Concernant l'al. 2, let. d: En règle générale, le démantèlement entraîne une détérioration de la situation d'approvisionnement des clients du réseau et ne peut donc servir de mesure de compensation que dans des cas isolés. Contrairement aux mesures mentionnées aux lettres a à c, le démantèlement n'est pas un cas de figure régulier.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	4 L'exploitant choisit la mesure de remplacement nécessaire tout en veillant à ménager de manière optimale la propriété du tiers. Tout avantage ou inconvénient résultant de la mesure de remplacement pour ce dernier doit être compensé financièrement. 5 Il implique de manière appropriée le tiers dans la planification et s'efforce d'aboutir à une requête commune jouissant de l'approbation de celui-ci; si le tiers refuse de donner son approbation, l'exploitant dépose sa requête seul. 6 Il dépose la requête, accompagnée de tous les documents nécessaires à l'évaluation des mesures de remplacement, avec sa demande d'approbation des plans.	4 L'exploitant choisit <u>avec le tiers concerné</u> la mesure de remplacement nécessaire tout en veillant à ménager de manière optimale la propriété du tiers. Tout avantage ou inconvénient résultant de la mesure de remplacement pour ce dernier doit être compensé financièrement. <u>En l'absence de consensus quant aux compensations financières, la commission fédérale d'estimation tranche dans le cadre d'une procédure d'estimation en vertu de la loi fédérale sur l'expropriation.</u> 5 Il implique de manière appropriée le tiers dans la planification et s'efforce d'aboutir à une requête commune jouissant de l'approbation de celui-ci~~; si le tiers refuse de donner son approbation, l'exploitant dépose sa requête seul~~. <u>En l'absence de consensus, l'autorité chargée de l'approbation tranche.</u> <u>7 L'autorité chargée de l'approbation peut, après une pesée complète des intérêts en présence, décider une intervention sans l'accord du tiers concerné.</u>	Concernant les al. 4 à 7: La réglementation prévue accorde à Swissgrid des compétences disproportionnées: le tiers concerné doit impérativement être consulté. Dans le cas de figure où aucun consensus ne peut être obtenu, c'est à une partie neutre que la décision appartiendra. Cela est réglé à l'al. 4, à l'al. 5 et au nouvel al. 7.
Titre 2 Règles de construction	***Titre suivant l'art. 11a*** **Titre 2 Règles de construction** **Chapitre 1 Technologie de transport à employer**		
	Art. 11b Principe 1 La réalisation d'un projet concernant une ligne d'une tension nominale inférieure à 220 kV et ayant une fréquence de 50 Hz sous forme de ligne souterraine est déterminée en particu-	**Art 11b**	**Art. 11b**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	lier sur la base de l'art. 15c LIE et des dispositions du présent chapitre. 2 Le facteur de surcoût visé à l'art. 15c, al. 2, LIE s'élève à 1.75.	2 Le facteur de surcoût visé à l'art. 15c, al. 2, LIE s'élève à 3.0 en zone urbaine et à 1.75 ailleurs. 3 Les projets peuvent être réalisés et imputés sans que le facteur de surcoût soit calculé, lorsqu'une des conditions suivantes est remplie: a. projet jusqu'à 36 kV; b. remplacement des poteaux d'une ligne ordinaire; c. remplacement de câbles existants par de nouveaux câbles; d. mesures de maintenance qui n'entraînent pas de procédure d'approbation des plans.	Concernant l'al. 2: Avec le facteur de surcoût proposé de 1,75, davantage de lignes en zone urbaine devraient à nouveau être construites sous forme de lignes aériennes, étant donné que les surcoûts pour une ligne câblée allant au-delà du facteur 1,75 ne sont pas considérés comme imputables par l'ElCom. Bien que les réseaux électriques des niveaux de réseau 7 et 5 (basse et moyenne tension) soient déjà en grande partie enfouis, de nombreux raccordements domestiques et conduites d'alimentation ne pourraient, à l'avenir, pas (ou: plus) être enfouis, et ce, pour des raisons de coûts. De même, dans les régions urbaines, seul un petit nombre de projets du niveau de réseau 3 (haute tension) pourrait être réalisé sous forme de lignes souterraines. Il faudrait en plus repenser des projets de lignes souterraines déjà planifiés pour les convertir en lignes aériennes. Au lieu d'accélérer les procédures, il faudrait compter avec de nouveaux retards sur des projets de réseau urgents. Le facteur de surcoût de 1,75 proposé va donc à l'encontre de l'objectif du législateur, des préférences de la société et des prescriptions d'aménagement du territoire, et se traduirait même par un pas en arrière. En conséquence, l'AES propose de différencier le facteur de surcoût. Pour les lignes situées en zone urbaine, il convient d'appliquer un facteur de surcoût de 3,0. Dans les autres régions, le facteur de surcoût peut être fixé à 1,75, comme proposé. La délimitation entre les régions urbaines et les autres régions pourrait se faire en fonction de critères d'aménagement du territoire, par exemple en définissant comme zone urbaine les zones à bâtir ainsi que les zones situées dans un périmètre de moins de 100 m autour d'une zone à bâtir. Concernant l'al. 3: L'élaboration de deux variantes de projet pour chaque mesure de maintenance ou pour chaque remplacement de ligne câblée est disproportionnée. Il en va de même pour les projets de rénovation (remplacement de chaîne, de corde ...) et les projets non soumis à l'obligation de faire approuver les pans. De plus, il ne faut pas que les lignes à basse et moyenne tension, aujourd'hui en grande partie câblées, doivent être remplacées par des lignes aériennes.
	Art. 11c Calcul du facteur de surcoût d'un projet concret 1 Le facteur de surcoût d'un projet concret est calculé à partir du rapport entre les coûts totaux présumés pour	**Art. 11c**	**Art. 11c**

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	la réalisation du projet sous forme de ligne souterraine et les coûts totaux présumés pour la réalisation sous forme de ligne aérienne. 2 Les coûts totaux présumés englobent les coûts suivants en lien avec le projet: a. coûts de planification; b. coûts d'acquisition des terrains et de concession de droits et de servitudes; c. coûts des mesures de reconstitution et de remplacement; d. coûts de matériel; e. coûts de construction et de montage; f. coûts de démantèlement des lignes existantes; g. coûts de maintenance et de réparation; h. coûts de remplacement de différents composants; i. coûts des pertes d'énergie. 3 Les coûts totaux présumés sont calculés sur une période correspondant à la durée de vie des composants les plus durables des réalisations comparées. 4 Les coûts visés à l'al. 2 sont évalués au moyen de la méthode de la valeur actualisée nette. L'évaluation fait appel à un taux d'actualisation correspondant au coût moyen pondéré du capital visé à l'art. 13, al. 3, let. b, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité, déduction faite du taux de renchérissement des prix à la consommation en vigueur au moment de la comparaison. 5 Le calcul des coûts des pertes d'énergie fait appel au prix du produit dans les contrats dont l'échéance est la plus éloignée conclus sur le marché à terme suisse et portant sur la livraison d'électricité.	5 *Biffer*	En matière de coûts des pertes d'énergie, l'ElCom a établi une pratique qui est régulièrement mise à jour. La présente disposition est donc superflue et ne ferait qu'engendrer de nouvelles incertitudes. Les produits Future à long terme n'étant pas liquides, les prix ne sont en outre pas pertinents.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	Art. 11d Respect du facteur de surcoût 1 Si le facteur de surcoût d'un projet concret ne dépasse pas le facteur de surcoût visé à l'art. 11b, le projet doit être réalisé sous forme de ligne souterraine. 2 Le projet est réalisé sous forme de ligne aérienne malgré le respect du facteur de surcoût: a. s'il concerne une ligne aérienne existante et s'étend sur quatre portées au maximum, ou b. si la ligne concernée par le projet peut être regroupée avec une ligne aérienne existante.	**Art. 11d** 2 Le projet peut être ~~est~~ réalisé sous forme de ligne aérienne malgré le respect du facteur de surcoût: a. s'il concerne une ligne aérienne existante et si le tronçon s'étend sur 1 km ~~quatre portées~~ au maximum, ou b. ... c. s'il porte sur le remplacement des poteaux de lignes ordinaires existantes.	**Art. 11d** Concernant l'al. 2, let. a: Quatre portées ne sont pas clairement définies, la distance de 1 km, en revanche, est sans équivoque. Concernant l'al. 2, let. c: Le remplacement des poteaux de lignes ordinaires constitue une méthode d'assainissement très peu coûteuse qui n'est pas soumise à autorisation aujourd'hui déjà. Cependant, un tel remplacement peut concerner plus de quatre portées.
	Art. 11e Dépassement du facteur de surcoût Un projet concret peut, malgré le dépassement du facteur de surcoût, être réalisé partiellement ou intégralement sous forme de ligne souterraine si les coûts totaux dépassant le facteur de surcoût ne sont pas considérés comme coûts imputables au sens de l'art. 15 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité.	**Art. 11e** Un projet concret peut, malgré le dépassement du facteur de surcoût, être réalisé partiellement ou intégralement sous forme de ligne souterraine si a. les coûts totaux dépassant le facteur de surcoût ne sont pas considérés comme coûts imputables au sens de l'art. 15 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité; b. il porte sur le remplacement d'une ligne câblée.	**Art. 11e** Les câblages existants doivent être conservés, les coûts correspondants demeurant imputables en cas de remplacement/extension («pas de retour à la ligne aérienne»).
Chapitre 1 Lignes aériennes **Section 1 Lignes aériennes à courant faible**	***Titre précédant l'art. 12*** **Chapitre 1a Lignes aériennes** **Section 1 Lignes aériennes à courant faible**		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Section 2 Lignes aériennes à courant fort			
Art. 30 Protection des oiseaux 1 Si les conditions locales l'exigent, on équipera les supports de dispositifs propres à éviter que des oiseaux ne provoquent des mises à la terre ou des courts-circuits. 2 La planification et l'établissement de nouvelles lignes dans des zones très fréquentées par les oiseaux doivent se faire de façon à réduire le plus possible les risques de collision.	**Art. 30 Protection des oiseaux** 1 Dans les zones sensibles pour la protection des oiseaux, on équipera les supports de dispositifs propres à éviter que des oiseaux ne provoquent des mises à la terre ou des courts-circuits. 2 La planification et l'établissement de nouvelles lignes dans des zones sensibles pour la protection des oiseaux doivent se faire de façon à réduire le plus possible les risques de collision et d'électrocution.	**Art. 30** *Selon le droit en vigueur*	**Art. 30** Les dispositions légales applicables fonctionnent correctement et sont suffisantes. La modification ouvre la voie à un excès de procédure en obligeant à prendre des précautions dans toute zone sensible pour la protection des oiseaux. Cela va à l'encontre de l'esprit de fond de la Stratégie Réseaux électriques, qui a pour objectif d'accélérer les procédures. Les lois existantes fonctionnent bien et sont établies.
		Art. 146a Disposition transitoire La vérification du facteur de surcoût ne s'applique pas aux projets annoncés dans la procédure d'approbation des plans dans les 12 mois suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.	Aujourd'hui, le niveau du facteur de surcoût n'est pas encore clair. Au moment de l'entrée en vigueur de l'ordonnance, de nombreux projets seront très avancés, mais n'auront pas encore entamé la procédure d'approbation des plans. Il convient de s'assurer que ces projets ne devront pas faire l'objet d'une nouvelle planification.
	II La présente ordonnance entre en vigueur le …		

Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE)

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Section 1 Objet et champ d'application			
Art. 1 1 La présente ordonnance réglemente la procédure d'approbation des plans qui ont pour but l'établissement ou la modification: a. des installations à haute tension; b. des installations de production d'énergie d'une puissance de plus de 30 kVA reliées à un réseau de distribution; c. des installations électriques à courant faible pour autant qu'elles soient soumises à l'approbation obligatoire en vertu de l'art. 8a, al. 1, de l'ordonnance du 30 mars 1994 sur les installations électriques à courant faible. 2 Elle est applicable dans son intégralité à l'établissement et à la modification des réseaux de distribution à basse tension situés dans des aires de protection au sens du droit fédéral ou cantonal. Les autres installations à basse tension sont approuvées par l'Inspection fédérale des	***Art. 1, al. 1*** 1 La présente ordonnance régit: a. la réalisation de la procédure de plan sectoriel pour les lignes d'une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV qui ont un effet considérable sur l'aménagement du territoire et sur l'environnement; b. la détermination des zones réservées et des alignements; c. la procédure d'approbation des plans relative à l'établissement ou à la modification: 1. des installations à haute tension, 2. des installations de production d'énergie d'une puissance supérieure à 30 kVA reliées à un réseau de distribution, 3. des installations électriques à courant faible, pour autant qu'elles soient soumises à l'approbation obligatoire en vertu de l'art. 8a, al. 1, de l'ordonnance du 30 mars 1994 sur les installations électriques à courant faible.		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
installations à courant fort (inspection) lors des contrôles réguliers. A cet effet, les propriétaires mettent à jour continuellement les plans et les dossiers. 3 Elle n'est pas applicable à l'établissement ou à la modification: a. des installations définies à l'art. 2 de l'ordonnance du 6 septembre 1989 sur les installations électriques à basse tension, pour autant qu'il ne s'agisse pas d'installations relevant de l'al. 1, let. b; b. des matériels définis à l'art. 1, al. 1, de l'ordonnance du 9 avril 1997 sur les matériels électriques à basse tension; c. des matériels définis à l'art. 1, al. 1, de l'ordonnance du 2 mars 1998 sur les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles. 4 Les installations électriques destinées exclusivement ou principalement à l'exploitation de lignes de chemins de fer ou de trolleybus sont régies par l'ordonnance du 2 février 2000 sur la procédure d'approbation des plans des installations ferroviaires.			
Section 1a Procédure de plan sectoriel			
	Art. 1a Examen de l'obligation de fixer un projet dans un plan sectoriel 1 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) vérifie si n projet concernant une ligne d'une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV doit être fixé dans un plan sectoriel (obligation de fixer un projet dans un plan sectoriel). Cet examen est réalisé d'office ou sur de-		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	mande de l'inspection ou du requérant. L'OFEN peut demander à ce dernier les documents appropriés. 2 Il compare la situation actuelle et celle qui est prévue pour évaluer l'impact du projet sur l'aménagement du territoire et sur l'environnement. 3 Si il constate que le projet n'a pas d'effet considérable sur l'aménagement du territoire et sur l'environnement, il indique au requérant que le projet n'est pas soumis à l'obligation d'être fixé dans un plan sectoriel. Dans le cas contraire, il examine s'il existe des motifs de déroger à cette obligation et si la procédure de plan sectoriel doit être engagée.		
Art. 1a Généralités 1 Les lignes dont la tension nominale est de 220 kV et plus (50 Hz) ne peuvent être approuvées qu'après avoir été fixées au terme d'une procédure de plan sectoriel. 2 Une nouvelle ligne peut être approuvée sans procédure préalable de plan sectoriel si: a. elle ne dépasse pas 5 kilomètres; b. elle ne touche aucune zone à protéger en vertu du droit fédéral ou du droit cantonal; et si c. elle répond aux exigences de l'ordonnance du 23 décembre 1999 sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) sans qu'il soit nécessaire de recourir à une dérogation. 3 Des lignes existantes peuvent être remplacées, modifiées ou développées sans procédure préalable de plan sectoriel si:	**Art. 1b Exceptions à l'obligation de fixer un projet dans un plan sectoriel et procédure** 1 Les projets suivants concernant des lignes d'une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV peuvent être approuvés sans être fixés dans un plan sectoriel si les dispositions de l'ordonnance du 23 décembre 1999 sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) peuvent vraisemblablement être respectées et si les possibilités d'adjonction à d'autres lignes ou à d'autres infrastructures ont été exploitées: a. création de nouvelles lignes ne dépassant pas cinq kilomètres, dans la mesure où elles ne portent pas atteinte aux objectifs des aires de protection au sens du droit fédéral ou du droit cantonal; b. remplacement, modification ou développement de lignes, dans la mesure où leur tracé n'est pas déplacé ou l'est sur une longueur ne dépassant pas cinq kilomètres et les conflits relatifs aux objectifs des		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
a. toutes les possibilités d'adjonction à d'autres lignes ou d'autres infrastructures ont été exploitées; b. en cas de déplacement du tracé de ligne, les conflits d'utilisation peuvent vraisemblablement être résolus dans le cadre de la procédure d'approbation des plans; c. les conflits dans des zones à protéger en vertu du droit fédéral ou du droit cantonal peuvent être aplanis par des mesures de substitution; et si d. les exigences de l'ORNI peuvent être remplies sans qu'il soit nécessaire de recourir à une dérogation. 4 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) décide, après avoir consulté les services compétents de la Confédération et des cantons concernés, de la nécessité de mener une procédure de plan sectoriel. 5 Il mène la procédure de plan sectoriel.	aires de protection au sens du droit fédéral ou du droit cantonal peuvent être aplanis par des mesures de substitution; c. projets dont les lignes sont réalisées sur au moins 80 % de leur longueur à l'aide de câbles dans des installations existantes ou prescrites par les autorités (p. ex. routes, tunnels ou galeries souterraines); d. projets pour lesquels le requérant démontre, à l'aide d'explications techniques, économiques et relatives à l'aménagement du territoire ainsi qu'au droit de l'environnement, qu'aucune autre variante ne saurait être privilégiée. 2 L'OFEN consulte les services compétents de la Confédération et des cantons concernés au sujet des documents remis par le requérant. Il peut également consulter des organisations nationales de protection de l'environnement. Après examen des prises de position reçues, l'OFEN décide si une procédure de plan sectoriel doit être menée.		
	Art. 1c Information préalable Un projet qui est vraisemblablement assujetti à l'obligation d'être fixé dans un plan sectoriel et dont la nécessité a été confirmée par la Commission fédérale de l'électricité (art. 22, al. 2bis, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité) est inscrit dans le plan sectoriel comme information préalable.		
Art. 1b Information préalable et préparation de la procédure de plan sectoriel 1 Quiconque veut soumettre une demande d'approbation des plans pour un projet (requérant) – figurant dans	**Art. 1d Préparation de la procédure de plan sectoriel** 1 Avant de demander à l'OFEN de mener une procédure de plan sectoriel pour un projet soumis à une obligation		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
le plan sectoriel comme information préalable – en informe l'OFEN suffisamment tôt. 2 Le requérant conclut dans le même temps un accord de coordination avec les cantons concernés et en informe l'OFEN. L'accord de coordination règle notamment les points suivants: a. un calendrier pour la détermination d'une région pour de possibles couloirs de projet (zone de projet) et la procédure d'adaptation de la planification cantonale; b. les objectifs de projet pour la zone de projet à évaluer; c. les compétences pour l'organisation des différentes étapes; d. la participation des communes. 3 Le requérant transmet à l'OFEN les documents permettant d'évaluer les possibles zones de projet. Il doit en ressortir que le potentiel existant d'optimisation et de conflit concernant l'aménagement du territoire a été établi par le requérant. 4 En accord avec les cantons concernés, le requérant peut également proposer une seule zone de projet dans les cas présentant une situation de départ où la marge de manœuvre pour plusieurs zones de projet n'est pas considérée comme étant suffisante Une telle proposition doit être motivée de manière détaillée. 5 L'OFEN transmet les documents aux offices représentés au sein de la Conférence de la Confédération pour l'organisation du territoire et leur demande d'émettre une première prise de position. Le délai pour ce faire est de deux mois.	correspondante, le requérant conclut avec les cantons concernés un accord de coordination qui règle notamment les points suivants: a. les objectifs de projet; b. les compétences pour l'organisation des différentes étapes; c. la participation et l'information des communes; d. le calendrier des étapes prévues; e. la procédure d'adaptation de la planification cantonale. 2 Le requérant établit les documents permettant d'évaluer les possibles zones de planification. Il doit en ressortir que le potentiel d'optimisation et de conflit concernant l'aménagement du territoire a été établi par le requérant. 3 Avec l'approbation des cantons concernés, le requérant peut également proposer une seule zone de planification dans les cas où la marge de manœuvre pour plusieurs zones de planification n'est pas considérée comme suffisante. Une telle proposition doit être motivée de manière détaillée.		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Art. 1c Détermination de la zone de projet 1 Après réception des prises de position, l'OFEN forme un groupe d'accompagnement spécifique au projet composé de représentants des services et organisations suivants (chaque service ou organisation y dispose d'une voix): a. Office fédéral du développement territorial; b. Office fédéral de l'environnement; c. autres offices fédéraux éventuellement; d. Commission fédérale de l'électricité; e. Inspection fédérale des installations à courant fort (inspection); f. chaque canton concerné; g. organisations nationales de protection de l'environnement; h. requérant. 2 Il peut organiser, dans les deux mois, une visite des zones proposées pour la réalisation des couloirs de projet avec le groupe d'accompagnement. 3 Sur la base d'un examen d'ensemble, le groupe d'accompagnement recommande la détermination d'une zone suffisamment grande pour que le requérant puisse élaborer plusieurs variantes de couloir. 4 L'OFEN mène la procédure de consultation et de participation ressortant de l'art. 19 de l'ordonnance du 28 juin 2000 sur l'aménagement du territoire (OAT) et dépose auprès du Conseil fédéral une demande de détermination d'une zone. 5 Sur demande motivée des cantons concernés, l'OFEN peut, dans les cas visés à l'art. 1b, al. 4, et après réponse unanime des membres du groupe d'accompagnement, renoncer à rendre une décision formelle	**Art. 1e Initialisation de la procédure de plan sectoriel** 1 Le requérant demande à l'OFEN de mener la procédure de plan sectoriel. 2 Les documents suivants doivent être joints à la demande: a. une justification du projet et des informations sur sa nécessité; b. l'accord de coordination et les documents énoncés à l'art. 1d. 3 L'OFEN transmet les documents aux offices représentés au sein de la Conférence de la Confédération pour l'organisation du territoire et leur demande d'émettre une première prise de position. Le délai pour ce faire est de deux mois. 4 Après réception des prises de position, l'OFEN forme dans les deux mois un groupe d'accompagnement spécifique au projet, qui est composé de représentants des services et organisations suivants (chaque service ou organisation y dispose d'une voix): a. Office fédéral du développement territorial; b. Office fédéral de l'environnement; c. autres offices fédéraux concernés; d. Commission fédérale de l'électricité; e. inspection; f. chaque canton concerné; g. organisations nationales de protection de l'environnement; h. requérant.		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
concernant le plan sectoriel et communiquer la zone de projet directement au requérant.			
	Art. 1f Détermination de la zone de planification 1 L'OFEN transmet au groupe d'accompagnement les documents sur la zone de planification en vue d'une prise de position. Il peut organiser une visite des zones de planification potentielles avec ledit groupe. 2 Sur la base d'un examen d'ensemble, le groupe d'accompagnement recommande une zone de planification à l'OFEN dans les deux mois suivant la réception de tous les documents nécessaires. La zone de planification doit être suffisamment grande pour permettre l'élaboration de plusieurs corridors de planification. 3 L'OFEN établit le projet de la fiche d'objet et son rapport sur la zone de planification en s'appuyant sur la recommandation du groupe d'accompagnement et ouvre la procédure de consultation et de participation en vertu de l'art. 19 de l'ordonnance du 28 juin 2000 sur l'aménagement du territoire (OAT). 4 Après avoir remanié le projet de la fiche d'objet et son rapport, l'OFEN mène une procédure de consultation des offices. Dans les deux mois suivant la clôture de cette procédure, il demande que la zone de planification soit déterminée par: a. le Conseil fédéral dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 1, OAT; b. le DETEC dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 4, OAT. 5 Dans les cas visés à l'art. 1d, al. 3, et en cas de réponse unanime des membres du groupe d'accompagne-		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	ment, l'OFEN peut renoncer à la détermination formelle de la zone de planification et communiquer cette dernière directement au requérant. L'OFEN peut inscrire cette zone de planification dans le plan sectoriel comme « coordination en cours ».		
Art. 1d Détermination du couloir de projet 1 En règle générale, le requérant élabore avec la participation du canton au moins deux variantes de couloir de projet et transmet les documents nécessaires à l'OFEN. 2 L'OFEN établit des directives sur la forme, la présentation, la teneur et la quantité des documents à remettre. 3 Il transmet les documents complets au groupe d'accompagnement dans les 30 jours suivant leur réception. Dans un délai de deux mois, le groupe d'accompagnement émet une recommandation de détermination relative au couloir de projet et à la technologie de transport à utiliser. 4 L'OFEN ouvre la procédure de consultation et de participation ressortant de l'art. 19 OAT dans un délai de deux mois suivant la réception de la recommandation du groupe d'accompagnement. 5 Dans les deux mois suivant la clôture de la procédure de consultation des offices, une demande de détermination relative au couloir de projet et à la technologie de transport à utiliser est déposée: a. par le département auprès du Conseil fédéral dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 1, OAT; b. par l'OFEN auprès du département dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 4, OAT.	**Art. 1g Détermination du corridor de planification** 1 En règle générale, le requérant élabore au moins deux corridors de planification avec la participation des cantons concernés et fournit les documents nécessaires à l'OFEN. 2 L'OFEN transmet les documents complets au groupe d'accompagnement dans les 30 jours suivant leur réception. Il peut organiser une visite des corridors de planification potentiels avec ledit groupe. 3 Dans un délai de deux mois à compter de la réception de tous les documents nécessaires, le groupe d'accompagnement recommande à l'OFEN, sur la base d'un examen d'ensemble, un corridor de planification et la technologie de transport à utiliser (réalisation en tant que ligne aérienne ou ligne souterraine). 4 L'OFEN établit le projet de la fiche d'objet et son rapport sur le corridor de planification et la technologie de transport à utiliser en s'appuyant sur la recommandation du groupe d'accompagnement et ouvre la procédure de consultation et de participation en vertu de l'art. 19 OAT. 5 Après avoir remanié le projet de la fiche d'objet et son rapport, l'OFEN mène une procédure de consultation des offices. Dans les deux mois suivant la clôture de cette procédure, il demande que le corridor de planifica-		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	tion et la technologie de transport à utiliser soient déterminés par: a. le Conseil fédéral dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 1, OAT; b. le DETEC dans les cas ressortant de l'art. 21, al. 4, OAT.		
Section 2 Procédure d'approbation des plans			
Art. 2 Dossiers à l'appui de la demande 1 Les dossiers de demande soumis à l'approbation de l'inspection doivent contenir toutes les indications nécessaires à l'appréciation du projet, en particulier celles qui concernent: a. l'exploitant, l'emplacement, le genre et la conception de l'installation projetée, ainsi que sa situation par rapport aux installations existantes; b. les raisons du projet; c. tous les aspects liés à la sécurité; d. les interactions éventuelles avec d'autres installations ou objets; e. l'incidence sur l'environnement et le paysage; f. le respect des exigences de l'aménagement du territoire, en particulier des plans directeurs et des plans d'affectation cantonaux; g. le résultat des investigations sur la nécessité de mener une procédure de plan sectoriel et, le cas échéant, le résultat de cette procédure.	***Art. 2, al. 1bis*** 1bis Si les projets concernent la construction d'installations électriques destinées à raccorder au réseau électrique des biens-fonds ou des groupes d'habitations en dehors des zones à bâtir, il faut joindre aux documents une décision du canton entrée en force qui autorise le raccordement.	**Art. 2** 1bis *Biffer*	**Art. 2** Cette proposition occasionne pour le gestionnaire de réseau des surcoûts inutiles liés à la concertation avec le canton. Le canton étant de toute façon impliqué dans la procédure d'approbation des plans, il convient d'utiliser le canal direct entre l'inspection et le canton. Cet alinéa doit être supprimé de l'article 2 et ajouté à l'article 5.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
2 L'inspection édicte des directives précisant la nature, la présentation, la teneur et le nombre des documents qui doivent lui être soumis. 3 Au besoin, elle peut exiger des documents supplémentaires, notamment la preuve que les matériels utilisés dans la construction de l'installation sont conformes aux règles techniques reconnues. 4 A la demande des autorités chargées de l'approbation, le requérant soumet les documents qui ont servi à établir le dossier présenté. 5 Si une installation doit être réalisée ou modifiée d'après des plans acceptés antérieurement, l'auteur de la demande peut renvoyer aux anciens plans pour tous les aspects techniques.			
Art. 3 Installations électriques à courant faible situées dans une zone d'interactions avec des installations à courant fort 1 Les installations électriques à courant faible situées dans une zone d'interactions avec une installation à courant fort en projet doivent figurer dans les documents accompagnant le projet d'installation à courant fort. 2 Si, à la suite de l'établissement d'une installation électrique à courant fort, l'approbation visée à l'art. 8a, al. 1, de l'ordonnance du 30 mars 1994 sur les installations électriques à courant faible doit être requise pour une installation à courant faible existante, les documents accompagnant le plan de l'installation électrique à courant fort doivent indiquer également quelles mesures sont prévues			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
pour la protection de l'installation à courant faible. 3 Les exploitants d'installations à courant faible sont tenus de fournir gratuitement toutes les informations nécessaires à l'élaboration des documents accompagnant le plan.			
Art. 4 Piquetage L'inspection adopte des directives en matière de piquetage.			
Art. 5 Procédure suivie par l'inspection 1 L'inspection ordonne la publication de la demande, organise la procédure d'opposition et recueille les avis des cantons et des autorités fédérales concernées. 2 Elle évalue les avis reçus, recueille les preuves nécessaires et, le cas échéant, ordonne des visites des lieux. Elle œuvre à concilier les vues des parties. 3 Elle peut renoncer à mener des négociations sur les oppositions si une conciliation entre les parties paraît vouée à l'échec.		**Art. 5** 1bis Elle apporte notamment une décision du canton entrée en force qui autorise le raccordement si les projets concernent la construction d'installations électriques destinées à raccorder au réseau électrique des biens-fonds ou des groupes d'habitations en dehors des zones à bâtir.	**Art. 5** Cf. remarque relative à l'art. 2.
Art. 6 Procédure menée par l'OFEN 1 Si, dans un délai de six mois après réception des oppositions et des avis des cantons et des autorités fédérales concernées, aucun accord ne peut être trouvé entre les opposants et les autorités, l'inspection transmet			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
le dossier, accompagné d'un rapport sur l'état de la procédure, à l'OFEN pour décision. 2 L'OFEN peut prolonger raisonnablement le délai dans des cas exceptionnels. 3 Il remet pour avis le rapport de l'inspection aux opposants et aux services fédéraux avec lesquels aucun accord n'a pu être trouvé. 4 Il peut réunir des preuves complémentaires, ordonner la visite des lieux et mener des négociations sur les oppositions.			
Art. 7 Modifications du plan pendant la procédure Si des modifications importantes sont apportées au projet initial par suite de la procédure d'approbation des plans, le plan modifié doit être une nouvelle fois soumis aux organes concernés pour avis et, au besoin, mis à l'enquête publique.			
Art. 8 Délais de traitement pour l'inspection 1 En règle générale, l'inspection traite la demande d'approbation des plans dans les délais suivants: a. dix jours ouvrables entre la réception de la requête complète et la transmission aux cantons et aux services fédéraux concernés; b. 30 jours ouvrables pour l'établissement de la décision après la conclusion des négociations concernant les oppositions et la réception des avis des autorités. 2 Les délais de traitement ne courent pas pendant le temps nécessaire: a. à l'adaptation ou à la modification des documents par le requérant; b. à la réalisation d'expertises ou de rapports complémentaires.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
3 Dans le cas d'une procédure d'approbation des plans simplifiée, le délai applicable à l'ensemble de la procédure ne doit pas en règle générale dépasser 20 jours ouvrables.			
Art. 8a Délais de traitement pour l'OFEN 1 En règle générale, l'OFEN traite la demande d'approbation des plans dans les délais suivants: a. un mois pour l'envoi du rapport sur l'état de la procédure conformément à l'art. 6, al. 1; b. trois mois à compter de la réception du rapport sur l'état de la procédure jusqu'à la conduite de négociations sur les oppositions; c. huit mois pour l'établissement de la décision après la conclusion des négociations concernant les oppositions et la réception des avis des autorités. 2 Les délais de traitement ne courent pas pendant le temps nécessaire: a. à l'adaptation ou à la modification des documents par le requérant; b. à la réalisation d'expertises ou de rapports complémentaires.			
Art. 8b Suspension Si le requérant a besoin de plus de trois mois pour adapter les documents de demande, élaborer des variantes de projet ou mener des négociations avec les autorités et les opposants, la procédure est suspendue jusqu'à ce que sa réouverture soit demandée.			
Art. 9 Approbation des plans 1 La décision d'approbation des plans doit être notifiée au requérant, aux opposants, aux autorités fédérales	***Art. 9, titre et al. 1*** **Autorisation partielle** 1 *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
concernées ainsi qu'aux cantons et aux communes participant à la procédure. 2 Une autorisation partielle peut être octroyée pour les tronçons non contestés, pour autant qu'il ne soit pas préjugé des ouvrages contestés.			
Art. 9a Travaux d'entretien des installations 1 Les travaux d'entretien des installations peuvent être réalisés sans procédure d'approbation des plans lorsqu'aucune conséquence particulière pour l'environnement n'est à escompter. 2 On entend par travaux d'entretien tous les travaux destinés à assurer l'exploitation d'une installation conformément à ce qui a été approuvé, notamment: a. le remplacement équivalent de supports, de supports en bois et de parasurtensions, ainsi que le remplacement des isolateurs d'une longueur semblable ou plus courte; b. le remplacement à l'identique des conducteurs des lignes aériennes ainsi que des câbles; c. le remplacement des transformateurs de même puissance et de même type de construction, ainsi que le remplacement à l'identique des commutateurs et des tableaux électriques; d. les travaux de peinture des pylônes dans la même couleur, les mesures de protection contre la corrosion et les mesures d'assainissement des pylônes, des socles et des fondations de pylônes; e. les réparations au niveau des socles de pylônes, des bâtiments	**Art. 9a Exceptions à l'obligation d'approbation des plans** 1 Aucune approbation des plans n'est nécessaire pour des travaux d'entretien et des petites modifications techniques des installations lorsqu'aucune conséquence particulière pour l'environnement n'est à escompter. 2 On entend par travaux d'entretien tous les travaux destinés à assurer l'exploitation d'une installation conformément à ce qui a été approuvé, notamment: a. le remplacement équivalent de parties de l'installation; b. les réparations, les mesures de protection contre la corrosion et les mesures d'assainissement, ainsi que c. le renouvellement de la peinture extérieure des parties de l'installation dans la même couleur. 3 On entend par petites modifications techniques, dans la mesure où elles ne modifient pas de manière déterminante la valeur limite de l'installation selon l'ORNI dans les lieux à utilisation sensible ni l'aspect de l'installation: a. le remplacement des fils de terre par des fils de terre avec conducteurs à fibres optiques intégrés ainsi que leur utilisation pour acheminer les données du propriétaire ou de tiers;	d. le remplacement des poteaux de lignes ordinaires. 3 On entend notamment par petites modifications techniques, dans la mesure où elles ne modifient pas de manière déterminante la valeur limite de l'installation selon l'ORNI en vigueur au moment de sa construction dans les lieux à utilisation sensible ni l'aspect de l'installation:	Concernant l'al. 2, let. d: La mention explicite clarifie les choses. Concernant l'al. 3: Pour évaluer le caractère mineur d'une modification, il ne faut pas se baser uniquement sur le respect de la seule valeur limite actuelle de l'installation. Les dispositions de l'ORNI qui étaient en vigueur au moment de la construction sont déterminantes. Concernant l'al. 3: Il s'agit d'une énumération non exhaustive, ce qui doit être mentionné clairement à l'aide du terme «notamment».

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
de sous-stations et de stations de transformateurs, des accès des sous-stations ainsi que les réparations au niveau des portiques de postes de couplage de tronçons aériens, dans la mesure où l'aspect ne s'en trouve pas modifié. 3 L'inspection décide dans les autres cas si les travaux planifiés peuvent être considérés comme des travaux d'entretien.	b. les mesures visant à optimiser les phases, les pertes et le bruit des lignes; c. le remplacement des isolants par des isolants d'un autre type de construction; d. les modifications relatives à la suspension des câbles conducteurs et à la géométrie des lignes, et e. le remplacement des câbles dans les canalisations existantes par des câbles d'un autre type de construction. 4 En cas de doute concernant des travaux d'entretien, l'inspection décide de l'obligation d'approbation des plans. 5 Le propriétaire présente par écrit les petites modifications techniques à l'inspection avant l'exécution envisagée. L'inspection indique dans les 20 jours suivant la réception de cette annonce si une procédure d'approbation des plans est nécessaire. 6 Le propriétaire documente à l'intention de l'inspection les modifications et les travaux d'entretien effectués.	f. la rénovation d'installations intérieures sans incidence majeure sur leur apparence extérieure; g. le remplacement de transformateurs également par des types de transformateurs plus puissants, dans la mesure où l'approbation d'origine des plans a déjà été octroyée pour cette puissance.	Concernant l'al. 3, let. f: Lorsque la rénovation d'une installation est sans effet sur son extérieur, celle-ci doit être assimilée à une petite modification technique, dans la mesure où l'ORNI est respectée. Après tout, l'objectif de la Stratégie Réseaux électriques est bien de simplifier les procédures. Concernant l'al. 3, let. g: Cette adaptation des procédures a déjà été communiquée par l'ESTI (voir Bulletin 10/2017 de l'AES et d'Electrosuisse) et devrait maintenant figurer aussi dans l'ordonnance afin d'apporter une sécurité juridique.
	Art. 9b Zones réservées et alignements 1 La présente section s'applique par analogie à la détermination des zones réservées et des alignements. 2 L'OFEN est compétent pour déterminer les zones réservées.		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	Art. 9c Assouplissements de la procédure Si un projet concerne une installation d'une tension nominale égale ou inférieure à 36 kV qui n'est pas située dans une aire de protection au sens du droit fédéral, l'autorité chargée de l'approbation renonce à consulter les autorités spécialisées de la Confédération, dans la mesure où elle peut évaluer le projet grâce à la prise de position du canton.	**Art. 9c** Si un projet concerne une installation d'une tension nominale égale ou inférieure à 36 kV ~~qui n'est pas située dans une aire de protection au sens du droit fédéral~~, l'autorité chargée de l'approbation renonce à consulter les autorités spécialisées de la Confédération, dans la mesure où elle peut évaluer le projet grâce à la prise de position du canton.	**Art. 9c** Les installations visées à l'art. 9c OPIE servent notamment à la mise en œuvre de davantage d'injection décentralisée d'énergie, souhaitée dans la Stratégie énergétique; pour ces installations, il est souhaitable d'assouplir les procédures. Pour les projets de petite envergure (ce qui est le cas pour des installations d'une tension nominale de 36 kV), il est suffisant de confier l'examen aux autorités cantonales (de l'environnement, de l'aménagement du territoire, etc.). Celles-ci sont en effet chargées de faire respecter la législation fédérale, comme c'est déjà pratique courante lors de la construction de routes ou de bâtiments; c'est seulement pour les installations électriques que les autorités fédérales doivent en plus être impliquées. Lorsqu'une procédure d'élimination des divergences doit être ouverte par l'ESTI, les coûts de la procédure sont particulièrement disproportionnés par rapport coût du projet. Concernant la version allemande de l'ordonnance: Le terme «grundsätzlich» ouvre une marge d'interprétation inutile du texte de loi et doit être biffé. Il comporte le risque que les simplifications de procédure visées soient sapées, ce qui ne va pas dans le sens de la Stratégie Réseaux électriques. Le terme manque, à juste titre, dans la version française.
	Art. 9d Acquisition et renouvellement de servitudes Si des droits doivent être renouvelés ou acquis en plus pour une installation existante au bénéfice d'une décision entrée en force sans qu'elle ne soit modifiée sur le plan architectural, la procédure relève exclusivement de la loi fédérale du 20 juin 1930 sur l'expropriation et aucune approbation des plans n'est requise.		Bien que l'AES ait privilégié une réglementation correspondante au niveau de la loi, elle salue le fait que l'art. 9d OPIE permette de clarifier la procédure de renouvellement des servitudes.
Section 3 Début des travaux et mise en service			
Art. 10 Début des travaux 1 La construction d'une installation électrique ne peut commencer que lorsque l'approbation des plans est entrée en force.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
1bis L'autorité compétente peut permettre, par le biais de l'approbation des plans, le début immédiat des travaux de construction de l'installation ou de parties de l'installation dans la mesure où: a. il n'y a pas d'opposition non traitée; b. il n'a été émis aucune objection par les cantons concernés et les services spécialisés de la Confédération; et c. le début des travaux n'entraîne aucune modification irréversible. 2 Si pendant l'exécution des travaux des raisons impératives de s'écarter du plan approuvé se font jour, l'inspection en est informée sans délai. Dans le cas de modifications qui pourraient être approuvées selon la procédure simplifiée, l'inspection prend une décision sans que les plans modifiés fassent l'objet d'une nouvelle procédure d'approbation. 3 Dans tous les autres cas, le plan modifié fait l'objet d'une nouvelle procédure d'approbation des plans; les travaux peuvent néanmoins être poursuivis sur les tronçons de l'installation qui ne sont pas concernées.			
Art. 11 Prorogation de la validité de l'approbation des plans Si l'exécution d'un plan entreprise à temps est interrompue durant plus d'une année et que plus de trois ans se sont écoulés depuis l'entrée en force de la décision, la prorogation de l'approbation des plans doit être demandée à l'inspection.			
Art. 12 Mise en service L'entreprise doit notifier par écrit à l'inspection l'achèvement de l'installation et			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
joindre une confirmation du constructeur mentionnant que l'installation correspond aux prescriptions de la législation et aux règles reconnues de la technique.			
Art. 13 Contrôle L'inspection contrôle, en général au cours de l'année suivant l'achèvement des travaux, que l'exécution de l'installation répond aux prescriptions et respecte les plans approuvés, y compris les mesures exigées pour la protection de l'environnement.			
Section 4 Plans d'ensemble et garantie de la sécurité			
Art. 14 Plans d'ensemble 1 Les propriétaires de réseaux électriques dressent un plan d'ensemble de leur réseau. Ce plan doit être actualisé en permanence et mis, sur demande, à la disposition des services cantonaux compétents. 2 Le plan d'ensemble doit permettre une appréciation générale du projet par rapport aux installations existantes.			
Art. 15 Garantie de la sécurité à la suite de modifications des conditions 1 Si les conditions se modifient au détriment de la sécurité, le propriétaire de l'installation prend immédiatement les mesures nécessaires pour la rétablir. 2 Les modifications qui portent atteinte à la sécurité, celles qui touchent les bases d'appréciation ou le régime de propriété d'une installation, ainsi que le démantèlement de l'installation, doivent être annoncés à l'inspection.			

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
3 Les mesures prises ou prévues par suite de modifications des conditions sont soumises à l'approbation de l'inspection, avec les documents y relatifs.			
Section 5 Frais de publication			
Art. 17 Les frais de publication de la demande sont à la charge du requérant. Ils sont encaissés directement par l'organe de publication auprès de ce dernier.			
Section 6 Dispositions finales			
Art. 17a Dispositions transitoires relatives à la modification du 9 octobre 2013 1 Les art. 1b à 1d s'appliquent uniquement pour les procédures de plan sectoriel pour lesquelles les documents visés à l'art. 1b, al. 3, de la présente ordonnance sont déposés après l'entrée en vigueur de la présente modification. Toutes les autres procédures de plan sectoriel continuent d'être menées en vertu du droit précédemment en vigueur. 2 Sur demande du requérant, l'OFEN peut appliquer les art. 1b à 1d aux demandes déposées après le 1er juillet 2013, dans la mesure où aucun des services et organisations visés à l'art. 1c, al. 1, ne s'y oppose.			
	II La présente ordonnance entre en vigueur le …		

Ordonnance sur le courant fort

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Chapitre 3 Installations de production et de distribution			
Section 2 Installations en locaux			
Art. 34 Dispositions générales 1 Les organes sous tension d'installations à courant fort doivent être protégés par des barrières, des grillages, des coffrages, des cloisons ou des isolations. 2 Dans les installations en locaux, la distance de fuite jusqu'à un endroit sûr ne doit pas dépasser 20 m. 3 Dans les installations en locaux, les espaces non aménagés ne peuvent être utilisés pour des usages étrangers au service que s'ils sont séparés de la zone d'exploitation par des portes ou des parois et si leur accès n'oblige pas à passer par cette dernière.	***Art. 34, al. 2*** 2 *Abrogé*		
Art. 38 Mesures constructives 1 Le libre accès aux installations électriques doit être possible en permanence. 2 Les portes d'accès doivent être mécaniquement stables et, si elles ne conduisent pas à l'extérieur, empêcher la propagation du feu (T30). 3 Les locaux des installations électriques doivent être ignifuges (F90). Des exceptions ne sont admises que dans des exploitations industrielles et avec l'assentiment de la police du feu compétente.	***Art. 38, al. 2 et 3*** 2 *Abrogé* 3 *Abrogé*		

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
4 Les orifices d'arrivée et d'évacuation d'air doivent aboutir à l'extérieur. Des exceptions ne sont admises qu'avec l'assentiment de la police du feu compétente. 5 Les grillages placés aux portes, aux fenêtres, aux ouvertures d'aération et aux introductions de câbles doivent empêcher la pénétration de petits animaux et l'introduction d'objets solides. Si cette dernière condition n'est pas réalisable, la distance aux parties sous tension doit être d'au moins 1,5 m+0,01 m par kV de tension nominale. 6 L'éclairage électrique doit être suffisant. Un éclairage de secours ou une lampe de remplacement doit se trouver à portée de main dans toutes les zones d'exploitation et dans tous les couloirs et voies de fuite, à moins que le personnel d'exploitation ne l'ait sur lui.			
Art. 54 Tensions de contact et tensions de pas admissibles dans les installations à courant fort 1 En cas de défaut à la terre dans une installation à courant fort, les tensions de contact ne doivent pas, compte tenu de la plus haute valeur possible du courant de défaut unipolaire, dépasser durablement 50 volts en courant alternatif ou 120 volts en courant continu. Pour une durée maximale de cinq secondes, les valeurs indiquées à l'annexe 4 sont applicables. 2 Les supports en matériau conducteur des lignes aériennes à haute tension doivent répondre aux exigences suivantes en cas de défaut à la terre: a. dans les régions où il faut s'attendre à d'importants rassemblements ou à la présence provisoire mais prolongée de personnes, les		**Art. 54** 1 En cas de défaut à la terre dans une installation à courant fort, la ~~les~~ tension~~s~~ de contact ne doit ~~doivent~~ pas, compte tenu de la plus haute valeur possible du courant de défaut unipolaire, dépasser les valeurs indiquées dans l'annexe 4. ~~durablement 50 volts en courant alternatif ou 120 volts en courant continu. Pour une durée maximale de cinq secondes, les valeurs indiquées à l'annexe 4 sont applicables.~~	**Art. 54** Cette réglementation va à l'encontre des normes EN, ce qui fait augmenter inutilement les coûts de construction de réseau en Suisse. L'annexe 4 doit donc être remplacée par les valeurs de tension de contact généralement applicables en Europe selon la norme EN50522, afin d'éviter des coûts supplémentaires élevés dus aux adaptations en fonction des prescriptions suisses.

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
valeurs des tensions de contact indiquées à l'annexe 4 doivent être respectées; b. dans les régions habitées ou au voisinage de bâtiments isolés et de chemins, là où il faut compter sur la présence fréquente mais de courte durée de personnes, les valeurs concernant les tensions de contact peuvent être dépassées pendant deux secondes au maximum; c. dans les autres régions, les tensions de contact peuvent dépasser les valeurs fixées à l'al. 1. Cependant, les valeurs supérieures à 50 volts en courant alternatif et 120 volts en courant continu ne doivent pas durer plus de quelques heures. 3 A l'intérieur des localités et dans les ensembles d'un seul tenant, toutes les mises à terre d'installations à haute ou à basse tension doivent être reliées entre elles pour constituer une liaison équipotentielle. Le respect des tensions de contact ne doit être démontré que dans les zones marginales critiques. 4 En général, on ne prescrit pas de valeurs limites pour les tensions de pas. Dans des cas particuliers, et surtout sur les accès aux installations à haute tension et aux interrupteurs sur poteaux, on appliquera les mesures de protection mentionnées à l'art. 56.			
Annexe 4 Tensions de contact admissibles		**Annexe 4** *Renvoi à la norme EN50522 (au lieu de la réglementation suisse)*	L'annexe 4 doit être remplacée par les valeurs de tension de contact généralement applicables en Europe selon la norme EN50522, afin d'éviter des coûts supplémentaires élevés dus aux adaptations en fonction des prescriptions suisses.
	II. La présente ordonnance entre en vigueur le …		

Ordonnance sur la géoinformation (OGéo)

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
Annexe 1	**Annexe 1**		
Catalogue des géodonnées de base relevant du droit fédéral	**Catalogue des géodonnées de base relevant du droit fédéral**		
	Zones réservées des lignes d'une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV ou plus Service compétent: OFEN Géodonnées de référence: Cadastre RDPPF: X Niveau d'autorisation d'accès: A Service de téléchargement: X Identificateur: *	Niveau d'autorisation d'accès: B ~~A~~ Service de téléchargement: ~~X~~	Cf. ci-dessous, remarque relative au niveau d'autorisation.
	Alignements des installations électriques à courant fort Service compétent: OFEN Géodonnées de référence: Cadastre RDPPF: X Niveau d'autorisation d'accès: A Service de téléchargement: X Identificateur: *	Niveau d'autorisation d'accès: B ~~A~~ Service de téléchargement: ~~X~~	Cf. ci-dessous, remarque relative au niveau d'autorisation.
	Installations électriques d'une tension nominale supérieure à 36 kV	Lignes ~~Installations~~ électriques d'une tension nominale supérieure à 36 kV	Concernant le terme «installations»: Les gestionnaires de réseau qui exploitent des sous-stations ont des installations du niveau

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	Service compétent: Exploitants de réseau (OFEN) Géodonnées de référence: Cadastre RDPPF: Niveau d'autorisation d'accès: A Service de téléchargement: X Identificateur: *	Niveau d'autorisation d'accès: B ~~A~~ Service de téléchargement: ~~X~~	de réseau 3 dans les sous-stations, mais pas de lignes. Il doit être clair que ces principes ne doivent être observés que par les gestionnaires de réseau qui possèdent des réseaux (et pas uniquement des installations isolées) du niveau de réseau 3. Concernant le niveau d'autorisation: Compte tenu du caractère sensible des données relatives à l'infrastructure critique, il est proposé d'associer leur publication au niveau d'autorisation d'accès B sans service de téléchargement, comme le prévoit actuellement l'annexe 1 de l'Ordonnance sur la géoinformation (OGéo) pour les géodonnées concernant les installations électriques (p. ex. plans d'ouvrage, lignes électriques câblées, cadastre des installations techniques).
	II La présente ordonnance entre en vigueur le …		