



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

# **Révision de la loi sur l’approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l’électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau)**

## **Rapport explicatif sur le projet mis en consultation**

Octobre 2018

---

## Aperçu

***Le développement des marchés européens de l'électricité, l'ouverture complète du marché suisse de l'électricité, déjà décidée par le Parlement mais non encore mise en œuvre, ainsi que des lacunes réglementaires, surtout dans le domaine du réseau, appellent des adaptations de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl).***

### **Contexte**

*L'évolution des marchés européens de l'électricité influence fortement les modèles d'affaires du secteur de l'électricité en Suisse et, de ce fait potentiellement, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. De plus, on assistera dans les années à venir à un développement considérable du réseau, notamment des réseaux de distribution. Il est nécessaire d'adapter la régulation du réseau pour assurer le meilleur rapport coût-efficacité possible dans la mise en œuvre de ce développement. De plus, il faut optimiser divers aspects de la régulation du réseau. Dans ce contexte, le Conseil fédéral a procédé au réexamen de la LApEl. Par ailleurs, il reste à franchir la deuxième étape d'ouverture du marché prévue par cette loi.*

### **Contenu du projet**

*Le présent projet doit permettre d'ouvrir complètement le marché suisse de l'électricité. Ainsi seront corrigées les distorsions inhérentes à l'ouverture partielle du marché, qui a entraîné des inégalités de traitement considérables tant entre consommateurs finaux qu'entre producteurs. L'ouverture complète du marché va dans le sens de la Stratégie énergétique 2050, puisqu'elle encourage les produits novateurs et permet de nouveaux modèles d'affaires. A moyen terme, l'ouverture complète du marché représente un élément indispensable en vue d'intégrer la Suisse, au niveau de l'approvisionnement, dans le marché européen de l'électricité. Un approvisionnement de base sera maintenu pour protéger adéquatement les petits consommateurs finaux contre les abus tarifaires. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base devront proposer, comme produit standard, de l'électricité produite par des centrales en Suisse et comprenant une part minimale issue d'énergies renouvelables. Le Conseil fédéral remplit ainsi son mandat, visé à l'art. 30, al. 5, LEne, selon lequel il doit soumettre au Parlement, d'ici à 2019, un modèle de soutien de la grande hydraulique proche de la réalité du marché.*

*S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, le Conseil fédéral propose d'introduire une réserve de stockage en complément à l'approvisionnement basé sur le marché. Certes, les analyses de la sécurité du système permettent de tabler sur une sécurité d'approvisionnement assurée jusqu'en 2035 au moins, mais il faudrait constituer une réserve d'énergie à titre d'assurance supplémentaire pour les situations inattendues (dans une approche d'assurance appropriée au sens macroéconomique). Le mécanisme de base du marché suisse de l'électricité reste donc le marché «energy only» (ou EOM pour «energy only market»), dans lequel la rétribution de l'énergie produite (et pas la capacité) coordonne aussi bien les investissements à long terme dans des centrales que le rapprochement de l'offre et de la demande à court terme.*

---

*Dans le domaine du réseau, il faut que les gestionnaires de réseau puissent davantage fixer leurs tarifs en se basant sur la puissance. De tels tarifs correspondent mieux au principe de causalité. Les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 sont alors pris en compte, puisque la rentabilité fondamentale des solutions comprenant une consommation propre est maintenue grâce à une composante de travail d'au moins 50% en règle générale. La loi doit garantir que la Commission fédérale de l'électricité diffuse largement des présentations comparatives aux fins de renforcer la transparence au niveau des réseaux de distribution. Par ailleurs, le projet permet d'inscrire dans la loi l'utilisation de la flexibilité détenue par les consommateurs finaux, les exploitants de stockage et les producteurs. Ces acteurs doivent pouvoir offrir leur flexibilité librement. Les gestionnaires de réseau doivent tenir compte de la flexibilité lors du développement du réseau, de manière à ce que ce développement ne soit pas disproportionné ni trop coûteux. En contrepartie, ils reçoivent des droits d'accès limités à la production et à la consommation d'électricité. En ce qui concerne les systèmes de mesure, les libertés de choix sont définies dans la loi: les gros consommateurs finaux et les exploitants de grandes installations de production électrique ont le libre choix du fournisseur de prestations de mesure et d'exploitation des stations de mesure. Par ailleurs, les gestionnaires de réseau restent compétents pour la mesure de décompte (exploitation d'une station de mesure et prestations de mesure).*

*De plus, d'autres mesures de moindre portée sont prévues (il s'agit surtout de mesures liées au réseau).*

---

## Table des matières

<b>Aperçu</b>	<b>2</b>
<b>1 Présentation du projet</b>	<b>6</b>
1.1 Contexte	6
1.1.1 Dispositions essentielles de la loi sur l’approvisionnement en électricité et évolution de la régulation	6
1.1.2 Sécurité d’approvisionnement	7
1.1.2.1 Perspective systémique	7
1.1.2.2 Perspective du réseau	8
1.1.3 Evaluation de la sécurité d’approvisionnement	9
1.1.4 Evolution de la concurrence	10
1.1.4.1 Structures de propriété	10
1.1.4.2 Développements concernant l’énergie de réglage	10
1.1.4.3 Acquisition de l’électricité et évolution du marché de gros	11
1.1.4.4 Digression concernant la situation économique des EAE et de la force hydraulique suisse	13
1.1.4.5 Changement de contrat et passage au libre marché	19
1.1.4.6 Comparaison internationale des prix	20
1.1.5 Thèmes relatifs au réseau	22
1.1.5.1 Investissements dans le réseau	22
1.1.5.2 Rémunération du réseau	23
1.1.5.3 Le rôle des flexibilités	24
1.1.5.4 Systèmes de mesure	25
1.1.6 Evaluation de l’évolution du marché et de la situation de concurrence dans le contexte de l’ouverture partielle du marché	25
1.1.7 Accord sur l’électricité entre la Suisse et l’UE	26
1.2 Objectifs de la révision	26
1.3 La nouvelle réglementation proposée	29
1.3.1 Ouverture complète du marché	29
1.3.2 Réserve de stockage	31
1.3.3 Tarification de l’utilisation du réseau: améliorer la conformité au principe de causalité	34
1.3.4 Régulation Sunshine	36
1.3.5 Flexibilités	36
1.3.6 Améliorations concernant les services-système	38
1.3.7 Réduction des inégalités de traitement actuelles en Suisse	39
1.3.8 Liberté de choix au niveau des systèmes de mesure	39
1.3.9 Mesures visant à assurer la sécurité de l’exploitation réseau	40

---

1.3.10	Garantie d'un «contrôle suisse» de Swissgrid	40
1.3.11	ElCom	42
1.3.12	Echange de données et processus d'information	42
1.3.13	Transmission des données	43
1.3.14	Sécurité des données dans le réseau intelligent	44
1.3.15	Echanges d'eau avec des entreprises ferroviaires	44
1.4	Justification et évaluation de la solution proposée	46
1.5	Financement des tâches supplémentaires	49
1.6	Comparaison avec le droit étranger, notamment européen	49
1.7	Mise en œuvre et évaluation	53
1.8	Classement d'interventions parlementaires	54
<b>2</b>	<b>Explications article par article</b>	<b>55</b>
<b>3</b>	<b>Conséquences</b>	<b>89</b>
3.1	Conséquences financières pour la Confédération et conséquences sur l'état du personnel de la Confédération	89
3.2	Conséquences pour les cantons et les communes	89
3.3	Conséquences économiques	90
3.3.1	Evaluations des mesures économiquement importantes	90
3.3.2	Conséquences pour l'emploi et effets de répartition	95
3.3.3	Conséquences pour les branches	96
3.4	Conséquences sociales et environnementales	97
<b>4</b>	<b>Relation avec le programme de la législature et avec les stratégies nationales du Conseil fédéral</b>	<b>98</b>
4.1	Relation avec le au programme de la législature	98
4.2	Relation avec les stratégies nationales du Conseil fédéral	98
<b>5</b>	<b>Aspects juridiques</b>	<b>100</b>
5.1	Constitutionnalité	100
5.1.1	Bases juridiques	100
5.1.2	Compatibilité avec les droits fondamentaux	100
5.1.3	Relation avec le droit cantonal	101
5.2	Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse	102
5.3	Forme de l'acte législatif	103
5.4	Assujettissement au frein aux dépenses	103
5.5	Conformité aux principes de la législation sur les subventions	103
5.6	Délégation de compétences réglementaires	103
5.7	Protection des données	103

---

# Rapport explicatif

## 1 Présentation du projet

### 1.1 Contexte

#### 1.1.1 Dispositions essentielles de la loi sur l’approvisionnement en électricité et évolution de la régulation

La loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEl)<sup>1</sup> doit créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr et un marché de l’électricité axé sur la concurrence. Elle couvre l’approvisionnement général du pays par un réseau de courant alternatif à 50 Hz. Un principe de subsidiarité et de coopération s’applique dans ce contexte. La loi réglemente le degré d’ouverture du marché de l’électricité et les conditions régissant l’approvisionnement de base. Elle définit en outre les tâches des gestionnaires de réseau, les mesures en cas de menace pour l’approvisionnement et les règles concrètes d’utilisation du réseau. De plus, la LApEl arrête les tâches de la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) ainsi que l’organisation et les tâches du régulateur, la Commission fédérale de l’électricité (El-Com).

La LApEl a subi d’importantes adaptations découlant de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie (LEne)<sup>2</sup> et de la loi fédérale du 15 décembre 2017 sur la transformation et l’extension des réseaux électriques<sup>3</sup> (stratégie Réseaux électriques). Les adaptations liées à la LEne concernent l’introduction de systèmes de mesure intelligents et l’utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. La stratégie Réseaux électriques crée de meilleures conditions-cadres légales pour le développement du réseau (cf. chap. 1.1.3).

L’ElCom présente régulièrement, dans ses rapports d’activité<sup>4</sup> et dans son rapport sur la sécurité d’approvisionnement en électricité de la Suisse<sup>5</sup>, les principaux développements réglementaires relevant de la LApEl et de l’ordonnance du 14 mars 2008 sur l’approvisionnement en électricité (OApEl)<sup>6</sup>. Les principaux développements concernant la sécurité d’approvisionnement et la compétitivité dans le cadre régi par la LApEl sont décrits ci-après. Ces informations permettent à l’Office fédéral de l’énergie (OFEN) d’assumer l’obligation que lui assigne l’art. 27, al. 3, OApEl de faire rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers.

1 RS 734.7

2 RS 730.0

3 FF 2017 7485

4 [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Rapports d’activité

5 [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Rapports et études

6 RS 734.71

---

## 1.1.2 Sécurité d’approvisionnement

Se prononcer de manière fiable sur la sécurité d’approvisionnement obtenue n’est possible que si l’on considère le *système global* d’approvisionnement, y compris le réseau et les échanges avec l’étranger, sous les multiples angles des scénarios de panne en recourant à des méthodes adéquates, fondées sur des scénarios tenant compte de la politique (et tenant aussi largement compte des conditions météorologiques extrêmes envisageables).

### 1.1.2.1 Perspective systémique

Le parc suisse des centrales électriques comporte une part importante de centrales capables de fournir de l’énergie de pointe. La puissance installée (env. 20 GW) dépasse largement la charge maximale (env. 11 GW). En termes de disponibilité d’énergie, notons qu’une grande part de la puissance installée provient des centrales hydroélectriques. La puissance n’est utilisable que si l’énergie primaire nécessaire est disponible. Durant les mois d’été, la Suisse est une exportatrice nette d’électricité, tandis qu’elle importe plus de courant qu’elle n’en exporte pendant les mois d’hiver. En outre, notre pays dispose à ses frontières de capacités de réseau suffisantes qui seront encore augmentées ces prochaines années. Toutefois, les congestions du réseau en Suisse même peuvent entraver l’approvisionnement, comme ce fut le cas durant l’hiver 2015-2016. L’observation de ces divers aspects apporte certaines indications, sans toutefois permettre d’affirmations solides quant au niveau de la sécurité d’approvisionnement en électricité de la Suisse. Il faut procéder à une évaluation d’un point de vue systémique, c’est-à-dire en considérant le réseau, la production, la demande et les conditions-cadres du marché européen de l’électricité.

L’OFEN a fait examiner la sécurité d’approvisionnement en électricité de la Suisse d’un point de vue systémique (analyse de l’adéquation du système).<sup>7</sup> A cet effet, on a envisagé un large éventail de développements possibles du marché et de situations extrêmes (26 scénarios différents pour le parc de centrales électriques en fonction de la demande et, dans certains cas, jusqu’à 180 scénarios météorologiques comportant aussi des extrêmes météorologiques). Pour évaluer la sécurité de l’approvisionnement, on a utilisé des indicateurs visant la capacité de production disponible dans le système, la fréquence des pertes de charge et l’énergie non livrée correspondante. L’observation simultanée de ces indicateurs permet d’émettre un avis sur l’ampleur (nombre d’heures et quantités d’énergie) et sur les raisons d’éventuelles pertes de charge (réserves de production disponibles).

Les résultats montrent que la sécurité d’approvisionnement peut être qualifiée de non critique tant que la Suisse est intégrée dans le marché européen de l’électricité. On ne relève d’ici à 2035 aucun problème important de sécurité d’approvisionnement en Suisse. Aucune perte de charge ne surviendra d’ici à 2025 inclus, pratiquement aucune

<sup>7</sup> Unité de recherche «Energienetze» de l’EPFZ / unité de recherche «Nachhaltige Energie und Wasserversorgung» de l’Université de Bâle (2017), Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Zurich / Bâle. (résumé en français: «Modélisation de l’adéquation du système électrique en Suisse»)

---

n'est attendue jusqu'en 2030 et au maximum une semaine de pertes de charge modérées est prévue en 2035. Les pertes de charge de cet ordre ne constituent pas encore un problème, des mesures opérationnelles de Swissgrid permettant de les compenser. La sollicitation maximale des capacités du système suisse survient en hiver. À cette saison, une fois la charge couverte, il reste encore des capacités de production non utilisées. En outre, on a simulé divers scénarios extrêmes dans les modèles examinés. Par exemple, on a analysé d'importantes mises hors service, tant dans les pays voisins qu'en Suisse, et des combinaisons de ces mises hors service. Même dans de tels cas, des pertes de charge notables sont très rares. Les événements, de faible ampleur, restent principalement liés au réseau et peuvent être maîtrisés par des mesures adéquates qui n'apparaissent pas dans le modèle (mesures d'exploitation de Swissgrid).

Cette estimation est étayée par un rapport actuel des gestionnaires de réseau de transport du Forum pentalatéral de l'énergie.<sup>8</sup> Ce rapport examine la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen terme (à l'horizon 2023-2024) pour la région Europe centre-ouest (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas et Suisse). Durant les périodes mentionnées, même dans les scénarios particulièrement exigeants, aucun problème d'approvisionnement notable n'est apparu, en particulier pour la Suisse et l'Autriche.

Une étude actuelle de l'EICom sur la sécurité de l'approvisionnement jusqu'en 2025 montre également que, selon un scénario vraisemblable, la Suisse ne connaît pas de problème de sécurité d'approvisionnement.<sup>9</sup> Cette étude suppose de surcroît une intégration limitée du marché (valeurs NTC<sup>10</sup> réduites, c'est-à-dire moindres capacités du réseau de transport). Des menaces n'apparaissent, dans deux scénarios extrêmes, que si toutes les centrales nucléaires de la Suisse tombent en panne ou que les centrales hydroélectriques de la Grande Dixence sont hors service tandis que la sortie du charbon en Allemagne et en Italie est accélérée sans contre-mesure et que la production d'électricité des centrales nucléaires françaises est réduite de manière considérable. L'EICom estime que la probabilité d'occurrence de ces scénarios est faible.

### 1.1.2.2 Perspective du réseau

#### *Qualité de la distribution de l'énergie*

L'EICom juge très bonne, également en comparaison internationale, la disponibilité du réseau au niveau de la distribution. La durée moyenne d'interruption par consommateur final (SAIDI<sup>11</sup>) se situe entre 19 et 34 minutes par an. Elle était de 21 minutes

<sup>8</sup> Pentilateral Energy Forum Support Group 2 (2018), Generation Adequacy Assessment.

<sup>9</sup> EICom (2018), System Adequacy 2025, Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 (résumé en français: «Adéquation du système électrique en 2025 [System Adequacy 2025]: étude sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2025»

<sup>10</sup> «Net transfer capacity» ou capacité de transfert nette

<sup>11</sup> «System Average Interruption Duration Index»: cet indice reconnu internationalement permet de mesurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité d'un pays.

---

(dont 10 minutes non planifiées) en 2017. Cette valeur est nettement inférieure à celles des pays voisins.<sup>12</sup>

### *Gestion du système*

Dans le domaine de la gestion du système, les indices sont stables ou se sont légèrement améliorés ces dernières années. Il est toutefois probable que les exigences posées à la gestion du système augmenteront avec l'accroissement des capacités de production décentralisées. De plus, l'ElCom identifie l'extension du couplage de marché basé sur les flux au sein de l'UE sans prise en compte de la Suisse comme un facteur de stress pour la gestion du système. Une telle situation se traduit par un nombre croissant de mesures visant à éliminer les congestions du réseau (mesures de redistribution)<sup>13</sup>.

En revanche, l'évolution du réseau est tendue. Les congestions du réseau de transport surviennent à différents endroits, surtout en hiver. Dans son rapport «Réseau stratégique 2025», Swissgrid a identifié les projets de réseau nécessaires à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Les éléments apparus durant l'hiver 2015-2016 ont conduit Swissgrid à fixer de nouvelles priorités dans les projets de développement.<sup>14</sup>

### **1.1.3 Evaluation de la sécurité d'approvisionnement**

Avec la nouvelle LEne, le Parlement a déjà pris des mesures visant à renforcer la production d'électricité en Suisse. Ainsi, les exploitants des grandes installations hydroélectriques, dont la puissance dépasse 10 MW, ont droit à une prime de marché de 1 ct./kWh au plus, s'ils doivent vendre sur le marché l'électricité produite par ces installations à des prix inférieurs à leurs coûts de revient. Cet instrument d'encouragement, qui porte sur un montant annuel d'environ 110 millions de francs, est limité à cinq ans. De plus, le Parlement a voté des contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques, afin de soutenir la réalisation des objectifs d'extension de la Stratégie énergétique 2050. A cet effet, quelque 65 millions de francs sont mis à disposition en moyenne annuelle jusqu'à la fin de 2030. Par ailleurs, la rétribution de l'injection axée sur les coûts arrive à son terme: à l'avenir, les énergies renouvelables devront s'orienter en fonction du marché et fournir ainsi une contribution plus importante à la sécurité de l'approvisionnement. Le nouvel art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl, inscrit dans la stratégie Réseaux électriques, prévoit que, jusqu'à l'expiration de la prime de marché, les gestionnaires d'un réseau de distribution pourront prendre en compte dans leurs tarifs de l'approvisionnement de base le coût de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables provenant de capacités indigènes, déduction faite des mesures de soutien (cet article n'est pas encore entré en vigueur). Ces gestionnaires d'un réseau de distribution ne sont pas tenus de répercuter le bénéfice qu'ils tirent du libre

<sup>12</sup> ElCom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, p. 20.

<sup>13</sup> ElCom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, p. 9, respectivement p. 14 ss.

<sup>14</sup> ElCom (2017), Rapport d'activité 2016, p. 8, respectivement Rapport d'activité 2015, p. 17 ss.

---

accès au réseau (art. 6, al. 5, LApEl). Ces mesures interviennent en réaction à la baisse que les prix de gros ont subi dans l'intervalle (plus-bas historique en 2016).

A l'avenir, l'évolution des capacités des centrales électriques indigènes et ses implications sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse seront examinées tous les deux ans dans le cadre d'une étude prospective sur la sécurité de l'approvisionnement (System Adequacy Study). Cette étude sera mandatée par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), respectivement par l'OFEN, ainsi que par l'ElCom. L'analyse de l'OFEN se concentrera principalement sur les délais à long terme pouvant être influencés par des mesures politiques et englobera en particulier des informations que l'OFEN obtient dans le cadre de la collaboration avec des ministères et d'autres organisations au niveau européen. Quant à l'analyse de l'ElCom, elle sera axée sur les conditions-cadres actuelles et immédiatement prévisibles (p. ex. le parc des centrales existant). Si les analyses devaient révéler une évolution négative de la sécurité d'approvisionnement indigène, il serait possible de prendre à temps des mesures adéquates en toute connaissance de cause. En outre, un monitoring a été mis en place pour tracer l'évolution des capacités de production dans la perspective des valeurs indicatives prévues par la Stratégie énergétique 2050.

## **1.1.4 Evolution de la concurrence**

### **1.1.4.1 Structures de propriété**

Structurellement, la branche de l'électricité s'est peu modifiée ces dernières années. Les acteurs étrangers jouent un rôle secondaire. Une part prépondérante de la branche reste aux mains des collectivités publiques (cantons, communes, certains districts), dont la part au capital des entreprises a augmenté.<sup>15</sup> L'actionnariat de Swissgrid, dont les activités du réseau de transport ont été séparée des autres activités, s'est modifié dans le respect des conditions-cadres relativement étroites fixées par la loi: les parts d'une entreprise d'approvisionnement en énergie (EAE) cotée en bourse ont été reprises par une autre EAE déjà présente dans le capital et d'autres actionnaires sous contrôle de collectivités publiques se sont joints au capital.

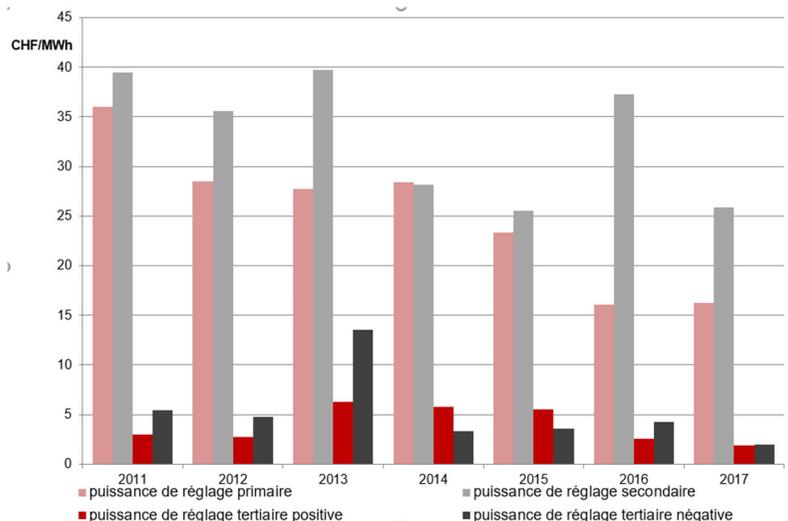
La Suisse compte un nombre de gestionnaires de réseau de distribution relativement élevé par rapport au nombre d'habitants (632 au total). Toutefois, la plupart des gestionnaires de réseau de distribution n'assument souvent pas toutes les tâches opérationnelles, mais ils s'appuient sur des prestataires spécialisés et coopèrent avec d'autres gestionnaires.

### **1.1.4.2 Développements concernant l'énergie de réglage**

Les prix des services-système de Swissgrid, qui sont influencés de manière déterminante par les prix soumis dans le cadre des appels d'offres pour les divers types d'énergie de réglage, s'alignent sur ceux-ci à un an ou moins d'intervalle, selon le processus

<sup>15</sup> BET (2018), Markt- und Wettbewerbsanalyse (mise à jour).

d'acquisition (appels d'offres). La réserve primaire sert à compenser très rapidement des modifications de la charge. Disponible en quelques secondes, elle dépend de la fréquence. La réserve secondaire est à disposition dans les cinq minutes en cas de fluctuations du réseau, afin de remplacer la réserve primaire. La réserve tertiaire est la capacité de réserve censée compenser en cas d'urgence la sous-production ou la surproduction sur le marché de l'électricité suisse. Cette réserve tertiaire injecte davantage de courant ou elle le stocke, elle abaisse ou accroît la consommation d'électricité afin de maintenir la fréquence normale sur le réseau électrique.



**Figure 1** Evolution des prix pour les services-système depuis 2011, source: BET (2018).

Depuis 2011, le prix du réglage primaire, a passé de plus de 35 CHF/MWh à 15 CHF/MWh environ; celui du réglage secondaire, qui avoisinait les 40 CHF/MWh, a baissé à 25 CHF/MWh environ. Cette évolution reflète une liquidité croissante du marché. Pendant la même période, les prix du réglage tertiaire ont aussi baissé. Le réglage tertiaire en particulier, qui présente une plus forte volatilité de prix, bien qu'à un niveau nettement plus bas, a connu une hausse de prix passagère en 2013.

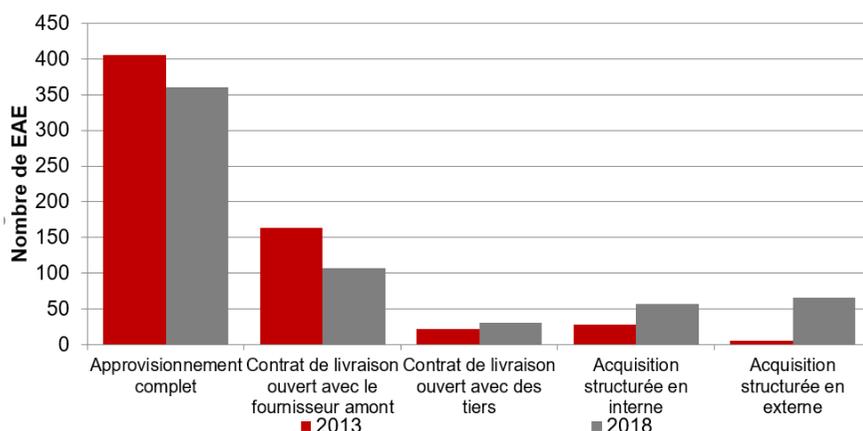
### 1.1.4.3 Acquisition de l'électricité et évolution du marché de gros

Le marché de gros suisse a poursuivi son développement depuis 2013.<sup>16</sup> Au niveau des EAE, le marché de l'électricité et ses instruments sont désormais établis. Mais

<sup>16</sup> En ce qui concerne les développements antérieurs, cf. BET (2013), Markt- und Wettbewerbsanalyse.

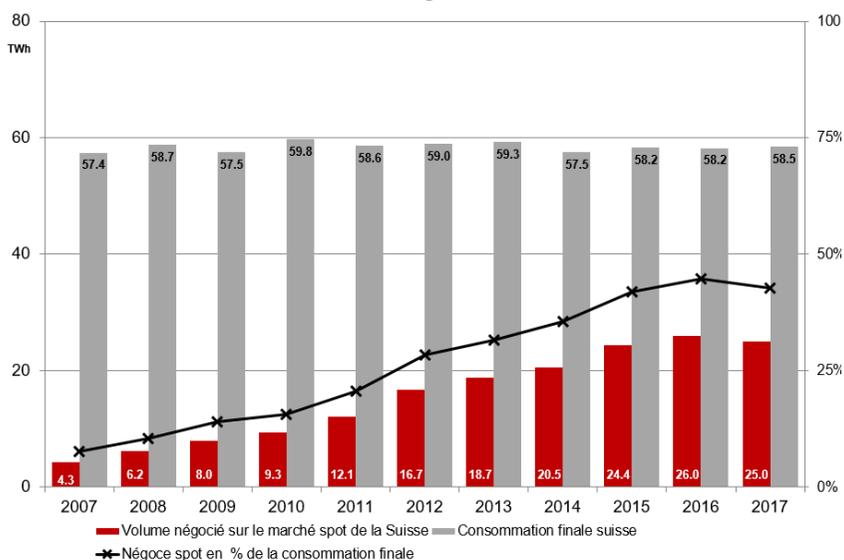
seul un nombre limité d'EAE sont en mesure d'utiliser toutes les fonctions du marché de l'électricité. Les petites et moyennes EAE (compagnies d'électricité régionales, services industriels municipaux, etc.) accèdent indirectement au marché en passant par des prestataires, des négociants, des contrats bilatéraux, etc. Dans ce contexte, les fournisseurs historiques en amont continuent de jouer un rôle important dans le processus d'acquisition.

Une évaluation de l'EiCom fournit un aperçu des types d'acquisition en 2018 et en 2013. Le mode d'acquisition structuré a pris de l'importance parmi les EAE d'assez grande taille. Il correspond à l'achat de quantités partielles à plusieurs moments (éventuellement auprès de plusieurs fournisseurs). Globalement toutefois, l'approvisionnement complet, autrement dit la livraison de toutes les quantités d'énergie requises en vertu d'un contrat passé avec un fournisseur, domine encore.



**Figure 2** Principales variantes d'acquisition des gestionnaires de réseau de distribution, source: BET (2018)

La transparence dans la formation des prix a progressé dans le commerce de l'électricité, parce que le «day ahead market» ou marché J-1 (marché spot) s'est établi en Suisse suite à une utilisation accrue par les acteurs du marché. Sur le marché J-1, l'électricité est vendue pour le jour suivant, en principe sur le marché spot de l'European Power Exchange (EPEX) ou dans le cadre de contrats de gré à gré (OTC; Over-the-Counter) négociés hors bourse. Ce marché couvre 43% de la consommation finale suisse.



**Figure 3** Evolution du marché spot en Suisse, source: BET (2018)

Parallèlement au marché spot, la Suisse connaît aussi un marché à terme, dont la liquidité est toutefois faible. La liquidité du marché intrajournalier de la Suisse est elle aussi très limitée. Les prix de gros restent étroitement couplés à ceux des pays voisins. Ils avoisinent le prix allemand payé à la frontière majoré du surcoût dû à l'attribution de capacités transfrontalières et, en hiver, le prix pratiqué en Italie.

#### 1.1.4.4 Digression concernant la situation économique des EAE et de la force hydraulique suisse

Les évolutions que connaissent les marchés de l'électricité dans l'UE exercent une forte influence sur les modèles d'affaires de la branche électrique en Suisse. Le parc de centrales électriques européen est en transformation et la demande subit elle aussi des mutations. Les prix de l'électricité ont baissé de 2011 à 2016 dans toute l'Europe. Cette évolution est due aux prix bas des combustibles fossiles et du CO<sub>2</sub>, d'une part, aux surcapacités liées à l'offre croissante d'énergies renouvelables à très faibles coûts variables, d'autre part. Les prix de l'électricité en Suisse sont fortement couplés aux prix de gros sur les marchés de l'électricité voisins. Depuis le niveau maximum de 2008, les prix se sont repliés d'un peu plus de moitié entre 2014 et 2016. La baisse du cours de change du franc face à l'euro, de 1,60 à 1,10, correspond déjà à 30% du recul des prix.

Eu égard à cette situation, la branche de l'électricité et le Parlement ont demandé à plusieurs reprises des mesures de soutien. Le Conseil fédéral s'est toujours opposé à

---

de telles mesures. L'OFEN a réalisé ou mandaté diverses analyses afin de structurer les discussions politiques sur la rentabilité de la production suisse et de faire la transparence voulue sur la situation économique des EAE suisses. Par exemple, l'entreprise de conseil Ernst & Young a analysé les rapports d'activité ouverts au public de 30 EAE pour les années 2007 à 2016<sup>17</sup>. Ces analyses montrent l'évolution négative du chiffre d'affaires agrégé et de l'EBITDA<sup>18</sup> des entreprises dont la production propre est importante mais sans accès à l'approvisionnement de base. Pour la plupart des autres entreprises, ces indices se développaient selon une tendance positive. Le bénéfice net agrégé des petites EAE a même progressé entre 2007 et 2016. La part de fonds propres constitue une base solide pour l'ensemble des entreprises.

Une enquête sur les données réalisée par l'OFEN en automne 2017 auprès des exploitants de centrales hydroélectriques suisses, à la demande de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie (CEATE-N)<sup>19</sup>, et une étude de l'EPF de Zurich<sup>20</sup> aboutissent à des résultats comparables quant à la structure des coûts des centrales hydroélectriques suisses. Pour toutes les centrales électriques examinées, les coûts variables sont couverts, les coûts fluctuant toutefois considérablement. De plus, la juxtaposition des moyennes de prix de marché et de coûts de revient ne comprend pas les éventuels revenus supplémentaires sur le marché intrajournalier.

Selon les évaluations de l'EiCom, l'énergie produite par les exploitants sur leurs propres sites et écoulee actuellement dans l'approvisionnement de base aux coûts de revient (y compris rendement des fonds propres) représente environ 10 TWh (près d'un tiers de la quantité d'énergie écoulee dans l'approvisionnement de base). Cela devrait correspondre au moins à la quantité que les centrales hydroélectriques suisses peuvent écouler aux coûts de revient. Compte tenu de leurs coûts de revient, certaines centrales hydroélectriques sont viables sur le marché. Par contre, il n'a pas toujours été possible au cours des années passées de réaliser sur le marché de gros des revenus permettant de dégager un rendement des fonds propres conforme au marché. Globalement, la force hydraulique suisse a cependant évité des pertes ces dernières années. Un rapport de l'EiCom à l'intention de la CEATE-N confirme cette estimation.<sup>21</sup>

En examinant la rentabilité, il faut considérer que quelque 110 millions de francs par an seront alloués à la grande hydraulique jusqu'à la fin de 2022 via la prime de marché. S'y ajoutent les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques à hauteur d'environ 65 millions de francs par an. De plus, les centrales hydroélectriques reçoivent l'équivalent de leurs coûts de revient intégraux en cas de livraisons dans le cadre de leur propre approvisionnement de base. La part de livraison correspond approximativement à la moitié de la production totale et elle est susceptible d'augmenter compte tenu de la nouvelle réglementation voulue par la stratégie

<sup>17</sup> Ernst & Young (2017), Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf. (résumé en français)

<sup>18</sup> Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements

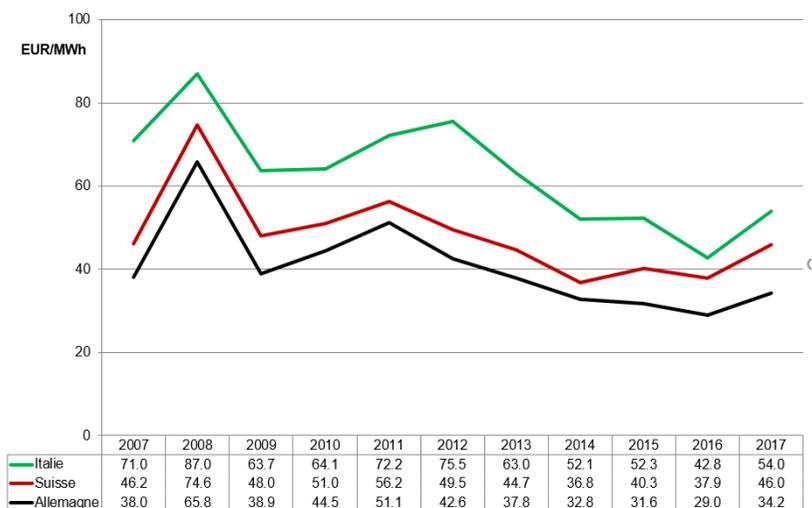
<sup>19</sup> OFEN (2018), Rentabilité de la force hydraulique suisse. Résultats d'une enquête sur les données réalisées sur mandat de la CEATE-N auprès des exploitants de centrales hydroélectriques suisses.

<sup>20</sup> EPFZ (2018), Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft, Aktualisierung 2017 (sur mandat de l'OFEN).

<sup>21</sup> EiCom (2017), 16.035 – CEATE-N Transformation et extension des réseaux électriques, projet 2.

Réseaux électriques (jusqu'à l'expiration de la prime de marché, il sera nouvellement possible de prendre en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base, la totalité des coûts de revient pour les énergies renouvelables produites sur le territoire national, sous déduction des éventuelles mesures de soutien). Les gestionnaires du réseau de distribution, eux aussi, achètent leur électricité à des prix en moyenne supérieurs aux prix de gros, puisqu'ils concluent dans une mesure considérable des contrats d'approvisionnement complets, ce qui accroît les marges contributives des producteurs, respectivement des fournisseurs de l'approvisionnement complet.

Le présent aperçu montre que la force hydraulique suisse se trouve dans une situation certes tendue économiquement, mais qu'elle peut encore réaliser des bénéfices (réduits). Par ailleurs, depuis son plus bas historique de 2016, le prix de gros (en CHF) a fortement progressé (par rapport à 2016, hausse de 38% par rapport à la moyenne annuelle de septembre 2017 jusqu'en août 2018).



**Figure 4** Niveau des prix de gros en Suisse, en Allemagne et en Italie (2007 - 2017), source BET (2018)

Par le passé, le volume d'investissements dans les centrales hydroélectriques était constamment soumis à des fluctuations. Il était largement corrélé aux prix du marché et aux cycles de vie du parc de centrales (premier investissement, rénovation, agrandissement). Les entreprises ont consenti d'importants investissements de rénovation entre 2008 et 2012, soit pendant une période où les prix de l'électricité étaient élevés. Depuis, les investissements ont baissé et ils se situent de nouveau actuellement au niveau des années d'avant 2008. A ce stade, le risque de mises hors exploitation durables de centrales hydroélectriques en raison d'investissements plus faibles dans les

---

rénovations ne s'est pas confirmé. En outre, la réserve affichée s'agissant des nouveaux projets de constructions est économiquement rationnelle compte tenu des surcapacités persistantes de centrales électriques sur le marché européen.

### *Développement de la redevance hydraulique*

La redevance hydraulique, d'environ 1,5 ct./kWh, constitue une composante fixe considérable des coûts de revient (la redevance correspond en moyenne à quelque 20% des coûts de revient). Elle influence de ce fait la rentabilité des centrales électriques. Le système inflexible de redevance hydraulique actuellement appliqué ne saurait passer pour un modèle d'avenir sur le long terme dans un contexte de modification des prix de gros, car il ne crée pas un rapport équilibré entre les exigences financières des communautés investies du droit de disposition et les exploitants des centrales hydrauliques. Il sera décisif, au moment de choisir une future solution, de veiller à ce que la redevance hydraulique n'entrave pas trop étroitement les forces du marché et qu'elle n'empêche pas les investissements. Tout en assurant la rémunération correcte de l'utilisation des ressources en eau, la redevance ne devrait pas contrecarrer les incitations à réduire les coûts et à augmenter la production<sup>22</sup>.

La conception régulatoire du marché de l'électricité (en particulier son ouverture complète) institue d'importantes conditions-cadres pour tous les producteurs de la Suisse, y compris pour la branche hydroélectrique. Afin de permettre un examen global, le Conseil fédéral a, dans son message du 13 mai 2018 sur la modification de la loi sur les forces hydrauliques<sup>23</sup>, proposé au Parlement de maintenir durant cinq années supplémentaires à partir de fin 2019 le montant maximal de la redevance hydraulique actuel, à savoir 110 fr./kW<sub>br</sub>. Le 20 septembre 2018, le Conseil des États a accepté cette proposition. Pour la période d'après le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le Conseil fédéral devra soumettre à l'Assemblée fédérale un projet d'acte qui prévoit l'introduction d'une redevance hydraulique flexible. Cette redevance se composera d'une part fixe et d'une part variable. La part variable ne sera toutefois introduite que lorsque la présente révision de la LApEl sera entrée en vigueur.

### *Tarifs pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base*

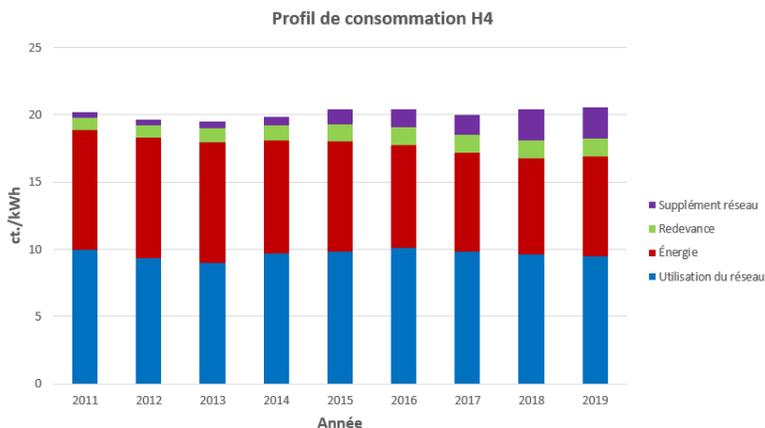
On peut décrire l'évolution des prix dans l'approvisionnement de base en se référant aux prix correspondant à des ménages (profil H4) et à de petites entreprises (profil C2) représentatifs. Le profil H4 décrit un ménage dont la consommation s'élève à 4500 kWh/an (appartement de cinq pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, sans chauffe-eau électrique). Le profil C2 se réfère à une entreprise consommant 30 000 kWh/an (petite entreprise, puissance max. requise: 15 kW).

Les tarifs moyens de la catégorie de consommation H4 entre 2011 et 2019 sont représentés à la figure suivante. Ils ont légèrement augmenté durant cette période, passant de 20,23 ct./kWh à 20,57 ct./kWh. Pendant la période considérée, la baisse concerne

<sup>22</sup> Cf. chap. 1.5 «Développement à long terme de la redevance hydraulique» du message du 23 mai 2018 sur la modification de la loi sur les forces hydrauliques (FF 2018 3539, [3551])

<sup>23</sup> FF 2018 3539

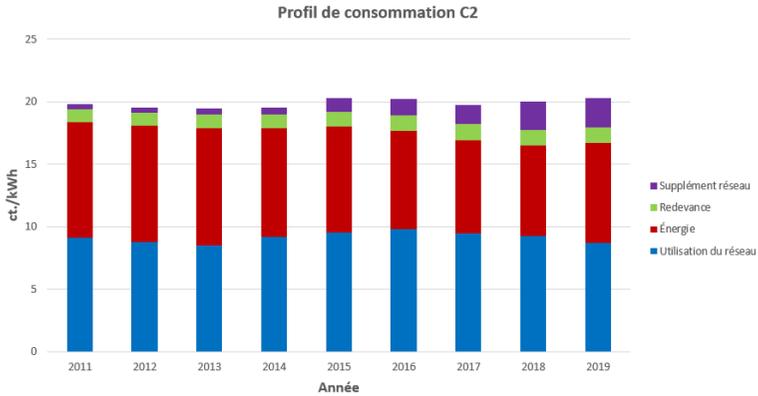
surtout les prix de l'énergie, qui ont chuté de 8,91 à 7,43 ct./kWh. Simultanément est intervenu un relèvement du supplément réseau (visant surtout à encourager les énergies renouvelables), de 0,43 ct./kWh à 2,3 ct./kWh. Le niveau de prix actuel correspond largement à ceux de 2015, de 2016 et de 2018.



**Figure 5** Evolution des prix pour les consommateurs finaux, ménages H4 (en ct./kWh), source: ElCom

Les tarifs moyens pour le profil C2 oscillent entre environ 19,45 ct./kWh et 20,28 ct./kWh. Relevons que le prix de l'électricité en 2019, de 20,26 ct./kWh, correspond aux

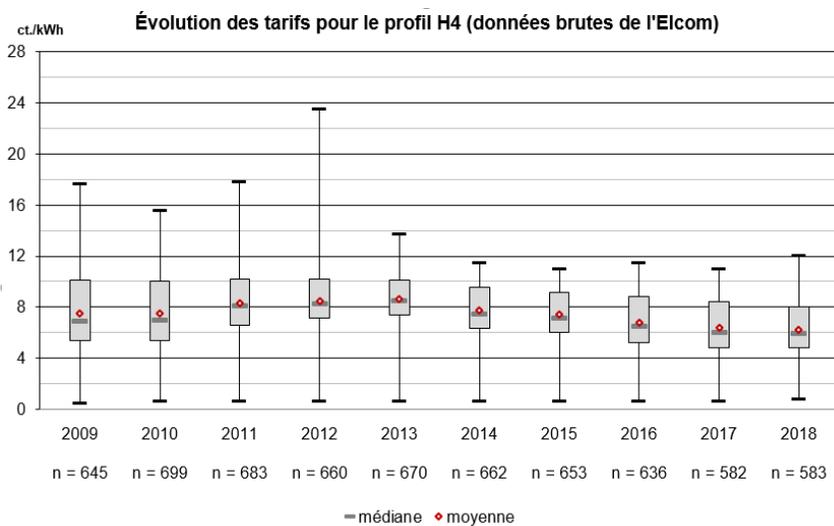
valeurs de 2015 et de 2016. L'évolution des différentes composantes de coûts est comparable à celle du profil des ménages.



**Figure 6** Evolution des prix pour les consommateurs finaux, petites entreprises C2 (en ct./kWh), source: ElCom

Les tarifs du réseau ont donc légèrement augmenté dans les deux catégories. Outre le maintien et le développement du réseau, ils sont largement déterminés par le WACC (en anglais «Weighted Average Cost of Capital»; il s'agit du taux d'intérêt calculé du capital investi dans le réseau électrique coût moyen pondéré du capital investi ou CMPC), qui assure une rémunération adéquate du capital investi dans les réseaux de distribution et le réseau de transport. Depuis 2011, les paramètres de calcul du WACC ont été adaptés à deux reprises pour que la rémunération soit le plus juste possible. Le DETEC examine actuellement l'opportunité et la manière d'adapter les paramètres de calcul pour les années suivantes.

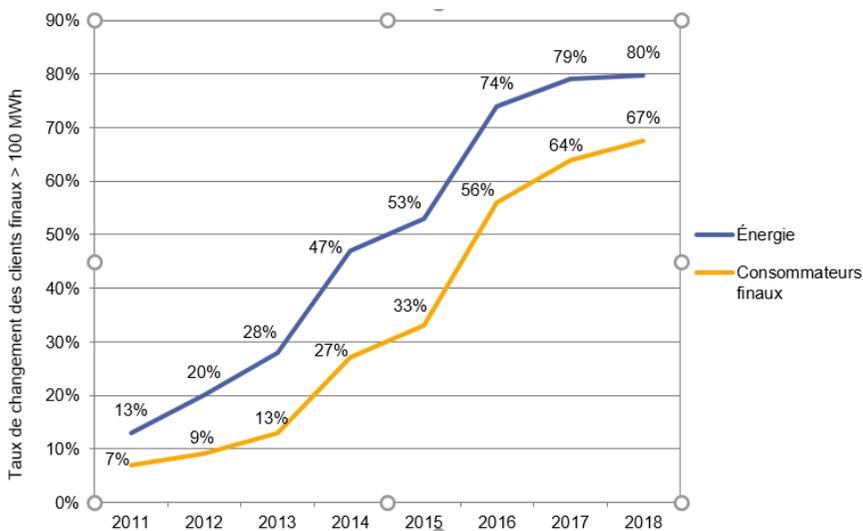
Les figures ci-dessus présentent les prix moyens en Suisse. La diversité des tarifs dans l'approvisionnement de base est toutefois considérable dans notre pays. Ce point importe, car les consommateurs finaux dont la consommation n'excède pas 100 MWh sont captifs. La figure suivante illustre l'évolution de cette diversité pour la part de l'énergie (pour le profil H4), c'est-à-dire de la part du tarif pour les consommateurs finaux qui serait concernée par une ouverture complète du marché.



**Figure 7** Prix publiés de l'énergie dans l'approvisionnement de base, profil H4 (en ct./kWh), source: BET (2018)

#### 1.1.4.5 Changement de contrat et passage au libre marché

Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh, à qui la possibilité était donnée d'accéder au réseau, n'en ont fait que modérément usage en Suisse dans un premier temps, car les prix dans l'approvisionnement de base étaient relativement avantageux. Mais l'effondrement des prix de gros a entraîné un recours plus important au libre marché. En sortant de l'approvisionnement de base, les consommateurs finaux optent pour un approvisionnement durable sur le libre marché.



**Figure 8** Passage au libre marché (consommateurs finaux > 100 MWh), source: El-Com

L'augmentation du recours au marché a commencé dans les années 2013-2014. Elle s'est poursuivie continuellement depuis lors. En 2018, les consommateurs finaux au bénéfice du choix acquièrent environ 80% de l'énergie sur le marché, la part des consommateurs finaux non captifs étant d'environ 67%. La tendance à passer au libre marché se poursuit donc, bien qu'à un rythme ralenti. Le taux de changement représenté comprend tous les *changements de contrat* vers le libre marché, que ce soit avec le fournisseur actuel ou avec un nouveau.

#### 1.1.4.6 Comparaison internationale des prix

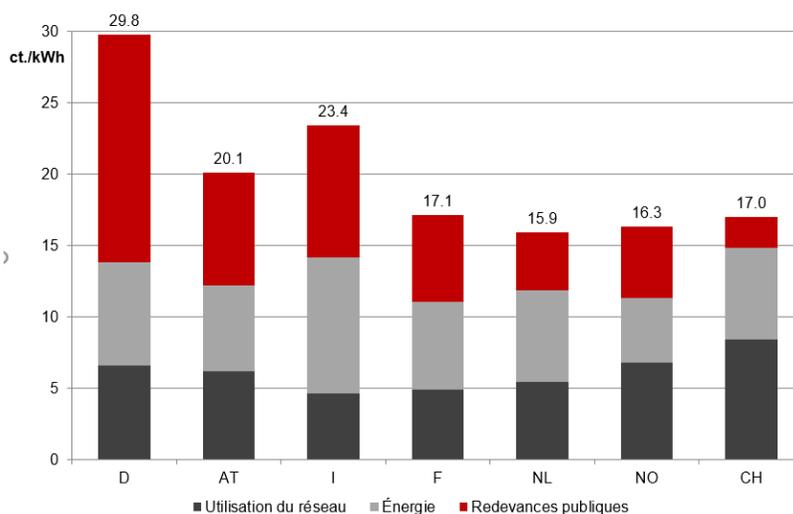
Procéder à une comparaison internationale des différentes composantes des prix dans les tarifs d'électricité permet de faire les constants suivants<sup>24</sup>:

En Suisse, les prix de l'énergie pour les ménages se situent dans la moyenne des pays retenus aux fins de comparaison (Allemagne, Autriche, France, Italie, Norvège, Pays-Bas) et sont inférieurs à ceux de l'Allemagne et de l'Italie. Les prix de l'énergie pratiqués en Allemagne et en France sont comparables en l'espèce. Pour les clients commerciaux ou industriels, la situation en Suisse est moins avantageuse que dans les pays voisins; dans l'approvisionnement de base, les prix suisses sont inférieurs à ceux de l'Italie uniquement, dont les prix sont très élevés. Par rapport aux prix du marché, les

<sup>24</sup> cf. BET (2018).

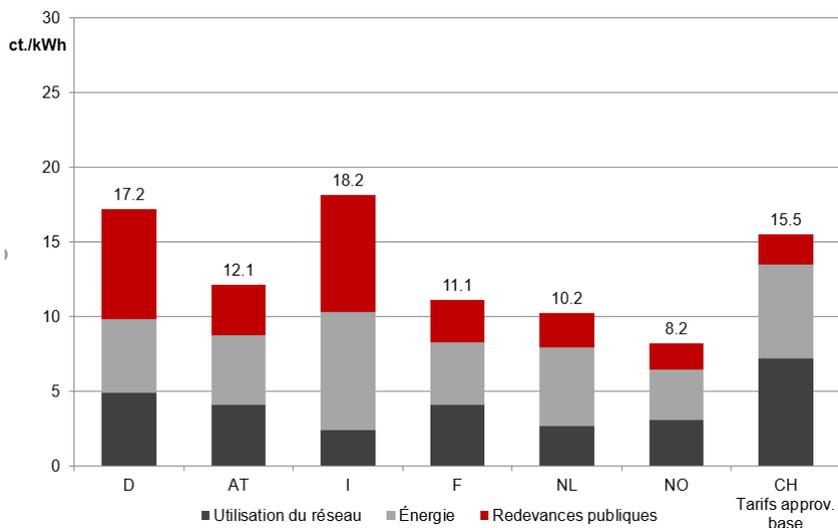
prix en Suisse sont légèrement plus élevés que ceux pratiqués en Allemagne ou en France. En raison de l'influence du marché de gros, les prix se situent entre ceux de l'Allemagne et ceux de l'Italie. Il est frappant de constater que les tarifs du réseau sont élevés en Suisse. Ils sont supérieurs à ceux de tous les pays retenus aux fins de comparaison, y compris des pays, comme la Norvège ou l'Autriche, dont la structure topographique est comparable à celle de la Suisse. Par contre, les redevances sont faibles dans notre pays.

A comparer les tarifs de l'approvisionnement de base avec les tarifs pratiqués sur le libre marché à l'étranger, on constate que les prix bruts (hors TVA) pour le profil H4 sont relativement avantageux en Suisse. Ils y sont inférieurs aux prix relevés dans les pays voisins, à savoir l'Allemagne, l'Autriche, la France et l'Italie.



**Figure 9** Comparaison internationale des prix de l'électricité, profil H4, Eurostat Band DC, cours de change CHF/EUR = 1,2, source: BET (2018)

S'agissant des clients commerciaux au bénéfice du choix, la Suisse est significativement plus chère que l'Autriche et la France, mais plus avantageuse que l'Allemagne et l'Italie dans l'approvisionnement de base. Si l'on compare les prix du marché, la compétitivité de la Suisse est meilleure s'agissant des clients professionnels qui ont accès au marché.



**Figure 10** Comparaison internationale des prix de l'électricité, moyenne pondérée pour les profils C2 à C4, respectivement Eurostat IB, cours de change CHF/EUR = 1,2, source: BET (2018)

En ce qui concerne les clients industriels (dans l'approvisionnement de base), la Suisse est plus chère que la France et significativement plus onéreuse que l'Autriche, mais elle est nettement plus avantageuse que l'Allemagne et l'Italie. Les clients industriels qui profitent du marché payent des prix qui se rapprochent des prix pratiqués dans les deux pays voisins les moins chers.

En procédant aux comparaisons internationales présentées, il faut considérer qu'elles sont méthodiquement complexes et dépendent de nombreux facteurs (notamment les cours de change, l'ouverture du marché et la délimitation des groupes de clients (dans le domaine de l'énergie), la topographie, la diversité des réglementations fiscales, etc.).

## 1.1.5 Thèmes relatifs au réseau

### 1.1.5.1 Investissements dans le réseau

Les investissements dans le réseau de transport de Swissgrid ont atteint 125 millions de francs en 2015 et 149 millions de francs en 2016. Ces dépenses d'investissement sont restées inférieures à celles qui étaient prévues, soit à cause d'ajournements de procédures d'autorisation, soit en raison d'optimisations. Les investissements dans le réseau dépassent nettement les amortissements. Selon l'EiCom, les gestionnaires d'un

---

réseau de distribution ont réalisé entre 2011 et 2016 des investissements annuels de quelque 1,4 milliard de francs, face à des amortissements annuels compris entre 850 et 920 millions de francs. L'ElCom juge que l'état de conservation du réseau est suffisant. La base de capital régulée des gestionnaires de réseau de distribution suisses a augmenté de 0,5 à 0,6 milliard de francs par an depuis 2011.

### **1.1.5.2 Rémunération du réseau**

#### *Rapport coût-efficacité du réseau laissant à désirer*

Les études de l'ElCom sur l'introduction de la régulation Sunshine (comparaison des prestations et des coûts des gestionnaires de réseau, à ce jour publiée sous forme agrégée uniquement) montrent que les facteurs d'influence que sont la topographie et la structure du milieu bâti sont de grande importance quant au montant des coûts de réseau. Ce point apparaît dans les comparaisons de la régulation Sunshine concernant la prise en compte de la densité d'urbanisation et de la densité énergétique. Les études effectuées à ce jour révèlent une forte diversité des coûts des gestionnaires de réseau de distribution, que les différences de taille entre les entreprises ne permettent pas d'expliquer. Cela laisse supposer l'existence d'inefficacités importantes. Ainsi, il y a des cas de coûts d'exploitation élevés liés à des coûts de capital importants, qui n'amènent pourtant pas une meilleure qualité. Ce sont en particulier les coûts de capital qui sont susceptibles d'être significativement trop élevés, car les coûts de génie civil au niveau de réseau 7 (basse tension) sont un facteur de coûts important de la rémunération de l'utilisation du réseau. Le système actuel, basé sur les coûts, présente en outre de fausses incitations fondamentales, puisqu'il constitue clairement une incitation économique à fonder le développement de façon tendancielle sur l'intensité capitalistique et à négliger les alternatives intelligentes («smart solutions») axées sur les coûts d'exploitation.

#### *Des tarifs de réseau respectant insuffisamment le principe de causalité*

Les coûts du réseau électrique sont principalement déterminés par le dimensionnement des capacités. La charge maximale simultanée, qui résulte de la somme des charges individuelles du réseau, est prépondérante pour le dimensionnement, car de par sa structure, le réseau suit la demande. De ce fait, les coûts de réseau sont surtout des coûts fixes qui dépendent de la charge maximale. Ces structures de coûts liées principalement à la charge ne se reflètent que partiellement dans les tarifs en vigueur, qui doivent présenter au moins 70% de part de travail au niveau de réseau 7. Ce manque d'orientation vers les coûts revêt également une importance spéciale en ce qui concerne la conception actuelle des solutions de consommation propre, qui profitent des prix élevés au détriment des autres clients. Il faut chercher des possibilités d'optimisation de la tarification du réseau dans une utilisation plus complète des valeurs de puissance, qui permet de rendre la charge maximale individuelle plus pertinente en termes de coûts et encourage les changements de comportement dans ce domaine. Les prix de puissance dynamiques permettent également de prendre plus largement en compte les congestions du réseau et d'optimiser le développement du

---

réseau à long terme. Cela suppose la diffusion des systèmes de mesure intelligents et des systèmes de commande et de réglage. Le système de report des coûts entre les différents niveaux de réseau constitue une autre possibilité d'optimisation. Donner davantage de poids aux éléments de puissance et mieux tenir compte du sens des flux de charge, qui change en raison de la décentralisation croissante de la production, permettrait aussi de mieux respecter le principe de causalité.

### 1.1.5.3 Le rôle des flexibilités

La transformation progressive du système énergétique visée par la Stratégie énergétique 2050 se reflète principalement dans les réseaux de distribution. Une utilisation plus intensive des flexibilités décentralisées est nécessaire pour optimiser les coûts de développement du réseau et conférer davantage de flexibilité au système. Ces flexibilités permettent, dans certains cas, de réduire ou d'éviter une extension supplémentaire du réseau. Sont réputées flexibilités économiquement utilisables, du côté de la production, les puissances d'injection variables des installations de production et, du côté de la consommation, le pilotage des processus de consommation industriels, le recours à des appareils électroménagers flexibles (p. ex. des applications de chauffage électriques), les cycles de charge des batteries des véhicules électriques ou l'utilisation du stockage décentralisé. La gestion de l'injection des installations de production est particulièrement intéressante du point de vue économique.<sup>25</sup> Du côté de la consommation, le pilotage des installations existantes, par exemple au moyen de commandes novatrices des appareils de clients, représente une option d'ores et déjà bien réalisée (p. ex. dans le domaine des pompes à chaleur ou des chauffe-eau).

Il est possible d'utiliser les flexibilités dans diverses optiques: au service de la consommation propre (optimisation de l'autoconsommation, réduction des coûts par la tarification dynamique), au service du marché (c'est-à-dire que la source de flexibilité est paramétrée de manière à favoriser l'équilibre entre la production et la consommation électrique du système) ou au service du réseau (c'est-à-dire que la source de flexibilité est utilisée pour éviter les congestions du réseau de distribution, ce qui suppose une implication proactive dans la planification du réseau). L'utilisation efficiente des flexibilités au service du réseau devrait conduire à une réduction importante des coûts des réseaux de distribution à moyen ou long termes. Il faut cependant tenir compte des conflits d'utilisation possibles dans la suite des travaux relatifs à la régulation. Il faut en outre garantir que le recours aux flexibilités dans l'exploitation du réseau ne soit pas favorisé par une distorsion des incitations au détriment des mesures conventionnelles de développement du réseau. Simultanément, les gestionnaires de réseau devraient rester en mesure de refinancer les coûts du recours aux flexibilités.

<sup>25</sup> Etude relative au réseau de distribution menée par l'Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, l'Oldenburger Institut für Informatik OFFIS et E-Bridge Consulting GmbH (2014)

---

### 1.1.5.4 Systèmes de mesure

Au milieu de l'année 2017, le Tribunal fédéral a décidé que les exploitants de grandes installations de production électrique (puissance de raccordement supérieure à 30 kVA) sont responsables de leur mesure de décompte et peuvent donc en principe confier cette tâche à un tiers de leur choix.<sup>26</sup> En revanche, le Tribunal fédéral laisse ouverte la question de savoir si les exploitants de petites installations de production électrique ou les consommateurs finaux disposent également de ce droit d'option ou si la mesure de décompte incombe dans leur cas exclusivement au gestionnaire de réseau.

La réalité est que la mesure de décompte (qui comprend l'exploitation d'une station de mesure et les prestations de mesure) est effectuée dans la grande majorité des cas par les gestionnaires de réseau. Cela est de toute façon le cas en ce qui concerne la mesure d'exploitation, car elle est indissociable de l'exploitation du réseau. Les prix des services fournis par les gestionnaires de réseau sont pour certains très élevés. A comparer les médianes, les prix des mesures de la courbe de charge sont supérieurs de 56% à leurs coûts.<sup>27</sup> Certains gros consommateurs finaux et producteurs déplorent d'importants problèmes de qualité dans la gestion des données. S'agissant des consommateurs finaux de moindre taille (consommation dépassant tout juste 100 MWh) et autorisés à accéder au marché, les coûts élevés des prestations de mesure (pour les courbes de charge) constituent actuellement un obstacle à un passage au libre marché de l'électricité. En outre, les coûts des prestations de mesure peuvent représenter un élément de coût très important pour les installations de production fonctionnant au moyen d'énergies renouvelables qui doivent être dotées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge (puissance d'injection supérieure ou égale à 30 kVA). A ce stade, l'ElCom considère que des coûts annuels supérieurs à 600 francs pour mesurer la courbe de charge constituent un critère justifiant que le cas soit soumis à une analyse des coûts approfondie. Ce critère ne représente pas un prix maximum contraignant: jusqu'ici, le caractère abusif doit être établi au cas par cas.

### 1.1.6 Evaluation de l'évolution du marché et de la situation de concurrence dans le contexte de l'ouverture partielle du marché

D'un point de vue économique, l'ouverture partielle du marché dans sa forme actuelle peut être considérée comme une première étape positive. Les prix de gros étant actuellement bas, elle a eu pour effet qu'une part prépondérante des consommateurs finaux autorisés à accéder au libre marché ont fait usage de ce droit et quitté l'approvisionnement de base, afin de bénéficier de tarifs plus avantageux, pour une part plus flexibles et mieux adaptés à leurs besoins. Il faut y voir fondamentalement un succès de la LApEl. Cependant, une ouverture partielle du marché ne permet pas à tous de prendre part au marché de la même façon. Elle entraîne des distorsions considérables entre les consommateurs finaux autorisés à choisir et les consommateurs finaux cap-

<sup>26</sup> ATF 143 I 395.

<sup>27</sup> ElCom (2018); Les coûts de mesure en Suisse. Rapport d'enquête 2017 sur les coûts de mesure

---

tifs dans l’approvisionnement de base. Les dispositions de la stratégie Réseaux électriques ont accentué davantage ces distorsions, car les coûts des centrales plus chères peuvent être répercutés sur les consommateurs finaux dans l’approvisionnement de base. L’obligation de faire profiter ces derniers des prix plus avantageux est assouplie, car les coûts de revient de l’énergie renouvelable produite sur le territoire national peuvent être pris en compte intégralement dans les tarifs de l’approvisionnement de base.

Une ouverture complète du marché corrigerait largement cette situation critique en créant des incitations essentielles à l’efficacité tout en mettant les participants au marché sur un pied d’égalité. Elle permettrait aussi des développements novateurs qui soutiendraient l’intégration des (nouvelles) énergies renouvelables tout en promouvant la sécurité de l’approvisionnement. Par ailleurs, il est nécessaire de développer le modèle de la redevance hydraulique en se fondant sur les modifications introduites par la présente révision de la LApEl.

Dans le domaine du réseau, vu les tarifs de réseau élevés, il y a lieu de supposer que d’importantes inefficacités demeurent. Il s’agit de les traiter par des incitations supplémentaires dans la régulation du réseau. La régulation Sunshine, encore à l’essai, apporte davantage de transparence et d’incitations à l’efficacité, surtout dans la perspective où elle pourrait sinon faire place à une régulation plus stricte du réseau. Le développement de la régulation du réseau devrait, dans la perspective d’une intégration efficiente de la production toujours plus décentralisée, soutenir en particulier les potentiels de développement efficients des réseaux intelligents (smart grids). Il faut en outre identifier les inefficacités importantes dans le domaine des systèmes de mesure qui, pour ce qui est de la mesure de décompte, pourraient au fond être organisés selon les principes de la libre concurrence. Les gros consommateurs finaux, les gestionnaires de grandes installations de production électrique et les exploitants de stockage d’une certaine importance obtiennent donc un droit légal de libre choix du prestataire. Enfin, dans le cadre des thèmes relatifs au réseau, la séparation des activités du réseau de transport des autres activités des anciens propriétaires a été réalisée via Swissgrid. Il faut prévoir d’autres séparations d’activités au niveau du réseau de distribution en lien avec un accord sur l’électricité.

### **1.1.7 Accord sur l’électricité entre la Suisse et l’UE**

En 2018, les négociations concernant un accord sur l’électricité avec l’UE se poursuivent parallèlement aux négociations relatives à un accord-cadre. Il est possible que ces négociations se terminent sur le plan technique dans un avenir proche.

## **1.2 Objectifs de la révision**

L’objectif de la présente révision consiste à adapter la LApEl aux défis posés par la Stratégie énergétique 2050 et aux développements du marché européen de l’électricité. Dans ce cadre, les objectifs principaux consistent à assurer sur le long terme la

---

sécurité de l'approvisionnement en électricité, l'amélioration de l'efficacité du marché et le soutien de la part du marché à la Stratégie énergétique 2050. Les modifications de la conception du marché de l'électricité doivent être compatibles avec les objectifs climatiques de la Suisse et avec un accord sur l'électricité avec l'UE, tout en minimisant les coûts macroéconomiques qu'elles entraînent.

Dans le cadre d'une amélioration fondamentale de la conception du marché de l'électricité, le Conseil fédéral vise aussi la deuxième étape de l'ouverture du marché (ouverture complète du marché). Cette deuxième étape doit permettre d'éliminer les distorsions de l'actuelle ouverture partielle du marché en créant pour tous les consommateurs finaux une liberté de choix complète du fournisseur d'électricité.

De plus, la révision doit supprimer d'importants déficits de la loi actuelle. Elle prévoit en particulier de renforcer le principe de causalité dans la fixation des prix de l'utilisation du réseau, d'améliorer la transparence et d'accroître les incitations à l'efficacité dans la régulation du réseau. Le Conseil fédéral veut ainsi optimiser le développement et l'exploitation du réseau à moyen et long termes.

La révision comprend aussi le modèle proche de la réalité du marché à partir de 2023 en vue duquel, conformément à l'art. 30, al. 5, LEnE, le Conseil fédéral doit soumettre un projet d'acte à l'Assemblée fédérale jusqu'en 2019. Le Conseil fédéral considère qu'il importe que ce modèle soit, autant que possible, technologiquement neutre et efficient. Les modalités de l'approvisionnement de base sont adaptées à cet effet.

Les principales *mesures* prévues par la révision sont les suivantes:

Le marché «energy only» (EOM pour «Energy Only Market») doit être maintenu comme modèle de marché et les mécanismes de marché doivent être fondamentalement renforcés sur le marché de l'électricité. Le marché EOM se compose du marché de gros (marché intrajournalier, marché J-1 [*day ahead market*] et marché à terme) et des marchés de services-système, dans lesquels de l'énergie et de la puissance sont d'ores et déjà mis en réserve pour compenser les déséquilibres au niveau de l'approvisionnement.

L'ouverture complète du marché de l'électricité permettra de renforcer les signaux efficaces du marché et d'offrir aux ménages et aux clients commerciaux des avantages économiques fondamentaux en raison des choix qu'ils pourront opérer. Les distorsions inhérentes à l'ouverture partielle du marché seront ainsi corrigées. Cela vaut tant pour les divers producteurs que pour les consommateurs finaux qui, captifs à ce jour, ne pouvaient pas choisir. L'ouverture complète du marché induit donc une amélioration fondamentale de l'efficacité. Elle va en outre dans le sens de la Stratégie énergétique 2050, puisqu'elle contribue à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le marché. Elle entraînera de surcroît des innovations considérables de produits et permettra de nouveaux modèles d'affaires. A moyen terme, elle sera un important élément d'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité.

Dans le cadre d'une ouverture complète du marché, il s'agit de continuer à assurer l'approvisionnement de base, qui doit adéquatement protéger les petits consommateurs finaux contre les abus tarifaires et dans lequel il doit toujours rester possible de retourner. En outre, les modalités de l'approvisionnement de base doivent concourir, en conformité avec le marché, à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050.

---

Il est possible d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, en se basant sur le marché, grâce aux capacités de production suisses et au raccordement aux marchés de l'électricité voisins. A titre d'assurance supplémentaire, une réserve de stockage doit être instituée pour assurer en sus la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sur le marché «energy only» (EOM). Cette réserve, constituée hors du marché, doit être conçue de manière à ce que l'énergie voulue soit destinée à assurer la sécurité de l'approvisionnement, que le coût économique soit faible et que les distorsions du marché EOM soient aussi limitées que possible.

Le mode de régulation actuellement adopté pour la rémunération du réseau se caractérise par un respect insuffisant du principe de causalité lors de l'imputation des coûts de réseau. Bien que la puissance (kW) soit le principal facteur de dimensionnement et, de ce fait, l'inducteur de coût prépondérant s'agissant des réseaux électriques, les tarifs appliqués aux consommateurs finaux sont pour la plupart axés sur l'énergie soustraite (kWh). Il convient de corriger cette situation pour tenir plus justement compte des liens de causalité.

L'actuelle régulation dans le domaine du réseau, basée sur les coûts, est maintenue pour l'heure, tout en étant améliorée par un instrument de transparence global sous forme d'une régulation Sunshine. Certaines incitations à des investissements efficaces dans les réseaux intelligents seront aussi données dans ce cadre. Une régulation incitative sera introduite dans le cadre d'une autre révision s'il devait apparaître, lors d'une évaluation de l'évolution du coût des réseaux de distribution, que les gains d'efficacité attendus ne sont pas obtenus.

Afin de développer un réseau efficace et pour favoriser le développement de nouveaux marchés axés sur le réseau, il faut viser à mieux utiliser dans les réseaux de distribution, à moyen et long termes, les flexibilités au service du réseau (notamment la gestion de l'injection et l'utilisation des charges flexibles). Ces flexibilités peuvent remplacer le développement conventionnel du réseau. En outre, il existe aussi, dans le domaine du marché, des modèles d'affaires intéressants qui reposent sur l'utilisation effective des flexibilités existantes aux niveaux de la charge et de la production.

Il faut, pour gérer plus efficacement la sécurité du système, encourager la liquidité dans les services-système en facilitant entre autres l'acquisition transfrontalière.

Eu égard aux inefficacités présentées, observables sous la législation en vigueur, les gros consommateurs finaux, les exploitants de grandes installations de production électrique et les exploitants de stockage d'une certaine taille doivent se voir accorder le droit légal du libre choix du prestataire dans le domaine de la mesure de décompte.

D'autres mesures visent à améliorer la régulation: il faut renforcer les lignes directrices concernant les mesures visant à assurer l'exploitation sûre du réseau, en particulier lorsque la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est menacée. S'agissant de Swissgrid, il s'agit d'assurer, par une solution légale définitive, que la Suisse en conserve le contrôle (ce point avait déjà fait l'objet d'une discussion exhaustive lors de la création de la LApEl). Enfin, il faut partiellement renforcer les compétences régulatrices de l'EICom pour que la régulation du marché de l'électricité gagne en efficacité.

---

## 1.3 La nouvelle réglementation proposée

### 1.3.1 Ouverture complète du marché

*Ouverture complète du marché:* le marché suisse de l'électricité est complètement ouvert. Tout consommateur final reçoit ainsi le droit de choisir librement son fournisseur. Les consommateurs finaux de moindre taille, dont la consommation annuelle n'atteint pas 100 MWh, peuvent opter pour l'approvisionnement de base, qui leur assurera d'être approvisionnés en électricité à un prix adéquat et constant pendant un an. L'avantage du marché réside dans le large choix laissé aux consommateurs finaux, ce qui favorise fondamentalement l'efficacité en permettant à tous, notamment aux PME, d'acquiescer du courant sur un pied d'égalité. Un marché complètement ouvert induit d'importantes innovations dans les services et une meilleure intégration des énergies renouvelables. Concernant ce dernier aspect, les modalités futures du produit standard de l'approvisionnement de base apporteront aussi leur contribution.

*Approvisionnement de base en électricité suisse issue des énergies renouvelables:* les gestionnaires de réseau de distribution locaux proposent, dans l'approvisionnement de base, un produit standard composé exclusivement d'énergie indigène en majeure partie renouvelable. Les consommateurs finaux reçoivent ce produit pour autant qu'ils n'aient pas opté pour un autre. Le Conseil fédéral fixe la proportion minimale d'énergie renouvelable. Cette proportion, qui doit être en ligne avec la trajectoire définie dans la Stratégie énergétique 2050 pour développer les énergies renouvelables, doit donc augmenter progressivement. Il s'agit d'une part minimale. Il est loisible à tout fournisseur de l'approvisionnement de base de proposer une part d'électricité renouvelable supérieure dans son produit standard. De nombreux gestionnaires de réseau de distribution proposent d'ores et déjà dans l'approvisionnement de base un produit standard issu d'énergies renouvelables et dans certains cas d'origine indigène à 100%. Pour ces prestataires, rien ne changera donc.

*Régulation des tarifs d'électricité:* une ouverture complète du marché n'est pas compatible avec la régulation des coûts de revient qui a prévalu à ce stade, car la référence appropriée dans un marché de l'électricité ouvert est le prix d'un marché concurrentiel qui fonctionne. De ce fait, l'adéquation des tarifs d'électricité sera évaluée dorénavant en fonction des prix de marché facturés aux ménages et clients commerciaux suisses (prix comparatifs du marché). Ce mécanisme correspond à la proposition soumise par le Conseil fédéral dans le cadre de la consultation relative à l'arrêté fédéral sur l'ouverture du marché.<sup>28</sup> En substance, la démarche repose sur une observation comparative du marché. Un marché comparatif approprié comporte en premier lieu des offres sur le marché libre. En raison de la forte substituabilité de ces offres, l'observation comparative du marché peut également prendre en compte les offres de l'approvisionnement de base (du moins juste après l'ouverture du marché). L'ElCom dispose de données relatives à ces dernières. Des prix de marché fiables devraient apparaître sur des portails comparatifs en ligne au moment de l'ouverture du marché, puis évoluer rapidement. En utilisant les tarifs proposés sur ces portails pour calculer les prix com-

<sup>28</sup> Rapport explicatif du 8 octobre 2014 relatif au projet mis en consultation concernant l'arrêté fédéral sur la deuxième étape de l'ouverture du marché de l'électricité.

---

paratifs, il est possible d'exclure les prix excessifs (stratégiques). Selon la qualité écologique et l'origine de l'électricité fournie (les garanties d'origine présentées sont déterminantes, cf. art. 9 L'EnE), divers prix comparatifs peuvent être constitués pour procéder à l'évaluation. Dans la mesure où les offres sur le marché libre se distinguent de celles de l'approvisionnement de base, les prix des garanties d'origine exigées peuvent être utilisés comme facteur de correction pour arriver à un prix comparatif approprié. Dans le cadre de l'examen de l'adéquation, il faut en outre considérer que les tarifs d'électricité sont fixés pour un an et que le fournisseur de l'approvisionnement de base assume par conséquent le risque lié aux quantités et aux prix. Lors de ses examens ex-post de l'adéquation des tarifs, l'ElCom doit donc opérer avec certaines marges de tolérance ou facteurs d'adaptation. La régulation des prix de l'approvisionnement de base sert à protéger les consommateurs finaux (qui y restent). Elle s'inspire d'une surveillance renforcée contre les abus, de manière à protéger adéquatement les consommateurs finaux (principalement les ménages, peu enclins à changer) contre des désavantages tarifaires considérables. Il convient de renoncer à la fixation ex ante d'un prix maximal dans l'approvisionnement de base, car tous les fournisseurs d'électricité s'orienteraient sur cette base.

*Approvisionnement de remplacement:* si un fournisseur fait défection ou qu'un consommateur final ne désigne pas un nouveau fournisseur dans les délais impartis à l'expiration de son contrat de livraison d'électricité, l'approvisionnement de remplacement est assuré par le fournisseur de l'approvisionnement de base, c'est-à-dire par le gestionnaire du réseau de distribution local. Celui-ci n'est alors soumis à aucune régulation tarifaire. Mais l'ElCom a la possibilité d'intervenir si les conditions sont abusives.

*Processus et coûts de changement:* la loi confère au Conseil fédéral la compétence de réglementer les processus et les coûts de changement. S'agissant de l'approvisionnement de base, on envisage de permettre les entrées et les sorties à la fin de chaque année. Des changements en cours d'année tendraient à hausser les tarifs (éventuels coûts supplémentaires dus à l'acquisition à court terme). La licéité du changement de fournisseur sur le libre marché dépend des conditions de résiliation contractuelles. Cependant, pour qu'un retour à l'approvisionnement de base reste possible, les petits consommateurs doivent être en mesure de résilier leur contrat au moins une fois par an. Pour éviter que les gestionnaires de réseau de distribution n'entravent l'ouverture complète du marché par des coûts de transaction, il leur est interdit d'imputer individuellement leurs coûts de changement, qu'il s'agisse de coûts de réseau ou de coûts d'énergie, au consommateur final concerné.

*Déclaration de produit:* le Conseil fédéral est habilité à contraindre les fournisseurs d'électricité (tant les fournisseurs de l'approvisionnement de base que les fournisseurs sur le libre marché) à communiquer certaines informations sur l'électricité proposée.

*Marquage de l'électricité:* actuellement, les garanties d'origine sont consignées sur une base annuelle, autrement dit le marquage de l'électricité se fait dans la granularité de toute une année civile. La date exacte de la production ou de la consommation ne joue aucun rôle. Cela signifie par exemple que la consommation pendant le trimestre d'hiver peut être couverte par des garanties d'origine du trimestre d'été. Afin de rapprocher dans le temps les périodes de production et de consommation dans le marquage de l'électricité et de représenter ces périodes de manière plus réaliste, au sens

---

d'une meilleure transparence, la consignation des garanties d'origine serait également envisageable sur une base trimestrielle ou mensuelle (correspondance mensuelle des garanties d'origine produites et de la consommation pendant le même mois). Le marquage de l'électricité, lui, doit continuer à être effectué une fois par an, comme aujourd'hui, au moyen des garanties d'origine.

La période de correspondance de la production et de la consommation est réglée dans l'ordonnance du DETEC du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM)<sup>29</sup>. Elle sera probablement adaptée et fixée à un trimestre par le département dans le cadre des modifications d'ordonnances découlant de la révision de la LApEl. La période pour remplir l'exigence concernant la part minimale prescrite d'énergies renouvelables suisses dans l'approvisionnement de base (produit standard) peut en principe être identique ou plus longue que la période de correspondance du marquage de l'électricité. L'objectif est d'ajuster, à moyen terme, la période pour remplir l'exigence concernant la part minimale précitée à la période de correspondance de la production et de la consommation dans le marquage de l'électricité. Les garanties d'origine d'énergies renouvelables auront alors une valeur plus élevée pendant le semestre d'hiver.

*Evaluation:* les développements intervenant sous le régime de l'ouverture complète du marché font l'objet d'une évaluation régulière dans le cadre du rapport à rédiger par l'OFEN conformément à l'art. 27, al. 3, OApEl.

### 1.3.2 Réserve de stockage

*Garantie du modèle de marché actuel:* en principe, le marché suisse de l'électricité restera un marché «energy only», dans lequel les signaux du marché seront renforcés. L'ouverture complète du marché y contribuera grandement. La sécurité d'approvisionnement pourra être principalement fondée sur le marché et assurée par le raccordement aux marchés voisins de l'électricité. A titre d'assurance supplémentaire de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse dans le marché EOM, une *réserve de stockage* sera constituée pour faire face à des événements extraordinaires imprévisibles (p. ex. des conditions météorologiques extrêmes et durables). Cette réserve active doit être envisagée comme une assurance complétant le marché EOM: l'approvisionnement est en premier lieu assuré par les seuls mécanismes du marché; si ces mécanismes font défaut, on recourt à la réserve. La réserve de stockage sert donc à conserver de l'énergie hors du marché pour les situations de pénurie critiques extraordinaires et non prévisibles pour les acteurs du marché. Elle doit constituer un élément permanent de la sécurité d'approvisionnement et compléter les instruments existants. Les différents rôles établis à ce jour ainsi que les responsabilités et compétences actuelles pour assurer la sécurité d'approvisionnement demeurent inchangés.

*Réserve de stockage d'énergie:* comme la puissance installée des centrales électriques suisses est sensiblement supérieure à la charge de pointe, la réserve de stockage ne vise pas à disposer d'une puissance installée supérieure. Elle ne constitue donc pas non plus un mécanisme de capacité. La disponibilité de la puissance des centrales

<sup>29</sup> RS 730.010.1

---

électriques suisses dépend pour l'essentiel de la gestion des lacs d'accumulation. La réserve de stockage doit donc prendre la forme d'une réserve d'accumulation active capable d'assurer un stock d'énergie suffisant aux moments critiques (et qui puisse être effectivement produit avec les capacités existantes). La puissance des centrales électriques n'étant pas retirée du marché, l'intervention reste minimale. Toutefois, grâce à ce maintien dans le marché, aucune incitation à développer des capacités de puissance supplémentaires n'est créée. La répartition de l'énergie de réserve entre plusieurs prestataires devrait permettre, en cas de besoin, l'injection dans le réseau également sans stockage séparé de la puissance (car en général, dans un cas extrême, seule l'énergie contenue dans la réserve est disponible et donc la puissance de production est à la disposition de la réserve). La réserve de stockage doit être en principe ouverte sur le plan technologique. Tous les fournisseurs potentiels d'énergie issue de centrales à accumulation ou de moyens de stockage raccordés au réseau électrique suisse doivent pouvoir participer à cette réserve pour autant que leur équipement technique le permette.

*Conclusion d'un contrat et rétribution:* la réserve de stockage doit faire l'objet d'un contrat organisé par Swissgrid dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres ouvert à la concurrence. L'exploitant d'un agent de stockage s'oblige, s'il reçoit l'adjudication, à conserver en stock une quantité minimale déterminée d'énergie pendant une période définie. Ce service est rémunéré. Un éventuel prélèvement d'énergie fait l'objet d'une rétribution séparée.

*Modalités:* les mécanismes du marché doivent assurer aussi complètement que possible la sécurité de l'approvisionnement. Pour éviter autant que possible de perturber ces mécanismes, il faut veiller à concevoir la réserve de stockage en la séparant clairement du marché. Fondamentalement, cette réserve ne doit être utilisée qu'au moment où le marché n'est plus en mesure d'équilibrer l'offre et la demande. Durant le processus qui conduit à un tel déséquilibre, il peut arriver que les prix de marché soient (brièvement) très élevés sans que le recours à la réserve de stockage ne soit nécessaire ou judicieux. L'énergie en réserve ne sera en principe *libérée* (par l'EiCom sur mandat de Swissgrid) pour un prélèvement (mais non pas encore prélevée) que si une situation de pénurie extraordinaire se dessine. Afin d'identifier les situations de pénurie de manière efficace, Swissgrid effectue un monitoring couvrant, d'une part, la situation du réseau et, d'autre part, la disponibilité de l'énergie en Suisse et à l'étranger. Le prélèvement *effectif*, opéré par Swissgrid, ne doit si possible intervenir qu'après la clôture du négoce (c'est-à-dire une fois épuisées les possibilités d'ajustement du marché), de manière à exclure des interactions avec les marchés de l'électricité. L'énergie de la réserve de stockage n'est alors pas directement fournie aux acteurs du marché: elle va au gestionnaire du système, Swissgrid, qui ne l'utilisera que pour compenser les déséquilibres des groupes-bilan en cas d'absence d'équilibre de marché. Ainsi, l'énergie n'entre pas dans le marché de l'électricité. Au terme de la période de réservation d'énergie prévue contractuellement (donc en été, lorsque la disponibilité de l'énergie ne pose aucun problème en raison des eaux de fonte), les exploitants de stockage peuvent librement utiliser sur le marché de l'électricité l'énergie réservée. La réserve de stockage est ainsi dissoute.

*Dimensionnement:* il incombe au Conseil fédéral de fixer les principes du dimensionnement de la réserve de stockage. Il arrête des critères pour déterminer la quantité

---

concrète d'énergie réservée. Ainsi, il pourrait fixer une durée pendant laquelle les centrales électriques indigènes doivent pouvoir en tout temps couvrir la totalité des besoins en électricité de la Suisse. Le Conseil fédéral définit en outre les autres paramètres du dimensionnement. Puis, sur la base des directives du Conseil fédéral et d'entente avec Swissgrid, l'ElCom calcule le volume de réserve nécessaire et la durée de sa conservation en s'appuyant notamment sur une analyse complète de la sécurité de l'approvisionnement. L'ElCom est particulièrement à même d'assurer cette tâche, car en tant qu'organe de surveillance indépendant de la sécurité d'approvisionnement, elle connaît les risques menaçant le système électrique suisse à court et moyen termes. Elle définit ensuite, d'entente avec Swissgrid, les grandes lignes de l'appel d'offres (en particulier le dédommagement et d'éventuelles sanctions). L'implication de Swissgrid est importante, puisqu'elle connaît en détail le système global (réseau, production, charge) et qu'elle peut se référer à des expériences correspondantes dans le domaine des services-système (p. ex. concernant la conception des produits). Enfin, Swissgrid définit les produits spécifiques et procède chaque année à l'appel d'offres pour la réserve.

*Transparence et contrôle:* certaines obligations d'informer doivent être prescrites aux exploitants prenant part à la constitution de la réserve de stockage pour assurer la transparence du système et pour contrôler que l'énergie de réservation est effectivement disponible.

*Financement des coûts:* à l'instar des services-système, une réserve de stockage sert en définitive à conserver la stabilité du système. Elle constitue ainsi une sorte de service-système fourni par Swissgrid et fait donc partie des coûts imputables de celle-ci. En conséquence, elle sera financée par la rétribution de l'utilisation du réseau de transport.

La figure suivante présente schématiquement les principales étapes du processus, les principaux responsables et les moments où les étapes interviennent.



**Figure 11** Les principales étapes du processus, les principaux responsables et les moments de survenance des étapes pour la réserve de stockage. Les principaux responsables apparaissent en caractères gras, les autres acteurs directement impliqués sont désignés en caractères normaux. Code couleurs: gris = étape unique de préparation; vert = étapes en rythme annuel dans le cas normal; jaune = l'étape ne survient que si une situation d'approvisionnement critique se dessine, mais qu'elle n'est pas encore survenue; rouge = étape de prélèvement d'énergie réservée si une situation de pénurie survient effectivement.

*Evaluation:* les réglementations relatives à la réserve de stockage sont évaluées par l'OFEN, par exemple dans le cadre du rapport régulier à rédiger conformément à l'art. 27, al. 3, OApEI.

### 1.3.3 Tarification de l'utilisation du réseau: améliorer la conformité au principe de causalité

Les tarifs de l'utilisation du réseau au niveau de réseau 7 (tarif inférieur) pourront comporter à l'avenir une composante de puissance (ct./MW) plus importante de manière à ce que les coûts de réseau facturés aux consommateurs finaux soient plus conformes au principe de causalité. La valeur minimale de la composante de travail (ct./kWh) est notamment réduite de 70 à 50% pour les consommateurs finaux dans les immeubles utilisés toute l'année et non munis d'un système de mesure de la puissance.

Dans le cas où un système de mesure de la puissance est installé chez le consommateur final, aucune directive concrète ne précise la composante de travail minimale dans le tarif. Cependant, les tarifs d'utilisation du réseau doivent être fixés de sorte que les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh ne doivent pas payer globalement plus de coûts de réseau que si on leur facturait un prix

---

comprenant une part de travail d'au moins 50%. La rentabilité des solutions de consommation propre est ainsi adéquatement prise en compte. Il est alors possible d'intégrer la composante de puissance dans le tarif d'utilisation du réseau de manière plus complète et surtout plus différenciée dans le temps, c'est-à-dire de manière plus dynamique. Dans ce contexte, il faut considérer les interactions avec les flexibilités du réseau (et par conséquent avec le comportement des autoconsommateurs). En effet, les flexibilités au niveau de la charge et de la production peuvent elles aussi servir à éviter de surdimensionner le développement physique du réseau.

Accroître la composante de puissance revient à créer, sur le plan économique, de meilleures incitations à utiliser le réseau, car le dimensionnement des capacités du réseau et, partant, les coûts de réseau sont principalement déterminés par la charge de pointe (simultanée) des consommateurs finaux. La nouvelle réglementation correspond donc mieux au principe de causalité, puisqu'elle s'oriente en fonction des capacités réalisées (= demandées). Comme les consommateurs finaux tendront à adapter leurs (futurs) besoins de raccordement au réseau en conséquence, cette réglementation tend à induire des charges de pointe (individuelles) plus basses et, de ce fait, à réduire les coûts de développement du réseau à long terme.

Outre la tarification du réseau, les directives relatives au report des coûts inscrites dans l'OApEl doivent, elles aussi, être définies de manière plus conforme au principe de causalité. Le report des coûts de transport ne se fera plus selon le rapport 30% de tarif de travail, 60% de tarif de puissance et 10% de tarif de base, mais selon le rapport 10% de tarif de travail et 90% de tarif de puissance. Quant au report des coûts de distribution, elle n'obéira plus au rapport 30% de tarif de travail et 70% de tarif de puissance, mais également au rapport 10% de tarif de travail et 90% de tarif de puissance.

En outre, le calcul des valeurs énergétiques déterminantes pour le report des coûts (revêt une importance pour la composante de travail dans le tarif) changera dans le réseau de distribution. Afin de tenir compte de l'injection d'électricité de plus en plus décentralisée et de la modification des flux d'électricité entre les niveaux de réseau qui en découle, le principe du volume effectif d'énergie nette remplacera désormais le principe de l'énergie brute. Cela permettra de mieux prendre en compte les flux d'énergie effectifs. Le principe de l'énergie nette aura pour conséquence qu'on ne fera plus d'extrapolation concernant l'énergie injectée dans un niveau de réseau sur la base de la consommation de ce niveau. Dans le cadre du report des coûts, les niveaux de réseau inférieurs seront déchargés lorsque l'électricité ne provient pas du niveau supérieur, mais qu'elle est directement injectée dans le niveau en question (p. ex. par des installations photovoltaïques). En outre, le principe du volume effectif d'énergie nette permettra de prendre également en compte les flux d'énergie allant «du bas vers le haut». La charge occasionnée aux niveaux de réseau supérieurs en raison de telles injections d'énergie d'un réseau à l'autre sera imputée en conséquence aux niveaux inférieurs dans le cadre du report des coûts. Le principe du point de prélèvement (art. 14, al. 2, LApEl) restera inchangé.

L'OFEN expliquera les conséquences des modifications des prescriptions relatives à l'imputation des coûts du réseau dans le cadre de ses rapports réguliers à l'intention du Conseil fédéral (art. 27, al. 3, OApEl).

---

### 1.3.4 Régulation Sunshine

Dans le cadre de la régulation Sunshine, l'EiCom réalisera des comparaisons très complètes entre les gestionnaires de réseau de distribution dans leur domaine de régulation, en vertu de l'art. 22, al. 1 et 2, LApEl, et en mettra les résultats à la disposition du public sur son site web. La transparence y gagne. Il s'agit en outre de créer des incitations modérées à l'efficacité. La régulation Sunshine ne remplace pas les procédures de contrôle des tarifs, elle les complète.

À l'heure actuelle, l'EiCom teste ce complément à la pratique régulatoire basé sur les coûts. Une base légale est nécessaire pour que les résultats soient présentés au public.

En appliquant l'instrument de transparence «Sunshine», l'EiCom adopte une approche pluridimensionnelle. Cette approche comprend surtout l'adéquation des coûts et tarifs, la qualité de l'approvisionnement et des services fournis ainsi que la mise en œuvre des obligations de publier et de communiquer. Le choix des modalités concrètes de ces comparaisons est laissé à l'EiCom.

Comme les incitations à investir dans le réseau intelligent («smart grid») sont insuffisantes dans l'actuel système axé sur les coûts, l'EiCom doit aussi procéder à une comparaison présentant les investissements dans de tels réseaux. Un indicateur de ce type, qui complète les indicateurs sur les coûts de réseau, est nécessaire parce que les investissements dans les réseaux intelligents constituent des coûts d'exploitation. Or, les coûts d'exploitation n'entraînent aucun WACC, de sorte que, dans le système de régulation actuelle, les gestionnaires de réseau ont un intérêt économique à développer en générant des coûts de capital élevés. Il faut en outre créer un indicateur pour les prestations de mesure, dans la mesure où aucun droit d'option n'existe pour ceux-ci.

Si les gains d'efficacité et les effets correspondants sur les coûts de réseau ne sont pas suffisants dans le domaine du réseau, le Conseil fédéral soumettra au Parlement un projet de loi portant introduction d'une régulation incitative. L'OFEN évaluera, chaque quatre ans, l'évolution des coûts de réseau dans le cadre de la régulation Sunshine.

### 1.3.5 Flexibilités

Des conditions-cadres régulatoires adéquates sont nécessaires pour améliorer l'utilisation économique des flexibilités, notamment celle des charges flexibles et des fluctuations de la production décentralisée, de sorte que les flexibilités soient intégrées dans le marché à court ou moyen termes et qu'elles puissent aussi servir à contrer les congestions du réseau.

*Principes d'utilisation des flexibilités:* les producteurs, exploitants de stockage ou consommateurs finaux concernés doivent détenir le droit d'utilisation des flexibilités, en particulier lorsque cette utilisation implique des systèmes de commande et de réglage intelligents. Si des tiers, gestionnaires de réseau de distribution compris, veulent utiliser les flexibilités, ils doivent le définir dans un contrat. Ainsi, la propriété est clairement définie. Les gestionnaires de réseau de distribution pourront continuer à utiliser la flexibilité au service du réseau. À cet effet, ils proposent aux détenteurs de

---

flexibilités des conditions contractuelles uniformes précisant, pour la flexibilité vou-  
lue au niveau de la production et de la consommation, les possibilités d'utilisation et  
la rétribution correspondante (p. ex. une réduction du prix de l'utilisation du réseau  
ou une rétribution directe). Les possibilités d'utilisation accordées par contrat doivent  
refléter la valeur financière de la flexibilité. Des contrats bilatéraux individuels sont  
licites pour les grands consommateurs.

Afin d'optimiser quant aux coûts le développement du réseau par l'utilisation des  
flexibilités, les gestionnaires de réseau doivent éviter de mettre en œuvre d'autres me-  
sures onéreuses liées au réseau. A cet effet, ils doivent utiliser la flexibilité garantie  
par contrat dans leur zone de desserte et tenir compte du potentiel de flexibilité dans  
leur planification du réseau. Cette manière de procéder revient à appliquer le principe  
ORARE (Optimisation du Réseau avant Renforcement et avant Extension), selon le-  
quel l'exploitation du réseau actuelle est optimisée en premier, avant le renforcement  
des lignes existantes, l'extension constituant la dernière mesure. Les gestionnaires de  
réseau doivent pouvoir imputer les coûts «efficaces» occasionnés par l'utilisation de  
flexibilités au service du réseau.

De plus, des droits d'utilisation garantis sont définis pour les gestionnaires de réseau:  
s'agissant de la flexibilité au niveau de la production, les gestionnaires doivent rece-  
voir des possibilités forfaitaires limitées d'ajustement de l'injection. Ils doivent aussi  
recevoir des droits d'utilisation à titre de solution temporaire, lorsque d'autres me-  
sures liées au réseau et déjà engagées n'opèrent pas encore. Dans l'un et l'autre cas,  
la flexibilité doit être rémunérée. En outre, ils sont assurés d'être en droit d'utiliser les  
flexibilités lorsque l'exploitation sûre du réseau est exposée à un péril imminent con-  
sidérable. Une telle utilisation est gratuite, sauf s'il avait été raisonnablement exigible  
d'éviter le péril.

*Autres modalités:* le Conseil fédéral fixe, par technologie de production, la part des  
droits d'utilisation garantis susceptible d'être ajustée ou pilotée. Il peut aussi fixer des  
obligations en matière de transparence et de publication aux gestionnaires de réseau  
de distribution et arrêter des dispositions de protection des détenteurs de flexibilités.  
Il doit également être habilité à édicter des règles concernant les conditions contrac-  
tuelles si, en l'absence d'une telle intervention, l'utilisation au service du marché des  
flexibilités est excessivement limitée par des tiers (p. ex. agrégateurs) ou si la concep-  
tion du contrat ne conduit pas au développement d'un marché pour les flexibilités. En  
outre, il faut l'habiliter à édicter des règles visant tous les partenaires contractuels afin  
de pouvoir tenir compte des conséquences négatives de l'utilisation de flexibilités sur  
les tiers.

Dans le domaine de la flexibilité au service du réseau, l'EiCom est compétente pour  
statuer en cas de litige et pour prendre des décisions d'office en matière de garanties  
d'utilisation, de protection des détenteurs de flexibilités et d'adaptation des rétribu-  
tions abusives. Le Conseil fédéral peut en outre charger l'EiCom d'évaluer le déve-  
loppement dans le domaine des flexibilités, notamment en ce qui concerne l'utilisation  
et la rémunération.

La réglementation qui régit la flexibilité ne doit pas être confondue avec celle qui vise  
les *systèmes de commande et de réglage intelligents*, qui a déjà été introduite avec la

---

nouvelle LEnE (art. 17b LApEl). Grâce aux systèmes de commande et de réglage intelligents, qui se propagent toujours plus, les flexibilités deviendront véritablement utilisables. Dans ce contexte, ces systèmes constituent donc l'outil ou le dispositif (malgré certaines prescriptions, en particulier dans l'OApEl, qui concernent aussi l'utilisation). S'agissant de la régulation, le principe du consentement («opt-in»), qui laisse aux acteurs concernés le choix de confier la gestion de leur installation à un tiers, est fondamental. L'intervention du gestionnaire du réseau aux fins d'une exploitation sûre constitue actuellement une exception. Quant à la *flexibilité*, il s'agit en revanche d'un bien proprement dit, dont la gestion, respectivement les droits beaucoup plus fondamentaux qui lui sont liés sont réglés par les dispositions de la LApEl. Il est donc nécessaire de prévoir une réglementation de l'utilisation des flexibilités parallèlement à celle des systèmes de commande et de réglage intelligents. Cette réglementation doit toutefois être harmonisée avec celle relative aux systèmes de commande intelligents. Le renvoi à l'art. 17b LApEl garantit ce point et permet au gestionnaire de réseau d'utiliser la flexibilité dans certains cas malgré l'absence d'accord explicite concernant l'exploitation d'un système de commande intelligent.

### 1.3.6 Améliorations concernant les services-système

*Fournisseurs de services-système:* conformément à la réalité vécue et à l'intention du législateur (cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité<sup>30</sup>), le type d'acteur qui offre ses services-système à Swissgrid est en principe sans importance. Il est par contre déterminant de savoir si le fournisseur ou le groupe de fournisseurs remplit les exigences techniques et d'exploitation minimales nécessaires selon Swissgrid pour le service-système visé (conditions dites de préqualification). Plus le cercle des fournisseurs est large, plus la liquidité du marché des services-système tend à être élevée. La sécurité d'approvisionnement s'en trouve améliorée et les prix d'acquisition sont plus avantageux pour Swissgrid. Afin de répondre à l'objectif de la Stratégie énergétique 2050 qui concerne notamment l'utilisation efficace de l'énergie également dans le domaine de la mise à disposition de services-système, Swissgrid doit toutefois prendre en considération, du côté du consommateur, en priorité des offres visant l'utilisation efficace de l'énergie.

*Acquisition de services-système au-delà de la zone de réglage:* il est précisé que Swissgrid peut acquérir des services-système en association avec des gestionnaires de réseau de transport étrangers par le biais de modèles dits GRT/GRT (en particulier achat d'énergie de réglage et de puissance de réglage). Avec les modèles GRT/GRT, les gestionnaires de réseau de transport concernés continuent d'acheter des services-système dans le cadre de leurs propres appels d'offres. Mais une fois terminé l'appel d'offres, les offres ne sont pas adjudgées directement: la combinaison optimale d'offres est calculée à l'aide d'un système centralisé en tenant compte des capacités de transport transfrontalières. Les gestionnaires de réseau de transport impliqués attribuent ensuite l'adjudication parmi les offres soumises à prendre en compte selon le système centralisé. Ce modèle permet à Swissgrid d'adjuger un plus grand volume d'offres

<sup>30</sup> FF 2005 1493 (1543)

---

que si elle devait acquérir pour la seule zone de réglage de la Suisse (respectivement un moindre volume dans le cas contraire). En fin de compte, on aboutit à certains échanges de services-système entre les gestionnaires de réseau de transport impliqués. Les possibilités d'action décrites réduisent les coûts des services-système en raison de la plus grande liquidité du marché. En cas de pénuries, les modèles GRT/GRT permettent en outre de renforcer la sécurité de l'approvisionnement.

### **1.3.7 Réduction des inégalités de traitement actuelles en Suisse**

En vertu de l'art. 20, al. 3, LApEI, le Conseil fédéral peut obliger Swissgrid à utiliser en priorité de l'électricité issue d'énergies renouvelables, notamment de la force hydraulique, pour couvrir le besoin d'énergie de réglage. De plus, la fourniture aux consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base et la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables sont prioritaires par rapport aux autres types de fourniture d'électricité lors de l'attribution de capacités des réseaux de transport et de distribution suisses (art. 13, al. 3, LApEI). Ces règles sont largement impraticables et, si elles étaient appliquées, entraîneraient un renchérissement de l'approvisionnement. Elles sont donc purement et simplement supprimées.

### **1.3.8 Liberté de choix au niveau des systèmes de mesure**

Dans le domaine des systèmes de mesure, le présent projet clarifie les responsabilités et prévoit des possibilités de choix. Les gros consommateurs finaux (consommation annuelle d'au moins 100 MWh), les gros producteurs d'électricité et les gros exploitants de stockage (puissance de raccordement d'au moins 30 kVA) peuvent librement choisir leur fournisseur. Ces consommateurs finaux sont particulièrement sensibles en ce qui concerne la qualité des données et du service et les coûts de la mesure et des prestations fournies en aval. Le droit d'option concerne environ 55 000 points de mesure représentant 22 TWh, soit plus d'un tiers de la consommation finale totale.

Le droit d'option s'applique à la mesure de décompte. En font partie l'exploitation d'une station de mesure et la prestation de mesure. La mesure d'exploitation directement liée à l'exploitation du réseau demeure cependant une tâche inaliénable du gestionnaire de réseau.

Les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité et les exploitants de stockage de moindre taille ne peuvent pas faire leur choix dans le domaine des systèmes de mesure. Pour eux, seul le gestionnaire du réseau de distribution local est compétent. Afin d'assurer leur protection, il est prévu que la rémunération perçue pour les prestations de mesure sera calculée au moyen de tarifs de mesure que les gestionnaires de réseau devront fixer sur la base des coûts imputables pour une année. Sous réserve que des clients au bénéfice du choix n'exercent leur droit d'option, le gestionnaire de réseau local demeure responsable pour la mesure de décompte. Contrairement à ce qui prévaut pour ses «petits clients» dans le domaine des mesures, le gestionnaire n'est pas tenu de se conformer aux tarifs de mesure. Le contrôle de l'imputabilité des

---

coûts de mesure, des tarifs de mesure et de la rétribution des prestations de mesure calculée sur cette base incombe à l'ElCom.

L'OFEN analysera la situation de concurrence des systèmes de mesure dans le cadre de ses rapports réguliers à l'intention du Conseil fédéral (art. 27, al. 3, OApEl).

### 1.3.9 Mesures visant à assurer la sécurité de l'exploitation réseau

Les gestionnaires de réseau ne peuvent pourvoir à une exploitation sûre du réseau (art. 8, al. 1, let. a, LApEl; cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité<sup>31</sup>) qu'avec le soutien d'autres acteurs. En effet, dans un réseau électrique, les injections et les prélèvements notamment doivent toujours rester en équilibre, sous peine de complications dans le réseau. Désormais, la loi explicite l'obligation de soutenir les mesures des gestionnaires de réseau visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau. Les gestionnaires de réseau peuvent, en vertu de l'art. 15 LApEl, assimiler les coûts de ces mesures à des coûts imputables et les répercuter de ce fait sur la société au titre de la rémunération de l'utilisation du réseau.

Swissgrid doit répondre par les mesures nécessaires aux dangers qui menacent la sécurité de l'exploitation du réseau de transport. Comme de telles menaces constituent simultanément un risque pour l'ensemble du système, il est fondamentalement possible de répercuter les coûts de ces mesures sur la société à l'échelle de la Suisse. Swissgrid est tenue de convenir, de manière uniforme, les mesures nécessaires à éviter ou supprimer toute menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport (en particulier avec les gestionnaires de réseau de distribution, les producteurs et les consommateurs finaux appropriés). En l'absence d'une telle convention, l'ElCom peut contraindre les parties à conclure une convention en fixant la teneur minimale nécessaire. En cas d'urgence, c'est-à-dire si un péril considérable et imminent menace la sécurité d'exploitation du réseau de transport, Swissgrid peut et doit exceptionnellement ordonner ces mesures unilatéralement si elles n'ont pas été prévues par convention malgré l'obligation qui en est faite. De tels ordres doivent ensuite être communiqués immédiatement à l'ElCom. Enfin, Swissgrid doit prendre des mesures de substitution si une mesure n'est pas prise conformément à ce qui a été convenu ou ordonné. Les coûts supplémentaires causés par une telle intervention sont supportés par les parties qui ont failli.

### 1.3.10 Garantie d'un «contrôle suisse» de Swissgrid

Swissgrid est une société anonyme de droit privé (SA) conformément à l'art. 18 LApEl. Son capital et les droits de vote en résultant doivent être détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes («contrôle suisse»). Cette solution résulte de travaux longs et intensifs du Parlement. D'autres variantes, comme un établissement de droit public ou une participation directe des cantons ont

<sup>31</sup> FF 2005 1493, (1531)

---

été rejetés à l'époque (les cantons, surtout, s'étaient opposés à cette dernière solution). C'est ainsi que nombre d'EAE aux mains des cantons et des communes sont devenus des actionnaires de Swissgrid.

Les cantons, les communes et les EAE sous «contrôle suisse» disposent d'un droit légal de préemption sur les actions de Swissgrid. Ces droits de préemption sont le seul moyen légal permettant de garantir la majorité prescrite déjà mentionnée, mais leur efficacité n'est pas absolue. Au demeurant, selon la LApEl, Swissgrid est elle-même responsable de s'en assurer: elle a créé en 2015 une catégorie d'actions que seuls peuvent détenir les cantons, les communes et les entreprises sous contrôle des cantons et des communes, contribuant ainsi grandement à ce que l'obligation de participation suisse majoritaire soit respectée. Mais il manque encore un levier pour les cas où la part de la majorité (cantonale ou communale), détenue *indirectement*, est menacée parce que le pourcentage de participation des collectivités publiques dans un actionnaire de Swissgrid change. Il est nécessaire d'intervenir sur le plan législatif pour traiter ce problème, d'autant plus que Swissgrid est elle-même impuissante à ce niveau. Le besoin de disposer d'un instrument efficace pour garantir le contrôle suisse de Swissgrid est ancien. Dernièrement, les Commissions de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie des deux Chambres ont, en raison d'un cas litigieux concernant une transaction d'actions de Swissgrid, engagé une modification de la LApEl. Elles ont toutefois suspendu la procédure correspondante<sup>32</sup> dans la perspective que le Conseil fédéral soumette une proposition à ce sujet dans le cadre de la présente révision de la LApEl, ce qui est désormais chose faite.

Le concept proposé fonctionne sur deux niveaux. Premièrement, il s'agit de rendre plus efficaces les droits de préemption dans le but de contribuer à garantir le «contrôle suisse». A cet effet, outre diverses optimisations, un classement des titulaires du droit de préemption est introduit: 1) cantons, 2) communes et 3) EAE suisses. Deuxièmement, on crée la base légale pour une suspension du droit de vote à titre de mesure d'accompagnement et subsidiairement aux instruments de prévention: si la règle de majorité prévue par la LApEl n'est plus respectée, les droits de vote des actionnaires qui ne sont plus sous contrôle sont suspendus. Certes, ce mécanisme ne peut pas empêcher la majorité étatique de passer sous la barre des 50%, mais il élimine à tout le moins les principales conséquences indésirées d'une telle évolution.

Enfin, une plus grande indépendance du personnel est proposée. Au sein de la direction et du conseil d'administration, il ne suffit plus (comme le prévoit la directive actuelle) qu'une majorité soit indépendante du secteur de l'électricité: tous les membres devront l'être.

Des alternatives ont aussi été examinées quant aux aspects esquissés ci-dessus, mais elles ont été rejetées, principalement pour des raisons de proportionnalité. Pour garantir le «contrôle suisse» de Swissgrid, il aurait été par exemple possible de soumettre les transactions d'action importantes à une obligation de communication et d'autorisation. Une telle mesure n'aurait toutefois un impact que si les changements survenant dans les taux de participation indirecte à Swissgrid étaient aussi recensés, c'est-à-dire si les modifications de l'actionnariat des actionnaires de Swissgrid étaient comprises.

<sup>32</sup> Initiative parlementaire «Energie d'ajustement. Obligation de prendre en charge les coûts pour un approvisionnement sûr en électricité» (13.467), projet 2.

---

Il ne serait guère possible de justifier des interventions aussi intensives dans des sphères qui ne sont en soit pas concernées par la LApEI. On a également renoncé à suspendre d'autres droits des actionnaires, outre le droit de vote, par exemple le droit au dividende.

### **1.3.11 ElCom**

En raison des nouveautés présentées ci-dessus, l'ElCom reçoit des tâches et des compétences supplémentaires, par exemple la surveillance des abus dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement et de l'utilisation des flexibilités. Si nécessaire, elle intervient souverainement lorsque la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est menacée et pour les questions ayant trait à la réserve de stockage. S'agissant de cette dernière, l'ElCom fixe chaque année les valeurs clés.

Des modifications concernent aussi l'ElCom elle-même. Celle-ci est renforcée dans sa fonction de régulateur en ce qu'elle reçoit un droit légal de recours qui lui permet de contester devant le Tribunal fédéral les arrêts du Tribunal administratif fédéral lorsque celui-ci ne soutient pas la décision préalable de l'ElCom. D'autres autorités semblables à l'ElCom détiennent aussi un tel droit de recours. Cet instrument est très important pour l'ElCom, car il lui permet de remplir efficacement sa tâche, qui consiste à surveiller et à appliquer les dispositions de la LApEI visant le marché électrique. Parallèlement, le droit de recours du DETEC demeure. Ainsi, les tâches de régulation et les tâches ministérielles sont clairement séparées. En outre, le droit de l'ElCom de donner des instructions à l'OFEN est supprimé. L'ElCom n'en a jamais fait usage et cet instrument est un corps étranger au système.

### **1.3.12 Echange de données et processus d'information**

L'organisation efficace de l'accès aux données et aux informations joue un rôle décisif en vue d'une concurrence opérationnelle et de modèles d'affaires novateurs sur le marché de l'électricité. Pour pouvoir éviter que des participants au marché soient discriminés ou que de nouveaux participants se heurtent à des barrières à l'entrée sur le marché, l'échange des données et les processus d'information indispensables entre les gestionnaires de réseau, les exploitants des stations de mesure, les prestataires de mesure et les autres acteurs du marché doivent être réglés. Il est très important d'adopter une solution uniforme, autrement dit largement standardisée, et d'assurer une transmission des données en temps utile et dans la qualité voulue. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau ainsi que les exploitants des stations de mesure et les prestataires des services de mesure mandatés doivent se mettre mutuellement à disposition, et mettre à la disposition des autres participants (notamment les nouveaux fournisseurs d'électricité, les responsables des groupes-bilan, Swissgrid et les nouvelles sociétés de services énergétiques), gratuitement et en temps utile, toutes les données et informations indispensables au déroulement des processus visés par la législation sur l'approvisionnement en électricité (entre autres l'exploitation du réseau, la gestion des bilans d'ajustement, les fournitures d'énergie, les processus de changement, la factu-

---

ration). Il convient également d'organiser l'accès de tiers autorisés aux données (sociétés de services énergétiques ou propriétaire des données). Ainsi, la numérisation dans le secteur de l'énergie peut prendre de l'ampleur. Il importe que les coûts de transaction restent faibles lors de la mise en œuvre. C'est pourquoi il faut veiller à simplifier sensiblement les actuels échanges bilatéraux, compliqués par de nombreuses interfaces. Pour que les processus de changement soient efficaces, une standardisation des processus et des formats de données est nécessaire. Le secteur reste libre de décider en même temps une éventuelle réduction des interfaces. Dans tous les cas, le Conseil fédéral peut régler le déroulement temporel et la forme de la transmission, le format des données de même que les contenus précis des données et informations à mettre à disposition. Du point de vue de la protection des données, notons que les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage ont droit à la communication gratuite de toutes les données de mesure et de référence les concernant.

Il semble discutable qu'un échange de données et d'informations basé sur de multiples interfaces puisse représenter un modèle d'avenir. Dans le contexte international d'une complexité croissante des processus sur le marché de l'électricité et d'une numérisation toujours plus importante de l'approvisionnement en électricité, il apparaît aujourd'hui qu'une solution centralisée favorise un échange de données efficace et de haute qualité.<sup>33</sup> Les conceptions centralisées sont communément appelées «centre de données» (*datahub*). Une majorité de pays européens se sont déjà convertis à de telles solutions, en particulier celles qui permettent de grouper les données en les centralisant pour les mettre à disposition des acteurs concernés grâce à des droits d'accès attribués par les consommateurs. Vu le rôle essentiel de l'échange des données dans un contexte concurrentiel, il faut tenir compte du choix du gestionnaire et de la structure de propriété. Le choix doit se faire de manière à empêcher les potentiels de discrimination, grâce à une structure de propriétaires et de gestionnaires suffisamment indépendante des gestionnaires de réseau et des autres acteurs. La neutralité doit être garantie. La réglementation légale prévue permet la mise en place d'un tel centre de données, surtout parce qu'aucune solution uniforme ne s'est dessinée en Suisse jusqu'à présent. De plus, les systèmes parallèles d'un échange de données décentralisé et d'un voire de plusieurs centres de données sont inefficaces d'un point de vue économique. Il faudra examiner, au cours de l'ouverture du marché de l'électricité, comment évoluent l'organisation de l'échange de données, qui doit être exempte de discrimination, ainsi que les processus et la qualité des données. Si aucune convergence vers une solution efficace n'intervient et que l'évolution reste insatisfaisante, le Conseil fédéral visera une solution obligatoire centralisée et adéquatement dimensionnée.

### 1.3.13 Transmission des données

Afin d'éviter les acquisitions de données à double et sous réserve de dispositions contraires, l'EiCom et l'OFEN se confèrent mutuellement l'accès aux données que l'autre autorité serait en droit d'acquérir pour remplir ses tâches.

<sup>33</sup> THEMA (2018). Datahub Schweiz. Kosten- Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf. Etude sur mandat de l'OFEN.

---

L'ElCom est en outre habilitée à transmettre les données nécessaires à Swissgrid si la sécurité d'exploitation du réseau de transport est menacée. Actuellement, la base légale étant insuffisante, cette transmission n'est possible qu'en vertu de conventions par lesquelles les acteurs concernés y consentent. Mais les conventions ne permettent que la transmission de données déterminées au préalable et qui, de surcroît, ne présentent pas dans certaines circonstances le degré d'actualité nécessaire pour Swissgrid. L'ElCom doit informer préalablement les parties concernées sur la transmission des données. Swissgrid doit traiter les données reçues de manière confidentielle et elle n'est pas autorisée à les utiliser à d'autres fins.

### **1.3.14 Sécurité des données dans le réseau intelligent**

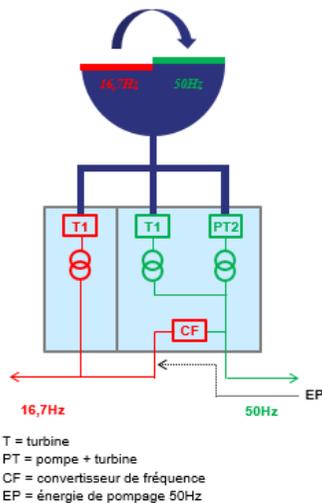
Le recours aux flexibilités entraîne certains risques du point de vue de la sécurité des données. Cette observation ne vaut pas que pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents en soi, elle s'applique aussi aux infrastructures connexes en aval. Par conséquent, il est indispensable de sécuriser les systèmes nécessaires à l'utilisation des flexibilités, tant du point de vue technique que du point de vue organisationnel. La réglementation légale prévue ménage au Conseil fédéral la compétence de régler la procédure visant à fixer les exigences correspondantes. On envisage une approche réglementaire subsidiaire selon laquelle la branche édicte les directives voulues concernant la sécurité des données contenues dans les composantes du réseau intelligent en se fondant sur une analyse des risques et des besoins de protection réalisée par les autorités, et en tenant compte des standards techniques nationaux et internationaux pertinents. Ce profil d'exigences doit constituer la base de la conception du système. Avant que les systèmes et/ou les composantes ne soient effectivement utilisés, un service de contrôle reconnu doit garantir qu'ils répondent aux exigences. Cette étape implique le recours à une évaluation de la conformité obligatoire. Enfin, un service spécialisé doit garantir que le service de contrôle a procédé à des évaluations de haute qualité.

### **1.3.15 Echanges d'eau avec des entreprises ferroviaires**

Enfin, il est prévu de mieux réglementer un cas particulier de l'interaction entre le réseau à 50 Hz, régi par la LAPeI, et le réseau électrique ferroviaire à 16,7 Hz, géré par les Chemins de fer fédéraux. En principe, l'exploitation du réseau à 16,7 Hz n'est pas soumise à la LAPeI (exception faite des règles spéciales prévues par l'OApEI). En revanche, dans la mesure où le réseau électrique ferroviaire soutire de l'électricité du réseau à 50 Hz, il est consommateur final au sens de la LAPeI. Cependant, dans les cas où de l'électricité est produite en recourant au réseau électrique ferroviaire, il n'apparaît pas toujours correct d'assimiler le réseau électrique ferroviaire à un consommateur final et de lui faire rémunérer l'utilisation du réseau. L'OApEI précise d'ores et déjà que le réseau électrique ferroviaire n'est pas assimilable à un consommateur final dans certains cas de soutirage d'électricité liés à l'exploitation de centrales électriques (de pompage-turbinage). Cette clause permet aux installations à

16,7 Hz de produire de l'électricité aux mêmes conditions que les installations à 50 Hz.

Désormais, une exception sera également prévue pour les «échanges d'eau». Dans les centrales en partenariat entièrement à 50 Hz et dotées d'un système de pompage, les plans de production des partenaires sont consolidés pour l'exploitation de la centrale. Lorsque le partenaire A veut pomper et que le partenaire B entend produire (turbiner) simultanément, seul est pris en compte pour la centrale électrique la valeur nette des deux programmes de production. Cette consolidation des programmes de production (échanges d'eau) est efficace en termes micro- et macroéconomiques, même dans les centrales électriques en partenariat dotées d'un système de pompage et d'une production mixte à 50 Hz et à 16,7 Hz (figure 12). S'agissant de centrales de pompage-turbinage à production mixte toutefois, les échanges d'eau ont pour effet que l'entreprise ferroviaire doit, pour compenser la non-production d'électricité, prélever de l'électricité du réseau à 50 Hz pour l'injecter dans le réseau à 16,7 Hz. Selon la législation en vigueur, ce processus est assimilé à une consommation finale et, à ce titre, il est pris en compte dans la rémunération de l'utilisation du réseau. Cette situation rend les échanges d'eau inattractifs dans les centrales de pompage-turbinage. Il s'agit de supprimer ce désavantage: le soutirage d'électricité dans le réseau à 50 Hz en lien avec un échange d'eau ne doit plus être assimilé à une consommation finale, afin que les bases légales ne constituent pas un obstacle au renforcement de l'efficacité énergétique au sein de la centrale électrique.



**Figure 12** Illustration de l'échange d'eau

Comme le montre la figure 12 illustrant l'échange d'eau, l'entreprise ferroviaire (partenaire à 16,7 Hz) renonce à turbiner sa part d'eau du lac de retenue supérieur d'une

---

centrale de pompage, tandis que son partenaire à 50 Hz renonce à pomper la même quantité d'eau. Grâce à cet échange, le partenaire à 50 Hz reçoit de l'entreprise ferroviaire la quantité d'énergie correspondant à l'eau qui aurait dû être pompée. L'énergie que l'entreprise ferroviaire doit dès lors soutirer du réseau (en remplacement de l'énergie qu'elle aurait elle-même produite par turbinage) est exemptée des taxes d'utilisation du réseau.

#### 1.4 Justification et évaluation de la solution proposée

La présente révision vise l'ouverture complète du marché de l'électricité, l'instauration d'une réserve de stockage et l'amélioration de la régulation du réseau. D'autres mesures viennent compléter le projet.

L'*ouverture complète du marché* constitue un élément important pour atteindre les objectifs visés dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité (efficacité, sécurité d'approvisionnement, soutien de la Stratégie énergétique 2050 par les forces du marché). Elle élimine les distorsions actuelles issues de l'ouverture partielle du marché et crée une liberté de choix complète pour tous les consommateurs finaux. Chacun pourra choisir librement son fournisseur à l'avenir. La liberté de choix donnée aux consommateurs finaux aujourd'hui captifs entraîne une meilleure efficacité. En outre, l'ouverture complète du marché encourage fondamentalement l'innovation des produits dans le secteur de l'énergie tout en permettant des modèles d'affaires inédits. Le produit standard prévu pour l'approvisionnement de base qui, en termes de mix d'électricité, se réfère aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050, permettra de soutenir, en phase avec la réalité du marché, les énergies indigènes, en particulier la force hydraulique suisse et les nouvelles énergies renouvelables en Suisse. Compte tenu de la liberté de choix, ce nouveau modèle proche de la réalité du marché n'est pas un modèle basé sur les quotas où, par le biais d'un système de certificats, l'Etat définirait un objectif fixe en termes de production renouvelable et interviendrait ainsi au niveau du mix d'électricité global vendu en Suisse. Le produit standard indique seulement quel type de produit électrique est fourni habituellement dans l'approvisionnement de base. Le consommateur final est libre de choisir un autre produit de son fournisseur de l'approvisionnement de base (pour autant qu'il fasse partie de son offre) ou tout autre produit d'un autre fournisseur sur le libre marché. Dans l'approvisionnement de base, l'EiCom continue de contrôler l'adéquation des tarifs. Elle surveille également l'échange des données requises pour le changement de fournisseur, les abus pouvant être sanctionnés. Au demeurant, afin de garantir l'échange de données nécessaire, il est envisageable d'instituer un centre de données exempt de discrimination, dont la finalité principale consiste, du point de vue de la concurrence, à permettre le choix adéquat du gestionnaire et à définir les structures de propriété susceptibles d'éviter les incitations à la discrimination.

Fondamentalement, le marché suisse de l'électricité restera basé (comme aujourd'hui) sur un *marché «energy only»* (marché EOM ou «energy only market»). La sécurité d'approvisionnement de la Suisse peut être principalement assurée par le raccordement aux marchés de l'électricité voisins, elle peut donc se fonder sur le marché. Une

---

*réserve de stockage* doit en outre être mise en place, au sens d'une assurance supplémentaire pour les situations imprévisibles. Cela correspond au principe d'une assurance appropriée au sens macroéconomique. Cette réserve de stockage, qui doit consister en une réserve d'énergie, sera conçue de manière à être adaptée au profil de risques spécifique de l'approvisionnement suisse en énergie. L'approvisionnement en électricité de la Suisse se caractérise en particulier par la saisonnalité de l'offre d'électricité hydraulique et par sa dépendance aux apports dans les bassins d'accumulation, qui équivaut à une dépendance de la disponibilité de l'énergie. Un complément sous forme de réserve de stockage est avantageux compte tenu de la haute importance économique de la sécurité d'approvisionnement et des coûts élevés d'une panne d'électricité généralisée (*black-out*). Aucune mesure supplémentaire ne s'impose du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, puisque l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement mentionnée (analyse de l'adéquation du système; cf. chap. 1.1.2.1) ne relève aucun besoin et que d'autres optimisations du marché EOM sont en cours de mise en œuvre par Swissgrid. Il s'agit, entre autres, d'une optimisation du système de prix de l'énergie d'ajustement dans le but d'inciter les groupes-bilan à veiller à un meilleur équilibre et d'une amélioration de la liquidité intrajournalière par une réduction des périodes de fermeture des guichets (adaptation des heures de clôture du négoce). Ces mesures ne demandent pas d'être étayées en sus par des dispositions légales.

Dans le cadre de la *régulation du réseau*, on observe divers déficits. En ce qui concerne la nécessité de réguler, notons fondamentalement que les réseaux électriques constituent un monopole naturel. Ils représentent donc des domaines hors concurrence de l'économie énergétique dans lesquels une intervention sélective de l'État est nécessaire pour améliorer l'efficacité et pour éviter les discriminations de tiers. La révision apporte certains amendements importants. Les mesures liées au réseau les plus importantes du point de vue macroéconomique concernent la tarification du réseau, les améliorations de la régulation basée sur les coûts (premièrement au moyen d'une régulation *Sunshine*), l'introduction d'une régulation des flexibilités et la liberté de choix des systèmes de mesure inscrites dans la loi.

- S'agissant de la *tarification du réseau*, il sera possible de prévoir des prix comportant une composante de puissance plus importante et susceptible d'être adaptée en fonction du moment. Cette approche répond au principe de conformité à la genèse des coûts et correspond mieux au principe de causalité. Sur le long terme, ces dispositions entraîneront une baisse des coûts de développement du réseau, puisque les acteurs à l'origine des coûts supporteront plus largement les coûts de réseau et qu'ils adapteront en conséquence leurs besoins de raccordement au réseau.
- L'ElCom teste actuellement la *régulation Sunshine*. Il n'est toutefois pas possible de publier des résultats détaillés, faute de base juridique. Le principal avantage de cette régulation est de renforcer nettement la transparence avec peu de charges supplémentaires. La pression inhérente à la perception du public, qui émanera de la publication d'indicateurs spécifiques aux gestionnaires de réseau, donnera des incitations à accroître l'efficacité. En outre, les données évaluées de l'ElCom simplifient l'examen approfondi des coûts dans la mesure où plusieurs indicateurs pertinents permettent de détecter des évolutions

---

indésirables. Si les gains d'efficacité dans le domaine du réseau ayant également un impact sur les coûts de réseau étaient insuffisants, il faudrait passer à une régulation *ex ante*, qui prendrait la forme d'une régulation incitative (correspondant au standard dans l'UE).

- La *régulation des flexibilités* crée pour la première fois un droit de propriété du détenteur de flexibilité et elle apporte des incitations au développement d'un marché des flexibilités. Les effets de ces mesures sont avantageux sur le plan macroéconomique, puisque les flexibilités doivent être comprises sur le long terme comme des alternatives au développement du réseau et qu'elles peuvent être aussi utilisées avantageusement sur le marché de l'électricité. Cette mesure encourage des modèles d'affaires inédits, tels que les agrégateurs et les centrales électriques virtuelles, qui regroupent les potentiels d'unités de flexibilité de moindre taille (p. ex. ménages, etc.). Des incitations sont ainsi données, en particulier aux autoconsommateurs, d'utiliser les potentiels de flexibilité considérables. Il en découle des économies de coûts pour les gestionnaires de réseau et des recettes supplémentaires pour les autoconsommateurs. L'imputabilité fondamentale des coûts liés à l'utilisation des flexibilités et la nécessaire prise en compte de la flexibilité dans la planification du réseau garantissent que les gestionnaires de réseau aient aussi une incitation économique à recourir aux flexibilités. En outre, des droits d'utilisation garantis des gestionnaires de réseau de distribution sont définis de manière à induire un développement optimisé du réseau dans le cadre des possibilités d'ajustement et de gestion juridiquement établies.
- La *liberté de choix des systèmes de mesure* entraîne une amélioration de l'efficacité s'agissant des groupes de clients au bénéfice du choix. Pour ce qui est des prestations de mesure et de l'exploitation des stations de mesure, la situation au niveau des prix et de la qualité des prestations fournies par les gestionnaires de réseau n'est pas toujours satisfaisante (surtout pour les gros consommateurs finaux). Le libre choix permet le développement d'un marché liquide en particulier avec les gros clients, comme le montrent les expériences gagnées à l'étranger (p. ex. en Allemagne, en Grande-Bretagne ou aux Pays-Bas). De plus, des coûts de mesure excessifs peuvent empêcher la progression des installations visant l'utilisation des nouvelles énergies renouvelables; une qualité des données insuffisante peut remettre en question des modèles d'affaires basés sur la disponibilité des données.

Les *autres mesures* visent d'autres déficits réglementaires du droit en vigueur; il s'agit en particulier d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en cas d'urgence. L'El-Com est partiellement renforcée, puisqu'elle pourra faire valoir elle-même son expertise en cas de recours auprès du Tribunal fédéral. Il s'agit là d'un progrès compte tenu de la complexité croissante des questions de régulation.

Globalement, l'ouverture complète du marché devrait apporter des gains qualitatifs dans l'économie suisse et des incitations supplémentaires à l'efficacité dans la branche de l'électricité. Elle garantit de plus l'intégration accrue de la Suisse dans le marché européen et de ce fait, fondamentalement, la sécurité d'approvisionnement de notre pays. Le modèle proche de la réalité du marché soutient la mise en œuvre de la Stra-

---

tégie énergétique 2050. La consolidation de la sécurité d’approvisionnement par l’institution d’une réserve de stockage est mise en œuvre à un faible coût macroéconomique. Les autres mesures, principalement liées au réseau, se caractérisent globalement par leur faible coût de mise en œuvre et de sensibles avantages.

## 1.5 Financement des tâches supplémentaires

L’institution d’une réserve de stockage entraînera de nouvelles tâches pour Swissgrid. Ces tâches s’inscrivent dans sa responsabilité pour le système à l’échelle de la Suisse. Leur accomplissement permet d’assurer la sécurité d’approvisionnement même dans des situations extrêmes et inattendues. Le coût supplémentaire, de quelques dizaines de millions de francs, est justifié si on considère les coûts économiques importants d’une panne d’électricité généralisée (*black-out*). La réserve de stockage doit être comprise comme une assurance supplémentaire pour l’approvisionnement en électricité de la Suisse.

## 1.6 Comparaison avec le droit étranger, notamment européen

Les marchés de l’électricité de l’UE ont été complètement ouverts en 2007 par le deuxième train de mesures de l’UE concernant le marché intérieur de l’énergie, la mise en œuvre des directives UE correspondantes devant être réalisée sur le plan national jusqu’en 2004, respectivement 2007. Dans le cadre du développement des marchés européens de l’électricité, un rôle essentiel revient notamment aux larges réformes découlant du train de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens» («Clean Energy Package», CEP). Ces réformes visent principalement à garantir la réalisation des objectifs fixés par l’Accord de Paris sur le climat tout en renforçant le marché commun.

### *Train de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens»*

Le train de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens» vise prioritairement à améliorer l’efficacité énergétique, à permettre une participation plus complète des petits clients au marché commun et à assurer une sécurité d’approvisionnement compatible avec la libre concurrence. Il se trouve jusqu’à la fin de 2018 en phase de coordination entre les institutions politiques de l’UE (délibération tripartite entre le Conseil, le Parlement et la Commission). Son entrée en vigueur devrait survenir en 2019. Simultanément, l’UE s’efforce de réduire effectivement les certificats SEQUE-UE dès 2019, afin d’accroître l’impact fiscal du prix du CO<sub>2</sub>.

Les principaux éléments de ces réformes sont présentés ci-après.

---

### *Augmentation de la part des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*

Moyennant une révision<sup>34</sup> de la directive 2009/28/CE<sup>35</sup>, l'UE entend atteindre l'objectif d'une proportion d'au moins 32% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. A cet effet, la part des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité doit s'élever à au moins 45% d'ici à 2030. Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables doivent être conçus dans le respect de la concurrence, de la non-discrimination et du rapport coût-efficacité. Ils doivent être ouverts à raison d'au moins 10% aux projets nouvellement mis au concours à partir des autres Etats membres. De plus, à l'échelle de l'UE, l'efficacité énergétique doit obligatoirement progresser d'au moins 32,5% jusqu'en 2030. Cet objectif contraignant au niveau de l'UE doit être réalisé à l'aide d'objectifs nationaux indicatifs.

### *Révision de la régulation du marché intérieur de l'électricité*

La refonte<sup>36</sup> de la directive 2009/72/CE<sup>37</sup> vise à renforcer un marché intérieur de l'électricité répondant aux règles de l'offre et de la demande, orienté vers le consommateur et flexible. Les rôles et les droits des consommateurs doivent être prioritairement renforcés de manière à ce que les petits consommateurs puissent participer plus activement au marché. Dans ce contexte, la directive révisée doit fixer un cadre axé sur le marché pour la production propre et pour le recours intermédiaire aux agrégateurs. Elle concrétise en outre les tâches et les obligations des gestionnaires du réseau de transport et des gestionnaires d'un réseau de distribution. Il faut mettre un terme dans toute la mesure du possible à la régulation des prix pour les clients finaux et prévoir des incitations efficaces au niveau de l'exploitation et de la planification du réseau.

Un nouveau règlement sur le marché intérieur de l'électricité<sup>38</sup> doit également renforcer les mécanismes du marché. Cet objectif comprend notamment une responsabilité accrue de tous les acteurs sur le marché en matière d'équilibre, des améliorations

<sup>34</sup> Cf Communiqué de presse du 14 juin 2018 de la Commission européenne (<http://ec.europa.eu> > Services de presse > Communiqués de presse et notifications > Base de données des communiqués de presse > Europe leads the global clean energy transition: Commission welcomes ambitious agreement on further renewable energy development in the EU) ou ([http://europa.eu/rapid/press-release\\_STATEMENT-18-4155\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-4155_en.htm))

<sup>35</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, JO L 140 du 5.6.2009, p. 16.

<sup>36</sup> Proposition de Directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte), émise le 23 février 2017 par la Commission européenne, COM(2016) 864 final (Projet disponible sous: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/COM-2016-864-F1-FR-MAIN-PART-1.PDF>).

<sup>37</sup> Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, FO L 211 du 14.8.2009, p. 55.

<sup>38</sup> Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité (refonte), émise le 23 février 2017 par la Commission européenne, COM(2016) 861 final (Projet disponibles sous: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/COM-2016-861-F1-FR-MAIN-PART-1.PDF>.)

---

du négoce à court terme, des dispositions basées sur le marché s'agissant de la redistribution («redispatching»), interventions ciblées dans la puissance de production des centrales électriques dans le but de protéger les tronçons de conduite d'une surcharge) et de l'ajustement ainsi qu'une vérification des zones tarifaires en fonction des congestions du réseau. De plus, les Etats membres doivent coordonner les mécanismes nationaux visant à assurer la sécurité d'approvisionnement (mécanismes de capacité) avec les pays voisins et l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). De tels mécanismes ne sont à envisager qu'en dernier recours et ils ne doivent pas entraîner des distorsions du marché ou des entraves au commerce transfrontalier. La décision pour ou contre un mécanisme de capacité déterminé doit reposer, dans les Etats membres, sur une évaluation de l'adéquation du système à l'échelle de l'UE, de manière à ce qu'un tel mécanisme ne soit mis en place, avec le concours des partenaires européens, que si un problème de sécurité d'approvisionnement est prouvé. La participation de fournisseurs étrangers à cette mise en place doit alors être aussi possible. L'ACER doit approuver la méthodologie utilisée. Un marché de capacité ne saurait également être disponible en permanence et il doit être approuvé tous les cinq ans. Il faut avant toute chose que les Etats membres conçoivent l'introduction d'une réserve stratégique, en dehors du marché, pour faire face aux éventuels problèmes de sécurité d'approvisionnement lorsqu'ils sont prouvés.

#### *Sécurité de l'approvisionnement et prévention des risques*

Un nouveau règlement sur la préparation aux risques<sup>39</sup> doit prévoir des plans de prévention des risques contraignants au niveau national. Ces plans, qui seront établis tous les trois ans sur la base de scénarios régionaux uniformes, comprendront une partie nationale et une partie régionale. Outre ces plans nationaux de prévention des risques, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) doit exécuter des évaluations saisonnières de l'adéquation du système à l'échelle de l'Europe entière (les Etats tiers sont explicitement inclus), afin de mieux apprécier la probabilité de crises à court et moyen termes.

#### *Pertinence du droit de l'UE en cas de conclusion d'un accord sur l'électricité*

Si les négociations autour d'un accord sur l'électricité venaient à aboutir, le droit européen relatif au marché intérieur de l'électricité serait aussitôt déterminant pour la Suisse, tout comme les règles en matière d'aides d'Etat. La présente révision n'est pas le projet suisse relatif à la mise en œuvre de l'accord sur l'électricité. Un tel projet sera cependant nécessaire pour mettre en œuvre l'accord. Au moment venu, c'est-à-dire lorsque la question de l'accord sur l'électricité sera suffisamment clarifiée (délais, contenu), celui-ci devra éventuellement être coordonné avec le projet de révision faisant l'objet du présent rapport. Ainsi, même si le présent projet n'est pas le projet de

<sup>39</sup> Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE, émise le 30 novembre 2016 par la Commission européenne, COM(2016) 862 final (Projet disponible sous: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1d8d2670-b7b2-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0024.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1d8d2670-b7b2-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0024.02/DOC_1&format=PDF))

---

mise en œuvre d'un accord, les nouveautés qu'il contient doivent se conformer le plus possible au droit de l'UE, afin d'éviter les adaptations ultérieures. Pour ce qui est de certaines mesures, il n'est toutefois pas possible de dire avec certitude si elles sont conformes au droit européen. Les négociations avec l'UE constituent le cadre permettant de discuter de telles questions.

Les nouveautés suivantes revêtent une importance dans le contexte de l'UE:

- *Ouverture complète du marché et approvisionnement de base*: selon le projet, l'examen de l'adéquation dans l'approvisionnement de base sera axé sur une prise en compte des prix comparatifs (les prix du marché servant de référence en lieu et place des coûts de revient), sans toutefois que l'ECom n'exerce un contrôle systématique en raison de la liberté de choix instaurée pour les consommateurs finaux. Un autre élément de l'approvisionnement de base revêtira de l'intérêt, à savoir le produit standard issu des énergies renouvelables indigènes que l'on y proposera. Il s'agira de montrer à l'UE que ce produit standard représente une contribution à l'encouragement des énergies renouvelables et qu'il ne représente qu'une intervention minimale dans le marché, puisque le fournisseur de l'approvisionnement de base est libre de proposer d'autres produits, par exemple des produits moins chers, et que les consommateurs finaux ont la possibilité de choisir l'un de ces autres produits (auprès du même fournisseur de l'approvisionnement de base) ou de changer de fournisseur. Cet élément, intégré dans le système global «ouverture du marché/approvisionnement de base», apparaît acceptable du point de vue du droit de l'UE. En tout cas, l'UE n'a pas émis de critique à l'encontre de cet élément lors d'une première discussion sur les modalités prévues pour l'approvisionnement de base. Toutefois, les délais de changement que le Conseil fédéral fixera (cf. art. 13a) sont importants pour l'UE. Le délai prévu actuellement dans la réglementation envisagée pour intégrer ou quitter l'approvisionnement de base (un changement étant possible une fois par an) est jugé trop long par l'UE compte tenu de sa législation. Cependant, les Etats membres connaissent aussi pour certains des délais longs ou de longueurs disparates.
- En ce qui concerne la *réserve de stockage*, selon la pratique actuelle de l'UE, les règles régissant les aides d'Etat sont actuellement applicables. A ce jour, l'UE a approuvé, parfois après certaines adaptations, tous les marchés de capacité, au nombre desquels elle compte actuellement toutes les formes de réserve stratégique. Mais les règles deviennent de plus en plus strictes. La Suisse devra notamment montrer qu'un besoin existe. Elle pourra se référer au caractère général d'assurance de cette réserve.

Dans l'UE, l'ouverture complète du marché est une réalité depuis 2007, mais la mise en œuvre dans les différents Etats est fort disparate. Des régulations tarifaires subsistent, malgré les directives et les conceptions de la Commission européenne. La plupart des Etats ont conservé jusqu'ici le marché «energy only» (EOM, «energy only market»), mais nombre d'entre eux ont introduit en complément les marchés de capacité ou les réserves stratégiques. La législation de l'UE sur le marché intérieur de l'électricité comprend toujours de nombreux secteurs exempts de directives. Par exemple, les Etats membres décident eux-mêmes de libéraliser les systèmes de mesure. Certains Etats l'ont fait, à l'instar de l'Allemagne, tandis que beaucoup y ont

---

renoncé. A ce stade, l'UE a édicté des règles concernant le comptage intelligent («smart metering»), tout comme la Suisse dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.

## **1.7 Mise en œuvre et évaluation**

Le principe de subsidiarité joue un rôle important dans le droit régissant l'approvisionnement en électricité. Il en restera ainsi, également dans le cadre de la mise en œuvre du présent projet. Le Conseil fédéral édictera les dispositions d'exécution nécessaires et il délèguera l'édiction de dispositions jusqu'au niveau de l'office fédéral pour les réglementations de nature particulièrement technique ou administrative (art. 30, al. 3, LApEl). Ce faisant, il tiendra aussi compte du principe de subsidiarité. L'art. 3, al. 1, LApEl prévoit que la Confédération associe les organisations économiques, notamment, à la mise en œuvre de la loi. Il s'agit d'utiliser de manière optimale les processus, conventions, connaissances et structures existants. Les mesures librement consenties par la branche pour réaliser les objectifs fixés par la LApEl seront prises en compte tant lors de l'édiction de nouvelles règles (p. ex. au niveau de l'ordonnance) que lors de leur exécution. De telles mesures et conventions de la branche seront aussi reprises, si possible et nécessaire, dans la législation d'exécution.

La branche de l'électricité doit globalement conserver la marge de manœuvre nécessaire à l'accomplissement de sa tâche. Inversement, il lui est demandé d'élaborer, dans le cadre prescrit, des concepts et propositions de mise en œuvre de la LApEl généralement acceptés. Cette obligation revêt une importance pratique en particulier dans la mise en œuvre de l'ouverture complète du marché: la branche de l'électricité doit notamment élaborer des solutions pour permettre et garantir concrètement un accès au réseau exempt de discrimination. Ce faisant, elle doit veiller à ce que des obstacles administratifs, techniques ou financiers n'entravent pas l'accès au réseau des petits consommateurs finaux et que les nouveaux fournisseurs arrivant sur le marché ne soient pas désavantagés. Les conditions à satisfaire pour que les ménages et les petites entreprises fassent effectivement usage du libre choix de leur fournisseur se distinguent radicalement des conditions fixées, en partie au niveau de l'ordonnance, en partie par des conventions de branche, pour la première étape de l'ouverture du marché. Dans un marché complètement ouvert, il faudrait notamment simplifier les modalités du changement de fournisseur. Dans ce contexte, il importe de développer, pour les fournisseurs et les consommateurs finaux, des conditions contractuelles exemptes de discrimination et adaptées au marché de masse et il faut fixer des formats de données uniformes standardisés. Globalement, la charge liée au changement de fournisseur doit rester minimale pour les consommateurs finaux. Il faut, autant que possible, donner aux petits consommateurs la possibilité d'effectuer toutes les démarches nécessaires à un changement de fournisseur avec un seul interlocuteur.

La branche de l'électricité est également concernée par la régulation des flexibilités. Elle doit prendre en compte le potentiel d'utilisation des flexibilités dans sa planification du réseau. Elle doit ensuite élaborer notamment les détails de la régulation et les méthodes concrètes de tarification et de recours aux flexibilités. De plus, les dispositions réglementaires de la branche devront garantir que les détenteurs de flexibilités ne

---

soient pas discriminés lorsque les gestionnaires de réseau de distribution en feront usage. La branche devra en outre fixer des règles tenant dûment compte des effets externes du recours aux flexibilités sur les autres participants au marché.

Les mesures proposées dans le présent projet seront évaluées au moyen des processus éprouvés de l'analyse des impacts de la LApEI. Dans ce contexte, l'ElCom joue un rôle essentiel: en sa qualité de régulateur, elle observe les évolutions sur les marchés de l'électricité et la situation en matière de sécurité d'approvisionnement, afin de réagir au besoin. Les observations du régulateur alimentent également le rapport sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEI, que l'OFEN établit à intervalles réguliers à l'intention du Conseil fédéral (art. 27, al. 3, OApEI). De plus, l'OFEN devra désormais mener tous les quatre ans, dans le contexte de la régulation Sunshine, une évaluation concernant l'évolution de l'efficacité et des coûts dans le domaine du réseau. Le Conseil fédéral s'appuiera sur cette évaluation pour décider s'il soumet au Parlement un projet instaurant une régulation incitative.

## **1.8 Classement d'interventions parlementaires**

Le Conseil fédéral propose de classer l'intervention parlementaire suivante:

2012 M 12.3253 Réseaux électriques. Assurer des retours sur investissement décents pour permettre la restructuration du système énergétique (N 15.6.12, Gasche; E 13.12.12)

Cette motion exige que les tarifs d'électricité pour l'approvisionnement de base soient fixés en fonction des prix de marché et non plus en fonction des coûts de revient et des contrats d'achat à long terme. Le Conseil fédéral répond à cette attente dans le cadre de l'ouverture complète du marché de l'électricité. L'ElCom examine, sur la base des prix comparatifs d'offres soumises sur le libre marché et selon d'autres critères, si les tarifs sont adéquats dans l'approvisionnement de base.

Le 11 septembre 2018, le Conseil national a adopté la motion «Stimuler les investissements pour maintenir à long terme les installations suisses de production électrique» (18.3000), motion que le Conseil des États avait adoptée lors de la session de printemps 2018. Le Parlement a ainsi chargé le Conseil fédéral de présenter, dans le cadre de la révision de la LApEI, des propositions visant à stimuler l'investissement ou le réinvestissement en faveur du maintien à long terme des installations suisses de production électrique, en particulier hydrauliques. Il a précisé que l'énergie nucléaire devait être exclue et que le système proposé ne devrait, sous cette réserve, pas favoriser une technologie plutôt qu'une autre et qu'il devrait aussi reposer sur les mécanismes du marché. Au vu du délai qui lui est imposé, le Conseil fédéral n'est pas en mesure de concrétiser cette motion dans le projet à mettre en consultation, exception faite de l'instauration d'un produit standard dans l'approvisionnement de base. Le calendrier en question découle de l'art. 30, al. 5, LEne, selon lequel le Conseil fédéral doit soumettre, d'ici à 2019, à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire un modèle proche de la réalité du marché pour l'hydraulique. Le présent projet tient compte de cette exigence. Si la procédure de consultation était reportée, il ne resterait

---

pas suffisamment de temps pour l'approbation du message par le Conseil fédéral en 2019.

Par ailleurs, le 8 mars 2018, le Conseil national a adopté les motions «Révision de la LApEl. Etablir une réserve stratégique» (17.3970) et «Marché de l'électricité 2.0. Deuxième étape de la libéralisation du marché de l'électricité» (17.3971). Le Conseil des États n'a pas encore traité ces motions.

## 2 Explications article par article

*Art. 4, al. 1, let. e, g, j, k, l et m*

L'adaptation à la *let. e*, ne correspond pas à une modification matérielle, mais à une clarification qui vise à rendre la réalité vécue. L'énergie de réglage n'est pas fructueusement proposée à Swissgrid des seules centrales électriques, mais aussi des consommateurs finaux ou des agents de stockage. Il n'est pas déterminant de savoir qui propose un service-système, mais il faut savoir si les conditions de préqualification de Swissgrid sont remplies. C'est pourquoi la mention d'un acteur déterminé disparaît (cf. également la modification à l'art. 20, al. 2, let. b).

La *let. g* est modifiée en français et en italien pour des raisons d'ordre rédactionnel uniquement.

Les nouvelles dispositions légales visant les systèmes de mesure (en particulier l'art. 17a et l'art. 17a<sup>bis</sup>) prévoient des droits d'option dans le choix du fournisseur pour la mesure de décompte. Dès lors, il devient important de procéder à une clarification des divers types de mesure. La mesure de décompte comprend aussi bien l'exploitation des stations de mesure que les prestations de mesure. Ces deux concepts reçoivent une définition aux *let. k et l*. La mesure de décompte sert à la facturation. Elle comprend donc les activités nécessaires à la saisie des flux électriques et de la puissance électrique aux points de mesure, de sorte que la rémunération de l'utilisation du réseau, en particulier, puisse être correctement facturée.

Il faut distinguer la mesure de décompte de la mesure d'exploitation visée à la *let. m*, que la loi mentionne au nombre des services-système (art. 4, al. 1, let. g). La mesure d'exploitation comprend la saisie des données de mesure pour la gestion de l'exploitation du réseau, notamment pour assurer le parfait fonctionnement du réseau. Elle concerne les équipements de mesure du gestionnaire de réseau installés sur le réseau. Elle n'est donc pas dissociable de l'exploitation monopolistique du réseau et reste inaccessible aux tiers.

*Art. 4a* Soutirage d'électricité par le réseau à 16,7 Hz

L'art. 4a clarifie le rapport entre le réseau à 50 Hz, réglementé par la LApEl, et le réseau électrique ferroviaire à 16,7 Hz, exploité par les Chemins de fer fédéraux. L'exploitation du réseau à 16,7 Hz n'est en principe pas soumise à la LApEl (sous réserve de dispositions spéciales dans l'OApEl). Mais dans la mesure où le réseau électrique

---

ferroviaire soutire de l'électricité du réseau à 50 Hz, il est réputé (hormis des exceptions) consommateur final au sens de la LApEl. Ces règles de base visant les interactions entre les réseaux à 50 Hz et à 16,7 Hz, précisées à ce stade dans l'ordonnance (art. 1, al. 3, OApEl), sont désormais stipulées, exceptions comprises, au niveau de la loi. Simultanément, la réglementation est complétée par une exception supplémentaire pour une situation dans laquelle l'assimilation du réseau à 16,7 Hz à un consommateur final n'apparaît pas adéquate, à savoir pour les échanges d'eau.

L'*al. 1* établit la règle de base en guise d'introduction, tandis que les *let. a* et *b* constituent les exceptions, l'une et l'autre étant liées à l'exploitation d'une centrale électrique. La *let. a*, qui concerne la question du soutirage d'électricité pour l'exploitation d'une centrale électrique, correspond à la réglementation de l'ordonnance en vigueur (art. 1, al. 3, *let. b*, OApEl). Le soutirage d'électricité du réseau à 50 Hz pour les propres besoins d'une centrale électrique ou pour faire fonctionner les pompes d'une centrale de pompage n'est d'ores et déjà pas assimilable à une consommation finale, conformément à l'art. 4, al. 1, *let. b* (autrement dit, une rémunération de l'utilisation du réseau ne doit pas être versée). Mais comme l'exploitation des équipements à 16,7 Hz passe nécessairement par le réseau à 16,7 Hz, la question se pose, pour de telles installations de production, de savoir si le nécessaire prélèvement d'électricité du réseau à 50 Hz par le réseau à 16,7 Hz est assimilable à une consommation finale (puisque il s'agit d'un soutirage par le réseau à 16,7 Hz) ou non (puisque l'électricité soutirée est destinée au pompage, respectivement aux besoins propres d'une centrale électrique). En l'occurrence, par souci de mettre les centrales électriques raccordées au réseau à 16,7 Hz et les autres centrales électriques sur un pied d'égalité, on a statué qu'il ne s'agit pas de consommation finale. La *let. b* reprend le cas des échanges d'eau. Lorsque, dans des centrales électriques en partenariat, le partenaire A pompe, tandis que simultanément le partenaire B souhaite produire (turbiner), les deux programmes de production annoncés sont consolidés. Par conséquent, la centrale ne produit que la valeur nette, le partenaire A se passe d'énergie de pompage et le partenaire B soutire l'énergie voulue du réseau plutôt que de la centrale. S'agissant de centrales électriques de pompage-turbinage mixtes, l'échange d'eau est sans intérêt pour le partenaire qui opère à 16,7 Hz. En effet, il est considéré comme un consommateur final s'il répond à son besoin d'électricité en la soutirant du réseau à 50 Hz et, à ce titre, il doit payer l'utilisation du réseau. Par contre, s'il pompait «normalement» pour turbiner ensuite, il ne devrait pas rétribuer l'utilisation du réseau. C'est pour quoi une exception est ménagée pour les prélèvements d'électricité effectués en raison d'un échange d'eau. Dans ce contexte, cette mesure ne concerne que le soutirage d'électricité achetée en remplacement de l'énergie soutirée de la centrale électrique. En d'autres termes, le réseau à 16,7 Hz peut soutirer de l'électricité sans devoir rémunérer l'utilisation du réseau à concurrence de la production propre évitée et non pas en fonction de l'énergie de pompage économisée.

Lors de la mise en œuvre des exceptions, il sera crucial de garantir que seuls sont traités de manière privilégiée les soutirages d'électricité survenant dans le cadre des deux cas d'exploitation cités. C'est pour quoi la *let. b* couvre exclusivement les soutirages effectués au sein des centrales électriques. En outre, il va de soi que cet avantage s'applique seulement s'il est prouvé que le soutirage du réseau est intervenu en même temps que l'échange d'eau, respectivement au moment où survenaient les besoins propres de la centrale électrique ou l'actionnement des pompes.

---

En vertu de l'*al. 2*, le Conseil fédéral peut, eu égard au manque de comparabilité avec les installations de production à 50 Hz, prévoir que l'avantage visé à l'*al. 1, let. a*, ne s'applique que si l'électricité est réinjectée dans le réseau à 50 Hz dans un délai déterminé (que ce soit en même quantité ou en quantité différente). Il peut en outre régler d'autres modalités et questions spéciales découlant des interactions entre le réseau à 16,7 Hz et le réseau à 50 Hz. Cela pourrait être impératif, par exemple, si le Conseil fédéral soumettait l'exploitation du réseau à 16,7 Hz à certaines dispositions de la LApEl (cf. art. 2, al. 2) et que cette mesure entraîne des conflits avec les autres règles applicables au réseau. Il faut aussi songer aux dispositions d'ores et déjà fixées dans l'OApEl (art. 1, al. 3 et 3<sup>bis</sup>, OApEl) précisant, par exemple, que le soutirage d'électricité à l'intérieur d'une centrale électrique, pour ses propres besoins de production, n'est évidemment pas considéré comme une consommation finale, ce alors même que sont utilisés au sein de la centrale des éléments qui, du point de vue technique, font partie du réseau de transport.

#### *Art. 5, al. 2*

La nouvelle formulation souligne que l'attribution des zones de desserte par les cantons n'est pas seulement liée à l'exploitation du réseau mais qu'elle implique aussi l'obligation d'assurer l'approvisionnement de base: quiconque exploite le réseau de distribution local est de ce fait également responsable de l'approvisionnement de base dans la zone de desserte considérée. Lors de l'attribution des zones de desserte, qui doit préserver les structures de propriété et d'exploitation d'origine, dans la mesure où celles-ci n'entravent pas l'accomplissement des tâches conforme aux dispositions légales<sup>40</sup>, les cantons doivent donc également veiller à ce que les acteurs soient aptes à assurer l'approvisionnement de base.

#### *Art. 6* Approvisionnement de base

L'art. 6 constitue le cœur de l'ouverture complète du marché (déjà conçue par le Parlement dans le cadre de ses délibérations sur la LApEl). Cette disposition reçoit quelques modifications rédactionnelles par rapport à la version déjà adoptée à l'époque par le législateur, mais non encore entrée en vigueur (anciennement art. 7). C'est ainsi que les aspects concernant le réseau sont conséquemment transposés à l'art. 14. Cette séparation entre les aspects concernant l'énergie (approvisionnement de base) et ceux concernant le réseau clarifie la structure de la loi. Simultanément, la terminologie est épurée: le concept de «tarif d'électricité», qui actuellement recouvre parfois les divers tarifs (énergie et réseau), est désormais réservé exclusivement à l'énergie. La référence aux niveaux de tension disparaît donc de ce fait, car elle n'a de sens qu'en relation avec les tarifs d'utilisation du réseau (cf. 14, al. 3, let. c). De plus, l'art. 12, al. 1, règle dorénavant la publication des divers tarifs. La suppression du cinquième alinéa, introduit en conséquence de la Stratégie énergétique, n'a pas d'incidence matérielle. La réglementation de la consommation propre doit être observée, même en l'absence d'une référence, tant dans l'approvisionnement de base que s'agissant de l'exploitation du réseau.

<sup>40</sup> Arrêt du Tribunal fédéral 2C\_237/2014 du 16 juillet 2014, consid. 5.7.

---

La teneur essentielle de l'actuelle réglementation (le titre la présente comme «Modèle de l'approvisionnement en électricité garanti») reste inchangée. Selon l'*al. 1*, les petits consommateurs (consommation annuelle < 100 MWh) peuvent choisir s'ils veulent recevoir leur électricité du fournisseur de leur choix ou, dans le cadre de l'approvisionnement de base, du gestionnaire du réseau de distribution local. La formulation établit clairement qu'un retour dans l'approvisionnement de base leur reste ouvert.

L'obligation de proposer un produit standard, stipulée à l'*al. 2*, est nouvelle. Ce produit standard se caractérise par l'utilisation d'énergie exclusivement indigène, cette énergie devant être issue, exclusivement ou essentiellement, d'énergies renouvelables. La part minimale d'énergie renouvelable est fixée au niveau de l'ordonnance (cf. al. 4, let. b). Les garanties d'origine (art. 9 LEné) apporteront la preuve de l'origine et de la qualité écologique de l'électricité fournie. Les garanties non librement négociables qui proviennent des installations participant au système de rétribution de l'injection seront réparties uniformément entre tous les consommateurs finaux, comme c'est d'ores et déjà le cas (cf. art. 4, al. 5, de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie, [OEné]<sup>41</sup>), et prises en compte dans le calcul de la part minimale requise. Il est loisible aux gestionnaires d'un réseau de distribution de proposer encore d'autres produits dans le cadre de l'approvisionnement de base. Toutefois, sous réserve d'un choix expressément différent du consommateur final concerné, l'approvisionnement de base repose sur le produit standard.

Conformément à l'*al. 3*, 1<sup>re</sup> phrase, les tarifs d'électricité resteront définis en fonction des caractéristiques de consommation. Il est ainsi exclu que des consommateurs finaux autoconsommateurs soient systématiquement favorisés ou défavorisés. La 2<sup>e</sup> phrase introduit un renoncement à la réglementation actuelle basée sur les coûts de revient: l'exigence d'une comptabilité par unité d'imputation disparaît. Désormais, l'adéquation des tarifs d'électricité sera évaluée en fonction de la réalité du marché, à l'aide des prix auxquels des produits électriques comparables sont proposés sur le libre marché (prix comparatifs du marché), c'est-à-dire notamment en regard des prix facturés aux consommateurs finaux du segment de clientèle correspondant. Les prix de gros peuvent, eux aussi, constituer des références. Certaines marges de tolérance doivent être accordées aux gestionnaires d'un réseau de distribution s'agissant de fixer des tarifs adéquats. Comme ils doivent fixer les tarifs à l'avance, mais que les prix de marché ne sont pas prévisibles avec certitude, ils doivent calculer une certaine marge de manœuvre. C'est pourquoi l'ElCom pourra procéder au contrôle des tarifs en ménageant des plages de tolérance. En ce qui concerne la comparabilité des différents produits électriques, il faut surtout considérer la qualité écologique et l'origine géographique sur la base des garanties d'origine fournies lors de la livraison de l'électricité au consommateur final et tenir éventuellement compte aussi de critères supplémentaires tels que les modalités de paiement, les catégories de consommation différentes et la diversité des prix dans l'approvisionnement de base. Le renoncement à la réglementation basée sur les coûts de revient a pour effet de supprimer toute différence de couverture annuelle. Toute rémunération perçue de façon inappropriée (une décision correspondante de l'ElCom est désormais requise) devra être remboursée via une baisse correspondante des tarifs d'électricité des années suivantes, conformément à la pratique en vigueur jusqu'ici. A défaut, l'ElCom peut procéder à une réduction

<sup>41</sup> RS 730.01

---

des tarifs, en vertu de l'art. 22, al. 2, let. b. A titre transitoire, les différences de couverture positives ou négatives échues avant l'entrée en vigueur des modifications de la loi peuvent, ou doivent, être compensées sur le plan tarifaire.

Selon l'al. 4, let. a, le Conseil fédéral règle les modalités concernant la détermination des prix comparatifs du marché. Sur cette base, il peut prévoir, par exemple, que des prix de marché étrangers aussi servent de référence comparative. Cette méthode pourrait s'avérer importante dans la phase initiale, lorsque les indices représentatifs de prix pertinents feront encore défaut en Suisse. S'agissant de la part minimale d'énergies renouvelables du produit électrique standard prévue à la let. b, il pourrait être envisageable que cette part augmente progressivement, en fonction des objectifs de développement de la production électrique renouvelable (art. 2 LEne), pour atteindre finalement 100%.

#### *Art. 7 Approvisionnement de remplacement*

L'approvisionnement de remplacement intervient, d'une part, lorsqu'un consommateur final n'a pas conclu de nouveau contrat de livraison en temps utile au terme d'un accord de fourniture d'électricité, que le contrat ait été résilié ou qu'il ait été de durée déterminée dès le début. D'autre part, l'approvisionnement de remplacement est aussi d'actualité si le fournisseur d'électricité choisi par le consommateur final fait défection, c'est-à-dire lorsqu'il ne remplit plus dûment son obligation contractuelle de livrer (p. ex. en cas de faillite). Cependant, l'approvisionnement de remplacement ne survient pas obligatoirement en dernier recours: le consommateur final reste libre de choisir une autre solution (contractuelle) au préalable ou sur le moment. Il semble par ailleurs judicieux que les consommateurs finaux puissent à nouveau quitter l'approvisionnement de remplacement après seulement un mois (cf. commentaires au sujet de l'art. 13c). L'approvisionnement de remplacement n'est soumis à aucun régime tarifaire. Toutefois, si le gestionnaire d'un réseau de distribution abuse de sa position unique comme fournisseur de remplacement, l'ElCom peut intervenir et interdire les conditions inadaptées, en particulier les abus tarifaires (art. 22, al. 2, let. c). Les tarifs de l'approvisionnement de base et les prix du marché spot en vigueur peuvent par exemple servir de référence. Les prix du marché spot donnent une indication des conditions auxquelles les quantités d'électricité livrables à court terme étaient disponibles pendant la période concernée.

#### *Art. 8, al. 1<sup>bis</sup>*

Etant donné que le gestionnaire de réseau ne peut pourvoir pleinement à la sécurité du réseau, comme il lui incombe (art. 8, al. 1, let. a), qu'avec le soutien d'autres acteurs, l'al. 1<sup>bis</sup> stipule qu'il doit recevoir à cet effet le soutien des acteurs raccordés à son réseau. Comme il en découle de l'emplacement de l'art. 8 dans la loi, les mesures prises par le gestionnaire de réseau pour assurer la sécurité de l'exploitation du réseau visent à assurer la sécurité de l'approvisionnement (voir aussi le message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité <sup>42</sup>). L'al. 1<sup>bis</sup> ne s'applique donc

<sup>42</sup> FF 2005 1493 (1531)

---

notamment pas aux mesures visant à éviter les risques et les dommages pour les personnes ou les biens prises dans le but de respecter la loi du 24 juin 1902 sur l'électricité<sup>43</sup> et ses dispositions d'exécution. Les dispositions relatives à l'utilisation des flexibilités (cf. art. 17b<sup>bis</sup>), les réglementations, les normes et les recommandations d'organisations techniques reconnues devront être prises en compte lors de la mise en œuvre pratique du devoir de soutien visé à l'al. 1<sup>bis</sup>. Au-delà de la personne raccordée au réseau au sens strict, le critère du raccordement s'applique par exemple également au consommateur final locataire et au propriétaire de l'immeuble, indépendamment de savoir qui a conclu un contrat de raccordement au réseau avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les acteurs indirectement raccordés à un réseau tels que les producteurs d'électricité et les consommateurs finaux d'un réseau de faible envergure ou faisant partie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre entrent également dans le champ d'application de cette disposition. Sont enfin également soumis à cette obligation de soutien les autres gestionnaires dont le réseau est relié à celui du gestionnaire de réseau visé. La phrase introductive de l'art. 8, al. 1, implique déjà une obligation générale de coordination entre les gestionnaires de réseau. Le degré de l'obligation de soutien dépend, de cas en cas, de l'acteur concret et de son influence potentielle sur la sécurité du réseau. Par exemple, l'obligation sera plus importante s'il s'agit d'une grande centrale de pompage-turbinage que d'un entrepôt frigorifique raccordé au réseau à moyenne tension. L'expression «mesures visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau» comprend aussi bien les mesures en lien avec l'exploitation normale que celles visant à prévenir ou à éliminer une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau. Si la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est menacée, les directives spécifiques de l'art. 20a, s'appliquent.

#### *Art. 8a* Réserve de stockage pour les situations d'approvisionnement critiques

*Al. 1:* La réserve de stockage est un élément fixe qui vient s'ajouter aux instruments existants qui servent à la sécurité de l'approvisionnement. Il ne s'agit pas d'un instrument «dormant», qui ne serait activé que les années où un besoin semble possible ou probable ni d'une des mesures visées à l'art. 9 LApEl. Elle revêt un caractère d'assurance et de nombreuses raisons sont susceptibles d'entraîner son déclenchement. Elle ne peut toutefois pas pallier toutes les formes de défaillance du marché. Le seuil de sollicitation de la réserve, ou plus précisément la «situation exceptionnelle» exigée apparaîtra en règle générale, après la clôture du négoce, sous forme d'un déficit du bilan électrique global de la Suisse. Un tel déficit dépasse les fluctuations habituelles que peuvent compenser les services-système (énergie de réglage). Par conséquent, cette réserve n'est pas conçue pour résoudre des problèmes régionaux rencontrés dans l'exploitation du réseau (pannes d'électricité locales). Les acteurs du marché (responsables des groupes-bilan) doivent équilibrer leurs bilans grâce au marché. Même s'il devait être nécessaire de recourir rapidement à la réserve, le besoin se dessinera généralement quelque temps au préalable (semaine, jours).

La réserve de stockage présente donc un seuil d'entrée élevé, mais il est plus bas que les mesures prévues par la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique

<sup>43</sup> RS 734.0

---

du pays (LAP)<sup>44</sup>, qui régit les mesures en cas de pénurie grave. Cette réserve peut toutefois, selon les circonstances, permettre d'éviter le recours aux instruments de la LAP ou de le repousser pendant qu'elle pallie les besoins dans un premier temps. Les responsables de la constitution de la réserve, à savoir l'EiCom et Swissgrid, sont tenus de communiquer aux services responsables de la LAP toutes les informations nécessaires concernant la réserve pour l'année en cours.

L'énergie ainsi réservée est sortie du marché, de sorte que la réserve ne va pas à son encounter. Par ailleurs, cette dernière n'est pas une réserve de capacité, mais une réserve d'énergie (conservation d'énergie). Aucune obligation supplémentaire de réserver de la puissance ne complète l'obligation de réserver de l'énergie. Bien au contraire, la puissance peut être utilisée sur le marché.

*L'al. 2* régleme la droite de participer à la réserve. Celle-ci doit être indigène, mais aucune technologie n'est à privilégier en particulier. La grande hydraulique est prédestinée pour y participer. Les usines d'incinération des ordures ménagères ou les grands accumulateurs, par exemple, sont pressentis. La maîtrise de la demande en énergie (MDE) s'ouvrira peut-être à l'avenir. Aucune obligation de participer n'est prévue. L'éventualité qu'aucun exploitant approprié ne participe à l'appel d'offres est jugée improbable.

*Al. 3:* La tâche de veiller à la constitution de la réserve est partagée en deux: l'EiCom est chargée d'établir les valeurs clés et les spécifications préalables et Swissgrid est responsable de la gestion de la réserve et des mesures opérationnelles (al. 4). L'EL-Com est surtout chargée de déterminer (d'entente avec Swissgrid) le dimensionnement précis de la réserve, en d'autres termes de chiffrer le volume de la réserve, une donnée qui découle des directives du Conseil fédéral et repose sur les besoins ou les conditions qui prévalent l'année concernée. Il convient notamment de définir la durée de conservation (p. ex. de mi-mars à mi-mai) et les modalités précises de l'appel d'offres, qui peuvent toutefois demeurer inchangées pendant plusieurs années. Il convient donc d'établir des lignes directrices pour les divers versements en lien avec la réserve: s'ajoutent à la rémunération octroyée pour la constitution de la réserve, qui est définie par appel d'offres, l'indemnisation en cas de recours à la réserve et les pénalités (dont doivent s'acquitter ceux qui ne rempliraient pas les obligations liées à la réserve). L'EiCom doit établir le cadre de ces deux éléments de façon à ce que Swissgrid (al. 4) puisse calculer précisément, selon le cas ou la situation, les montants adéquats. L'EiCom peut par ailleurs définir un plafond pour la rémunération octroyée pour la constitution de la réserve en cas d'absence d'une vraie concurrence (imputable à un nombre trop faible d'offrants).

*Al. 4* Swissgrid est chargée de gérer la réserve dans le cadre défini par la loi, l'ordonnance et les grandes lignes établies par l'EiCom. Cette tâche devrait globalement se dérouler de manière analogue à celle de l'acquisition de services-système. Swissgrid doit elle aussi établir des spécifications préalables précisant celles de l'EiCom. Les critères d'adjudication et les critères d'aptitude seront importants, les aspects techniques et éventuellement locaux étant prioritaires. Si le cercle des participants est ouvert en principe, conformément à l'al. 2, les critères d'aptitude permettent de le restreindre. C'est ainsi Swissgrid qui se charge de l'appel d'offres proprement dit, qui

---

permet de déterminer les participants. Une participation peut être prévue d'emblée pour plusieurs années, par exemple uniquement pour une partie de la réserve. Le nombre d'exploitants de stockage participant à la réserve dépend de Swissgrid ou de la conception annuelle de l'appel d'offres concerné et de son résultat. Des regroupements («pooling») sont aussi envisageables. Comme il est d'usage dans le cadre des appels d'offres, c'est celui-ci qui permet de déterminer la rémunération reçue par les exploitants pour l'énergie qu'ils conservent (le montant de la rémunération constitue simultanément un important critère d'attribution). Les conventions à passer avec chacun des exploitants doivent être aussi uniformes que possible, hormis les cas où les spécifications d'un participant doivent être pris en compte. L'indispensable coopération entre Swissgrid et les participants reposera finalement sur ces conventions. Il n'en demeure pas moins que des décisions souveraines pourront s'avérer nécessaires au bon fonctionnement. Ces dernières sont également du ressort de l'ElCom (art. 22), celle-ci étant souvent informée par Swissgrid de certains faits nécessitant de prendre les mesures qui s'imposent.

*L'al. 5* décrit la procédure de recours à la réserve de stockage, qui se fait en plusieurs étapes, ainsi que les conditions qui génèrent généralement un besoin (équilibre de marché inexistant, épuisement du potentiel d'énergie de réglage disponible sur le marché); le redispatching peut éventuellement être envisagé. La procédure commence par la phase d'observation de la situation en matière d'approvisionnement dans le cadre de laquelle Swissgrid contrôle que les obligations liées à la réserve sont respectées. Cette tâche, qui n'est pas toujours simple, p. ex. dans le cas de centrales partenaires, suppose un bon niveau d'information de Swissgrid. C'est pourquoi les exploitants sont tenus – à l'égard de Swissgrid et, si cela s'avère nécessaire, de l'ElCom - d'assurer la transparence, de fournir les renseignements voulus et, au besoin, de consentir l'accès à leurs installations (al. 6, let. c) pendant la phase préalable mais aussi pendant la période précédant et suivant immédiatement la libération de la réserve et le recours à celle-ci. Cette procédure se déroule en deux temps, à savoir la libération de la réserve et le recours à la réserve. Elle n'est activée que si l'obligation de recourir à la réserve devient probable. La libération de la réserve, du ressort de l'ElCom, constitue l'autorisation fondamentale habilitant Swissgrid à recourir par la suite à la réserve de manière assez libre, après une évaluation en bonne et due forme. Il n'est pas nécessaire d'impliquer l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) à la procédure de libération, mais celui-ci doit bien entendu en être informé. En cas d'urgence, il doit être possible de recourir à la réserve sans libération préalable: le Conseil fédéral pourra régler ce point (al. 6, let. b). En cas de recours effectif à la réserve, Swissgrid ne doit pas recourir à toute l'énergie disponible, mais seulement celle qui est nécessaire. Elle ne doit pas non plus impliquer tous les participants à la réserve et peut se limiter, compte tenu du problème qui se présente, à contacter ceux qui s'y prêtent. A cette fin, Swissgrid requiert une marge de manœuvre, mais elle est tenue d'agir équitablement et sans arbitraire. L'éventuel recours à la réserve est indemnisé séparément, c'est-à-dire en sus de la rémunération pour la conservation d'énergie. Pour que les participants à la réserve ne soient pas incités à provoquer un recours à la réserve par un comportement spécial sur le marché (p. ex. en retenant de l'énergie hors du marché), la rétribution de l'énergie prélevée dans la réserve doit être sensiblement inférieure au prix du marché noté au moment du recours. L'imputation

---

des coûts de l'indemnisation du recours doit fonctionner comme pour l'énergie d'ajustement. Les groupes-bilan à l'origine de déséquilibres nécessitant le recours à la réserve doivent en assumer les conséquences financières (al. 6, let. e). Les recettes y relatives peuvent être utilisées pour financer les indemnités. Dans l'intervalle, la rémunération octroyée pour la constitution de la réserve est financée au moyen de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

L'al. 6 contient des normes de délégation. Le Conseil fédéral doit fixer les critères de dimensionnement de la réserve, dont le volume est déterminant. Il s'en acquittera en se fondant sur les faits, c'est-à-dire en s'appuyant sur une analyse des risques menaçant la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait notamment arrêter une période, par exemple deux semaines, pendant laquelle il doit être possible de couvrir en tout temps l'intégralité des besoins en électricité de la Suisse par les centrales électriques indigènes. Vient ensuite le déroulement du recours à la réserve (let. b), qui doit survenir après la clôture du négoce. Si la demande d'électricité sur le marché J-1 est plus importante que l'offre et si le marché intrajournalier ne permet pas non plus de combler cette lacune (équilibre de marché inexistant), Swissgrid prélève l'énergie manquante dans la réserve. Ainsi, l'énergie de la réserve reste hors du marché et ne le perturbe pas. Le moment choisi pour le recours à la réserve (après la clôture du négoce) permet d'éviter les flux de la réserve vers l'étranger sans pour autant interdire les exportations. Il faudra aussi prêter attention au marché des services-système afin d'éviter des perturbations sur celui-ci. La possibilité de dissoudre la réserve de manière anticipée est ensuite abordée: il s'agit de pouvoir affirmer clairement, telle ou telle année, que la réserve n'est, à titre exceptionnel, plus nécessaire lorsqu'on le constate avant même la fin de la période de conservation d'énergie. Dans ce cas, les exploitants qui participent à la réserve doivent être déchargés de leur obligation plus tôt que prévu, de sorte que l'énergie en question puisse regagner le marché. La délégation comprendrait également une réglementation de la restitution des fonds destinés à la constitution de la réserve déjà versés. Ce type de réglementation pouvant s'avérer complexe, il est possible qu'on y renonce, étant donné que la résiliation anticipée doit rester l'exception. Les exploitants pourraient ainsi conserver la rémunération obtenue pour la constitution de la réserve. Normalement, c'est-à-dire sans dissolution de la réserve ni décharge anticipée des exploitants, l'obligation de réservation ou de conservation d'énergie s'éteint à l'expiration de la période de conservation. La let. c vise l'obligation déjà mentionnée, faite aux exploitants participant à la réserve, de fournir des renseignements et les droits d'accès. Fondamentalement, ces obligations sont donc déjà ancrées dans la loi. Il s'agit, par exemple pour la force hydraulique, d'informations telles que les niveaux d'eau, les courbes du niveau/contenu en énergie, les apports d'énergie, les calendriers de production ou la répartition entre les partenaires de la centrale. Les infractions entraînent des sanctions pénales. Comme déjà mentionné, la réserve de stockage est utilisée à des fins de rééquilibrage d'un ou de plusieurs groupes-bilan. Mais une prime sensible, analogue au mécanisme appliqué à l'énergie d'ajustement, doit encourager les groupes-bilan à tout entreprendre pour qu'il ne soit pas nécessaire de recourir à la réserve. Le Conseil fédéral arrêtera le cadre de cette prime, en se fondant sur des critères appropriés (let. e), et pourra laisser à Swissgrid le soin de l'appliquer adéquatement en fixant le montant de la prime de cas en cas.

---

## Art. 12 Information et facturation

En raison des droits d'option dans le domaine de la mesure de décompte, les gestionnaires d'un réseau devront dorénavant aussi fixer les tarifs de mesure (art. 17a<sup>bis</sup>). A l'instar des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité, ces tarifs de mesure doivent aussi être publiés. L'al. 1 précise en outre que les exigences techniques et les exigences d'exploitation minimales à publier concernent le raccordement au réseau. Cette clarification ne change rien à la perception actuelle du droit (cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité<sup>45</sup>).

Selon l'al. 2, le Conseil fédéral peut obliger les gestionnaires d'un réseau de distribution et les fournisseurs d'électricité du libre marché chargés d'assurer l'approvisionnement de base de fournir en soumettant leur offre certaines indications sur les produits électriques proposés. Il s'agit par exemple d'indiquer le mix électrique prévu (origine et agents énergétiques), de ventiler les diverses composantes de la rémunération (en particulier les diverses composantes tarifaires) ou de présenter certaines modalités contractuelles (p.ex. conditions de paiement, délais et termes de résiliation). Cette disposition est notamment d'importance en relation avec l'art. 6, al. 2, en vertu duquel le produit standard de l'approvisionnement de base doit présenter une proportion minimale d'électricité issues des énergies renouvelables à fixer par le Conseil fédéral.

La reformulation de l'actuel al. 2 (désormais al. 3) est liée aux changements dans le domaine de la mesure. A des fins de transparence, il faut aussi désormais que la rémunération demandée pour la mesure de décompte soit aussi présentée séparément, en distinguant notamment l'exploitation d'une station de mesure des prestations de mesure.

Le contenu de l'ancien al. 3 est transféré dans le nouvel art. 13a, al. 2.

## Art. 13, al. 3

Le traitement privilégié prévu par les dispositions actuelles de l'al. 3 lors de l'attribution de capacités de réseau pour la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base (let. a ou b) et pour la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables (let. c) n'est pas applicable en pratique pour des raisons techniques liées au système. Il n'est possible de privilégier certaines technologies de production que lors de l'injection dans le réseau (cf. p. ex. art. 15 L<sub>En</sub>) et (par le système des groupes-bilan) au niveau de l'attribution des capacités du réseau de transport transfrontalier (cf. art. 17, al. 1 et 2). Par contre, une attribution différenciée des capacités du réseau n'est pas possible à l'intérieur de la zone de réglage Suisse. L'al. 3 est donc supprimé, car il s'est avéré dénué de sens dans la pratique.

<sup>45</sup> FF 2005 1493 (1531)

---

### *Art. 13a Processus de changement*

Conformément à l'*al. 1*, le Conseil fédéral doit définir, en édictant les dispositions d'exécution, le cadre normatif nécessaire au bon déroulement des divers processus de changement. Il peut notamment indiquer aux acteurs de la branche le délai dans lequel un changement de fournisseur doit être traité. S'agissant des changements concernant l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement, le Conseil fédéral doit notamment définir les délais et les dates déterminants. Il apparaît opportun de prévoir la possibilité d'intégrer et de quitter l'approvisionnement de base une fois par an (judicieusement à la fin de l'année), de manière à ce que les petits consommateurs (consommation annuelle < 100 MWh) puissent régulièrement changer sans exercer sur les tarifs d'électricité une pression à la hausse disproportionnée en raison des difficultés à planifier. Des changements trop fréquents contraindraient le fournisseur de base à acquérir à court terme et, par conséquent, à des prix élevés. En ce qui concerne les contrats d'électricité conclus par les petits consommateurs, le Conseil fédéral devra au moins prévoir qu'ils soient résiliables, en respectant un délai déterminé, pour la fin de l'année, sans quoi la possibilité de réintégrer l'approvisionnement de base au début de chaque année civile, comme cela est envisagé, serait exclue. Concernant l'approvisionnement de remplacement, il apparaît judicieux que les consommateurs finaux puissent réintégrer le libre marché ou l'approvisionnement de base après seulement un mois. Le choix d'un délai aussi court que possible se justifie par le fait que l'approvisionnement de remplacement ne relève pas d'un régime tarifaire mais d'une surveillance des conditions abusives (cf. art. 22, al. 2, let. c). Le Conseil fédéral peut en outre assigner aux acteurs impliqués des tâches nécessaires au déroulement des processus concurrentiels (en imposant p. ex. des obligations d'annoncer).

Le déroulement des processus de changement génère des coûts pour les gestionnaires d'un réseau de distribution. Bien que ces coûts soient en principe attribuables à un consommateur final déterminé, l'*al. 2* interdit la facturation individuelle de ces coûts. Cette clause vise à empêcher que les gestionnaires d'un réseau de distribution n'entravent l'accès au marché en imposant des coûts de changement. Les changements de fournisseurs sur le libre marché ou le passage entre le marché et le monopole (approvisionnement de base et approvisionnement de remplacement) peuvent causer tant des coûts de réseau que des coûts d'énergie. Les premiers sont comptabilisables dans les tarifs d'utilisation du réseau, tandis que les derniers le sont dans les tarifs d'électricité ou dans les conditions de l'approvisionnement de remplacement.

### *Art. 14 Titre et al. 3, phrase introductive, 3<sup>bis</sup> et 3<sup>ter</sup>*

A l'instar des tarifs d'électricité, les tarifs d'utilisation du réseau sont aussi fixés pour une année. Ce principe découle des art. 6 et 7 actuels. Afin de donner une structure plus cohérente à la loi, les aspects concernant le réseau sont désormais traités séparément et cette clause fait donc l'objet d'un *al. 3* distinct.

L'*al. 3<sup>bis</sup> c*, dispose que les dispositions tarifaires générales (cf. art. 14, al. 3, let. a à e) s'appliquent aussi aux consommateurs finaux des sites de consommation utilisés à l'année et raccordés au niveau de réseau le plus bas (niveau de réseau 7). Il apparaît indiqué d'inscrire cette précision au niveau de la loi, car il s'agit des tarifs d'utilisation du réseau des consommateurs finaux ordinaires. Cette concrétisation vise à pondérer

---

la composante du travail, la composante de la puissance et la composante de base. Selon la *let. a*, les tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux sans mesure de puissance doivent présenter une composante de travail d'au moins 50%. Si le gestionnaire de réseau constitue plusieurs groupes de clients pour ce segment de consommateurs finaux, il doit fixer la composante de travail uniformément, c'est-à-dire au même niveau pour tous les groupes de clients. En revanche, si une mesure de puissance est installée (ce qui sera toujours plus le cas avec les systèmes de mesure intelligents, cf. art. 17a, al. 2), la part de la composante de travail peut être inférieure à 50%. Mais pour les petits consommateurs (consommation annuelle < 50 MWh), la *let. b* exige également que la composante de travail soit uniforme de sorte que les autoconsommateurs ne soient globalement pas désavantagés par rapport à une composante de travail de 50%. Cependant, cette disposition n'implique pas un droit d'option pour le consommateur final, car la tarification de l'utilisation du réseau a en particulier pour but d'inciter à un comportement au service du réseau. Selon les *let. a et b*, seule la composante du travail doit être uniforme: le rapport entre la composante de puissance et la composante de base peut en principe être différent pour les divers groupes de clients.

La teneur de l'actuel al. 3<sup>bis</sup> se retrouve désormais à l'al. 3<sup>ter</sup>. La légère correction apportée à la formulation (les tarifs d'utilisation du réseau au lieu de sa rémunération) souligne que les coûts de réseau imputables sont en principe répercutés par le biais des tarifs en sus de la rémunération de l'utilisation du réseau. Aux fins de respecter le principe de causalité, les coûts de réseau directement imputables au sens de l'al. 3<sup>ter</sup> à un utilisateur du réseau peuvent aussi être facturés individuellement pour autant que la base juridique le permette (cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité<sup>46</sup>). Sous réserve des compétences cantonales, une telle imputation individuelle des coûts peut aussi faire l'objet d'un examen de l'EICom.

*Art. 15, al. 1, 2, let. a et d, 3, let. b, et 3<sup>bis</sup>, let. a et d*

Les modifications apportées aux *al. 1 et 3* soulignent que les coûts d'exploitation imputables ne comportent pas de composante de bénéfice. Seuls les coûts de capital imputables contiennent une telle composante, puisque le WACC est fixé de manière à obtenir un bénéfice d'exploitation adéquat. Les modifications visées ne changent donc rien à la pratique actuelle.

Deux postes ont été ajoutés à l'al. 2 afin de préciser que les coûts liés à la réserve de stockage et à l'utilisation de la flexibilité s'ajoutent à la rémunération pour l'utilisation du réseau. Il va de soi que les critères cités à l'al. 1 sont applicables pour l'imputabilité. Dans le cas de la réserve de stockage, seuls les coûts générés par la rémunération octroyée pour la constitution de la réserve sont enregistrés (pas ceux liés au recours à la réserve) et pour la flexibilité, seuls les coûts liés à la flexibilité au service du réseau.

La modification de l'al. 3<sup>bis</sup>, *let. a*, est liée aux différents droits d'option en matière de mesure de décompte. Désormais, l'art. 17a<sup>bis</sup>, al. 3, règle séparément l'imputabilité des coûts incombant au gestionnaire d'un réseau de distribution dans le cadre de

<sup>46</sup> FF 2005 1493 (1539)

---

l'obligation imposée par la loi de procéder à la mesure de décompte. Cette modification est due au fait qu'il ne s'agit plus de coûts de réseau mais de coûts de mesure facturés au titre des tarifs de mesure (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 2). En raison également des nouveaux droits d'option prévus dans le domaine des systèmes de mesure, la possibilité disparaît de déclarer imputables, par voie d'ordonnance, certains coûts de sensibilisation visant à réduire la consommation. La clause d'exception citée jusqu'ici à l'al. 1 est déplacée à une nouvelle *let. b* pour des raisons de systématique et de meilleure visibilité.

Concernant les coûts d'exploitation, il est envisagé de préciser dans l'OApEl que si une autre unité de l'entreprise ou du groupe de sociétés fournit des prestations à l'exploitation du réseau, ces prestations peuvent être facturées au maximum à hauteur du montant correspondant aux prestations qu'aurait fournies l'exploitation du réseau. Si les coûts facturés en interne sont supérieurs au prix du marché, les prix du marché sont imputables.

#### *Art. 17a* Responsabilité de la mesure

Les nouvelles dispositions concernant les systèmes de mesure introduisent des droits d'option dans le domaine de la mesure de décompte (exploitation des stations de mesure et prestations de mesure): les consommateurs finaux de taille importante, les producteurs d'électricité de relativement grande taille et les exploitants de stockage d'une certaine importance reçoivent le droit de mandater un fournisseur de leur choix. En revanche, l'exécution de la mesure de décompte pour les clients de moindre taille reste du ressort exclusif des gestionnaires d'un réseau de distribution locaux.

L'al. 1 indique les tâches des gestionnaires de réseau dans le domaine des systèmes de mesure. Leur cahier des charges inclut, outre la mesure d'exploitation, la désignation et la gestion des points de mesure. Il faut entendre en particulier l'attribution, l'enregistrement et la documentation des points de mesure, mais non pas la gestion des données de référence (p. ex. nom du consommateur final ou du producteur), qui relève des prestations de mesure. Les gestionnaires de réseau sont de plus responsables de l'exécution de la mesure de décompte. Mais leur compétence disparaît dès lors qu'un client libre fait usage de son droit d'option légal, que ce soit pour l'exploitation d'une station de mesure, pour des prestations de mesure ou pour les deux.

L'al. 2 confère aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle atteint au moins 100 MWh, aux producteurs d'électricité et aux exploitants de stockage dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA le droit de mandater un exploitant de station de mesure et/ou un prestataire de mesure de leur choix. A l'instar de ce qui prévaut pour le droit à l'accès au réseau, ce droit d'option se rapporte seulement au point de mesure visé. L'entreprise qui dispose de plusieurs sites de consommation, de production ou de stockage ne peut exercer son droit d'option que pour les points de mesure où les conditions sont remplies. Dans la mesure où le client doté d'un droit d'option n'en fait pas usage, le gestionnaire de réseau local doit pourvoir à la mesure de décompte, mais il n'est pas tenu d'appliquer les tarifs de mesure publiés (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 1).

---

En vertu de l'*al.* 3, le Conseil fédéral peut prévoir qu'un droit d'option acquis soit conservé indépendamment d'une modification ultérieure des valeurs seuils visées à l'*al.* 2. Pensons par exemple aux cas où la consommation ne baisse que temporairement au-dessous de la limite des 100 MWh. Selon la *let. a*, le Conseil fédéral a la compétence de régler les processus de changement dans le domaine de la mesure de décompte. Il s'agit avant tout de réglementer les obligations d'annoncer, les délais et les termes à observer lors d'un changement de fournisseur. La *let. b* constitue une base légale à la réglementation du financement des coûts correspondants. En vertu de cette disposition, le Conseil fédéral pourrait par exemple arrêter que le gestionnaire de station de mesure choisi doit supporter les coûts de désinstallation de l'appareil de mesure utilisé auparavant par le gestionnaire d'un réseau de distribution. Il pourrait aussi prévoir que le gestionnaire de réseau qui ne peut plus utiliser l'appareil désinstallé pour des raisons techniques (cf. art. 17*a*) puisse mettre en commun les coûts correspondants par le biais d'un amortissement spécial dans le domaine des coûts de réseau.

#### *Art. 17a<sup>bis</sup>* Rémunération et tarifs de mesure

En vertu du droit en vigueur, les gestionnaires de réseau répercutent les coûts de la mesure de décompte qui leur incombe dans le cadre de l'exécution de leurs tâches légales sur l'ensemble des consommateurs finaux de leur zone de réseau, au moyen de la rémunération pour l'utilisation du réseau – l'exception à cette règle est mentionnée à l'art. 31<sup>e</sup>, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase, OApEl. Dans un marché ouvert, qui permet aux clients, même s'il ne s'agit que des plus gros, de choisir librement leur fournisseur, une telle imputation des coûts n'est pas appropriée. Elle a pour conséquence que les consommateurs finaux qui opèrent sur le libre marché des exploitants de stations de mesure doivent assumer leurs propres coûts de mesure mais aussi ceux d'autres clients. Les producteurs qui, en application du principe du point de prélèvement (art. 14, al. 2), ne versent pas de rémunération pour l'utilisation du réseau, n'ont pas de raison d'opter pour un autre prestataire de mesure.

Pour mieux tenir compte du principe de la causalité, l'imputation des coûts doit satisfaire à deux conditions. Premièrement, les coûts générés au gestionnaire de réseau dans le cadre de son obligation légale de mesure du décompte doivent être présentés séparément. Cette distinction des coûts de réseau et des coûts de mesure est concrétisée au niveau de la comptabilité analytique (cf. art. 7, al. 3, OApEl). Deuxièmement, les coûts de la mesure de décompte présentés séparément ne peuvent (plus) être répercutés au moyen du tarif d'utilisation du réseau et de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ils doivent en fait être imputés aux clients qui utilisent effectivement l'offre de prestations du gestionnaire de réseau imposée par la loi.

Les gestionnaires de réseau sont ainsi désormais tenus, en vertu des *al. 1 et 2*, de définir des tarifs de mesures basés sur les coûts pour une durée d'un an – comme c'est le cas pour les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de l'électricité. Ces tarifs leur permettent de calculer la rémunération due pour les prestations de mesure sur la base des coûts imputables. Les gestionnaires de réseau sont habilités à définir les tarifs de mesure différents selon le type de prestation et l'instrument de mesure. Ils doivent par

---

ailleurs se conformer au principe de causalité pour l'imputation des coûts. Cela signifie notamment qu'ils peuvent tenir compte d'effets de synergie (installation, transmission des données, etc.) chez les clients disposant de plusieurs points de mesure.

En vertu de l'*al. 3*, la rémunération des prestations de mesure ne saurait dépasser les coûts d'exploitation et de capital imputables. L'imputabilité est évaluée selon les critères de la fiabilité et de l'efficacité. Comme c'est le cas pour les coûts de réseau, le Conseil fédéral détermine le taux de rendement des fonds propres (WACC) approprié pour les investissements dans le domaine de la mesure de décompte. L'imputabilité des coûts de mesure, les tarifs et la rémunération sont vérifiés par l'ElCom (art. 22, al. 2, let. b). Si des différences de couverture (positives ou négatives) apparaissent, elles doivent être compensées dans la période tarifaire suivante par une adaptation des tarifs, à l'instar des coûts de réseau.

Il convient de relever que les coûts de la mesure d'exploitation au sein de ce processus demeurent inchangés; ils ne sont pas intégrés aux tarifs de mesure mais sont, comme par le passé, intégrés au calcul des tarifs d'utilisation du réseau.

L'*al. 4* souligne que les tarifs de mesure applicables aux gros clients ne valent pas non plus si ces derniers n'utilisent pas le droit d'option qui leur est conféré par la loi. Les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus de se conformer aux tarifs de mesure pour ces clients.

#### *Art. 17a<sup>ter</sup>*                    Systèmes de mesure intelligents

La révision de la LApEl effectuée lors de la révision totale de la LEna a habilité le Conseil fédéral à donner aux gestionnaires d'un réseau de distribution des directives sur l'introduction des systèmes de mesure intelligents. A l'avenir, il pourra également imposer aux exploitants de stations de mesure et aux prestataires de mesure actifs sur le libre marché d'utiliser exclusivement ou essentiellement des systèmes de mesures intelligents pour une partie ou pour la totalité des clients à partir d'une date donnée. Le Conseil fédéral peut, le cas échéant, prévoir des délais différents en fonction des divers acteurs. En raison des nouvelles dispositions relatives aux systèmes de mesure (art. 17a et 17a<sup>bis</sup>), la disposition actuelle de l'art. 17a se trouve désormais à l'art. 17a<sup>ter</sup>.

#### *Art. 17b<sup>bis</sup>*                    Utilisation de la flexibilité

Les nouvelles dispositions de la LApEl qui réglementent la flexibilité se limitent à des principes de base. Les al. 1 et 3 contiennent des principes généraux et les al. 2 et 4 concernent l'utilisation au service du réseau.

L'*al. 1* stipule à qui la flexibilité «appartient» et contient de ce fait la principale règle de base régissant la flexibilité. La loi attribue cette propriété de la flexibilité aux producteurs, aux consommateurs finaux et aux exploitants de stockage. Ce droit attaché à la flexibilité permet de déduire notamment que les détenteurs décident qui utilise la flexibilité, comment elle est utilisée et que personne ne peut faire usage d'une flexibilité contre leur volonté. L'al. 4 constitue une exception à cet égard: il oblige les détenteurs de flexibilité, par exemple en cas d'urgence, à tolérer certaines utilisations

---

«garanties»). La règle de base s'applique à tous les types de flexibilité, notamment donc aussi à la flexibilité au service du marché ou du système. S'agissant de ces domaines, la loi stipule seulement, sans autre complément, que l'utilisation de la flexibilité est soumise au règlement par contrat. Les acteurs sont donc libres de conclure des contrats avec les détenteurs de flexibilité. Ils peuvent bien entendu aussi constituer des regroupements («pooling»). Au besoin, le Conseil fédéral peut poursuivre la concrétisation des effets de la propriété de la flexibilité par voie d'ordonnance.

L'*al.* 2 vise le contrat sur l'utilisation au service du réseau que les gestionnaires d'un réseau de distribution concluent pour l'exploitation de leurs réseaux. Le gestionnaire d'un réseau de distribution est de fait exclusivement compris dans sa fonction de gestionnaire de réseau et non pas comme fournisseur ou producteur d'électricité. En ce qui concerne l'utilisation de la flexibilité dans le cadre de l'exploitation du réseau, seule une utilisation de la flexibilité au service du réseau n'est envisageable. Toute autre utilisation ne serait pas compatible avec le concept de la séparation des activités (art. 10, al. 1, LApEI). Le fait que les gestionnaires d'un réseau de distribution «ont la possibilité d'utiliser la flexibilité au service du réseau» signifie donc aussi qu'ils ne sont pas autorisés à utiliser la flexibilité à d'autres fins. Un contrat (contrat d'utilisation du réseau) passé entre le gestionnaire d'un réseau de distribution et le producteur ou le consommateur final règle de toute façon la question de l'utilisation du réseau et du raccordement à celui-ci. La possibilité existe donc d'intégrer dans ce contrat la convention sur la flexibilité, les parties demeurant finalement libres d'en faire ainsi ou non. Elles doivent réglementer quelles utilisations de la flexibilité ou quels accès à la flexibilité sont admissibles, en précisant les conditions, les moyens de mise en œuvre de l'accès (applications intelligentes, p. ex.) et le montant de la rétribution. Si le Conseil fédéral devait édicter des règles supplémentaires (cf. al. 5), ces dernières réduiraient la marge de manœuvre des partenaires au contrat. Quant aux moyens de mise en œuvre (systèmes de commande et de réglage intelligents), il faut d'ores et déjà respecter des règles. L'art. 17b, al. 3, instaure l'exigence du consentement («opt-in») qui s'applique aussi bien aux consommateurs finaux qu'aux producteurs. S'il s'avère nécessaire, pour utiliser la flexibilité, de recourir à des applications intelligentes de ce type, ce qui est le plus souvent le cas, la règle du consentement est applicable d'emblée. Un consentement explicite est requis, notamment au moyen d'un accord spécifique. Les clauses des CG qui permettent d'évincer la règle du consentement ne sont pas autorisées et sans effet. Si un détenteur de flexibilité refuse de donner son consentement, il n'est pas non plus disposé à conclure un contrat d'utilisation de la flexibilité avec le gestionnaire d'un réseau de distribution. Il n'est d'ailleurs pas tenu de le faire.

En ce qui concerne le contrat d'utilisation de la flexibilité à des fins liées au réseau, les gestionnaires d'un réseau de distribution sont de fait généralement dans une position de force car ce sont eux qui élaborent et proposent les conditions contractuelles. Les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de faire une distinction entre la flexibilité liée à la production et la flexibilité liée à la consommation. L'uniformité des conditions requise implique que les gestionnaires d'un réseau de distribution appliquent les contrats de manière aussi équilibrée que possible entre leurs partenaires de flexibilité, hormis les cas où des problèmes de réseau se présentent de telle sorte qu'on ne saurait les résoudre par des recours aux flexibilités régulièrement répartis.

---

En l'absence de cet équilibre, la clause d'uniformité des conditions contractuelles serait une théorie vidée de sa substance dans la pratique quotidienne. Les conditions contractuelles peuvent être individualisées, ou taillées sur mesure, lorsque la flexibilité est «particulièrement utile au réseau». Cette condition est par exemple remplie lorsque la taille d'un site de consommation (p. ex. un grand entrepôt frigorifique) ou la quantité d'électricité qu'il consomme sont tellement élevés que sa contribution à la flexibilité est prépondérante. Le Conseil fédéral peut préciser cette notion. L'accès du gestionnaire d'un réseau de distribution à la flexibilité est par ailleurs limité à sa *propre* zone de desserte. Tout accès à des zones de desserte tierces, et notamment celles situées en aval, est explicitement exclu. Les coûts de l'utilisation de la flexibilité sont imputables en tant que coûts de réseau (cf. les commentaires au sujet de l'art. 15, al. 2, let. d).

L'al. 3 contient un autre principe en ce qu'il établit le lien avec l'extension de réseau, respectivement avec les autres mesures concernant le réseau que sont les optimisations et les renforcements du réseau. L'art. 9b<sup>47</sup> décidé dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques, instaure déjà parmi les principes de planification du réseau une certaine hiérarchie et ne prévoit normalement une extension de réseau que si les autres mesures ne permettent pas d'obtenir un réseau sûr, performant et efficace (principe ORARE). L'utilisation de la flexibilité s'inscrit désormais dans cette structure. Elle doit précéder les autres mesures si elle est plus efficace. Il convient de procéder systématiquement à une pondération générale afin de déterminer les mesures les plus fructueuses. La flexibilité doit ainsi notamment servir à éviter la construction de nouveaux réseaux. Aucune suite juridique n'est prévue au cas où les gestionnaires de réseau négligeraient le potentiel de la flexibilité et s'ils ne respectaient pas le principe visé à l'al. 3. Si cette approche basée sur la démarche volontaire n'était pas concluante, le Conseil fédéral pourrait prévoir des dispositions supplémentaires le moment venu.

Al. 4: les gestionnaires d'un réseau de distribution doivent s'assurer de droits d'utilisation des flexibilités surtout par contrat. En prévision de certaines situations bien précises, certains accès à la flexibilité qui leur sont garantis seraient toutefois toujours prioritaires en cas de conflit avec des revendications de tiers. Même l'«optimisation individuelle» de la flexibilité par son détenteur doit passer au second plan. Les accès garantis sont à la disposition des seuls gestionnaires d'un réseau de distribution locaux («dans leur zone de desserte»). Le principe du consentement nécessaire pour l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent (art. 17b, al. 3), établi à l'art. 17b<sup>bis</sup>, est ici défavorable aux détenteurs de flexibilité, et en premier lieu, au producteur. Il ne sert à rien à ce dernier, lors de l'ajustement de l'injection, de refuser de donner son consentement – soit à un accès spécifique soit, sur le plan général, à l'utilisation d'une application intelligente. A noter toutefois qu'il n'est ici question ni du consommateur final ni de son consentement («opt-in»).

Un cas d'accès connu à la flexibilité liée à la production réside dans l'ajustement de l'injection, qui consiste à interdire l'injection dans le réseau (let. a). Ce droit d'accès est octroyé parce qu'une limitation au niveau de la production constitue pour le gestionnaire de réseau un moyen efficace et simple d'éviter un développement du réseau causé par les pointes d'injection. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau doivent

47 Non encore en vigueur.

---

en disposer sans devoir négocier individuellement avec chaque producteur. Cependant, le droit d'ajustement n'est pas sans limite, il ne concerne qu'une part déterminée de l'injection. Le Conseil fédéral fixera cette part - il s'agit de l'énergie et pas de la prestation - en fonction de la technologie de production (en %). L'Allemagne a défini pour le calcul de cette valeur des critères qui pourraient présenter un intérêt pour la Suisse. La valeur suisse devrait cependant rester inférieure à 10%. Les parties peuvent bien entendu convenir contractuellement d'une valeur plus élevée. Dans les cas visés à l'al. 4, la rémunération doit être «adéquante», une notion que le Conseil fédéral peut préciser si cela s'avère judicieux et nécessaires. Le terme d'«adéquat» peut en effet avoir des acceptions différentes pour les trois cas visés à l'al. 4. La let. c. concerne les cas d'urgence proprement dits, tous gestionnaires confondus, qui doivent rester l'exception absolue. Les recours d'urgence à la flexibilité sont gratuits, hormis les cas où le gestionnaire d'un réseau de distribution pourrait les éviter. Il ne peut être raisonnablement exigé du gestionnaire qu'il évite l'utilisation de la flexibilité si, par exemple, le coût de l'opération est très élevé ou si l'événement n'était absolument pas prévisible. Selon les circonstances, il peut s'avérer difficile de distinguer les cas correspondant à la let. b de ceux correspondant à la let. c (utilisation transitoire).

*Al. 5:* le potentiel pour des dispositions au niveau de l'OApEl est relativement important. Le Conseil fédéral décidera, le moment venu, avec quelle intensité il entend régler, le besoin pouvant changer avec le temps. D'une part, il précisera des concepts laissés ouverts dans la loi (p. ex. «particulièrement utile au réseau») ou il concrétisera les modalités des principes. Il pourra par exemple attribuer les agents de stockage de la flexibilité liée à la consommation (où ils sont plus importants qu'au niveau de la production), ou contraindre les gestionnaires d'un réseau de distribution à toujours proposer au moins un produit d'utilisation du réseau sans utilisation de la flexibilité (en conséquence du droit des détenteurs de flexibilité à déterminer eux-mêmes s'ils entendent permettre à des tiers d'utiliser leur flexibilité, qui en bénéficierait et selon quelles modalités), ou contraindre les gestionnaires d'un réseau de distribution à solliciter uniformément et de manière équilibrée les divers détenteurs en cas d'utilisation effective de la flexibilité (non-discrimination). Par ailleurs, le Conseil fédéral peut fonder ses règles sur les délégations explicites. Hormis le mandat de fixer la part ajustable en fonction des technologies, l'al. 5 constitue une disposition potestative. Les obligations de transparence ou de publication imposées aux gestionnaires d'un réseau de distribution (let. a) visent surtout à ce que les détenteurs de flexibilité (qui sont la partie au contrat la plus faible avec un déficit d'information) puissent savoir, dans les grandes lignes, ce qui se passe en termes de flexibilité dans leur environnement ou généralement. Il se peut que seules des informations relativement générales soient demandées dans un premier temps (transparence), alors que des renseignements plus détaillés seront peut-être exigés ultérieurement (publication). Les prix que paient les gestionnaires de réseau pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau entrent dans les tarifs d'utilisation du réseau (un tarif pour l'utilisation avec flexibilité et un tarif pour l'utilisation sans flexibilité) et doivent être publiés (art. 12). On peut envisager par exemple, à titre de disposition de protection en faveur des détenteurs de flexibilité (let. b), que certaines clauses des CG pénalisant trop fortement les détenteurs de flexibilité soient interdites. La règle selon laquelle un consentement est requis pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents (art. 17b, al. 3) mentionnée ci-avant ne peut pas être évincée au moyen de clauses des

---

CG. L'OApEl ne doit cependant pas contenir de disposition relative à la rétribution (il n'en va pas de même pour les utilisations garanties, voir ci-avant). A cet égard, il appartient à l'ElCom d'intervenir en cas d'abus (art. 22). Aucune délégation n'est prévue pour des mesures qui empêchent les gestionnaires de réseau d'utiliser les informations obtenues au moyen de l'utilisation de la flexibilité à d'autres fins que pour le secteur du réseau. Le fait qu'une telle pratique soit interdite découle cependant déjà de la règle de la séparation des activités (art. 10). Le Conseil fédéral peut si nécessaire légiférer sur cette base. L'al. 5 aborde ensuite la situation où les gestionnaires d'un réseau de distribution évincent, grâce à leur position de force et à la possibilité de proposer des rémunérations assez attractives, d'autres utilisateurs de flexibilité dont les utilisations de flexibilité (let. b) sont pertinentes. Si la formation de tels produits et marchés est empêchée, le Conseil fédéral doit pouvoir intervenir en édictant des prescriptions, en s'imposant toutefois la retenue voulue. La let. e élargit le champ au-delà de la seule flexibilité au service du réseau. Il peut ainsi apparaître nécessaire de fixer certaines lignes directrices également pour d'autres flexibilités qui ne sont pas au service du réseau, par exemple si une pratique qui s'installe mène à ce que les utilisations au service du réseau soient désavantagées au point d'influencer négativement le système. Songeons par exemple au fait que certaines utilisations de la flexibilité ont pour effet de requérir d'importantes quantités d'énergie d'ajustement au niveau du réseau ou du bilan (et qu'elles entraînent des coûts en conséquence). Un monitoring de la nouvelle réglementation en matière de flexibilité peut s'avérer judicieux. Cette tâche serait du ressort de l'ElCom, qui serait chargée de ce mandat dans le cadre de l'ordonnance.

*Art. 17b<sup>ter</sup>*            Echange de données et processus d'information

L'art. 17b<sup>ter</sup> vise l'échange de données et d'informations, qui est notamment indispensable au déroulement des processus de changement survenant sur un marché de l'électricité ouvert (cf. art. 13a). Le nombre et la fréquence de tels processus de changement continuera d'augmenter suite à l'ouverture complète du marché, ce qui confère une importance encore plus essentielle au fonctionnement harmonieux des processus d'information entre les acteurs concernés. Si les données et informations requises ne sont pas fournies à temps ou qu'elles ne sont pas de la qualité voulue, l'accès au marché de fournisseurs tiers se trouve entravé. C'est pourquoi le cœur des dispositions contenues à ce jour dans l'ordonnance (cf. art. 8, al. 2 à 4, OApEl) est transposé au niveau de la loi et muni d'une disposition pénale pour le cas d'un traitement incorrect des données (art. 29, al. 1, let. e<sup>bis</sup>). Les modalités concrètes du processus d'échange de données et des avancées dans la numérisation incombent à la branche. Eu égard aux multiples interfaces, une centralisation et une uniformisation des divers processus grâce à la création d'un centre de données («datahub») apparaît être l'option la plus judicieuse du point de vue économique et au vu de l'ampleur que prend la numérisation (cf. chap. 1.3.12). La réglementation légale reposant sur le principe de subsidiarité, elle permet une telle solution.

Conformément à l'al. 1, toutes les données et informations nécessaires à l'exécution des tâches et processus prévus par la loi doivent être mises gratuitement à disposition. Cette obligation incombe aux gestionnaires de réseau ou aux exploitants de stations

---

de mesure et prestataires de mesure mandatés, qui disposent des données et informations pertinentes. Selon l'usage auquel les données et informations sont destinées, les acteurs suivants peuvent en bénéficier en particulier, outre les gestionnaires d'un réseau de distribution, les exploitants de stations de mesure et les prestataires de mesure: les fournisseurs d'électricité, les responsables de groupe-bilan, les sociétés de services énergétiques et Swissgrid. Les contenus des données et informations à mettre à disposition dépend de ce qu'il faut pour exécuter les tâches et processus visés. Sont en particulier concernés l'exploitation du réseau, la gestion des bilans d'ajustement, les livraisons d'énergie, le déroulement des processus de changement au sens des art. 13a et 17a, al. 3, let. a, l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents de même que le calcul et l'imputation de la rémunération de l'utilisation du réseau et d'autres coûts. En plus de ces processus qui relèvent du droit de l'approvisionnement en électricité, il faut aussi tenir compte des tâches et processus prévus dans la législation sur l'énergie, par exemple en lien avec la commercialisation directe ou la perception du supplément réseau. Sous cet angle, l'organe d'exécution (art. 64 LEnc) constitue l'un des ayants droit envisageables à l'accès aux données et informations en question.

Les *al. 2 et 3* reprennent deux principes fondamentaux de la législation sur la protection des données, qui découleraient en soi déjà de la loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données (LPD)<sup>48</sup>. Abstraction faite du traitement des données lié à la gestion des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents, cette loi ne s'applique toutefois pas à certains acteurs, notamment aux EAE constituées selon le droit cantonal ou communal (art. 2 LPD). Conformément à l'*al. 2*, l'accord explicite de la personne concernée est impérativement requis pour que soient traitées les données de mesure et les données de référence non nécessaires à l'exécution des tâches et processus prévus par la loi. En d'autres termes, la disposition à se raccorder au réseau ne peut être en quelque sorte assimilée au consentement implicite que des données soient traitées alors qu'elles ne sont pas indispensables à l'approvisionnement en électricité. Songeons par exemple à la saisie des courbes de charge à des intervalles plus rapprochés que le législateur ne l'a prévu dans l'ordonnance (actuellement 15 minutes selon l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 2, OApEl). L'*al. 3* reprend le contenu essentiel de l'art. 8 LPD: les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage peuvent faire valoir, envers tous les acteurs impliqués dans le traitement de leurs données, le droit de recevoir gratuitement toutes leurs données de mesure et leurs données de référence, que ces données aient été collectées en vertu de l'al. 1 ou de l'al. 2.

En raison de la grande complexité et de la technicité de la matière, la teneur normative de l'al. 1 se limite aux principes fondamentaux. C'est pourquoi l'*al. 4* contient une large norme de délégation. Sur cette base, le Conseil fédéral peut préciser la mise à disposition des données et informations mentionnées, notamment en arrêtant les délais déterminants et la forme de la transmission (p. ex. automatisation) et en définissant en particulier les formats de données. Ces précisions concourent à l'uniformité et à la qualité requise. Le Conseil fédéral peut en outre concrétiser le contenu des données et informations nécessaires. Il y a lieu de penser que les dispositions d'exécution renverront dans un esprit de subsidiarité aux directives de la branche (art. 3, al. 2).

<sup>48</sup> RS 235.1

---

*Art. 17c Titre et al. 3*

La diffusion croissante des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents accroît les exigences techniques en matière de sécurité posées aux entreprises qui exploitent les infrastructures de réseau électrique critiques du point de vue de la protection des données. D'une part, il faut garantir la protection des données sensibles, notamment en raison de la transmission numérique automatisée des données. D'autre part, les systèmes de commande et de réglage doivent disposer d'un niveau suffisant de sécurité informatique, car ils permettent d'intervenir activement dans l'exploitation des réseaux électriques. A cet effet, outre les exigences techniques posées aux moyens d'exploitation, des mesures organisationnelles peuvent être requises. Le nouvel *al. 3* garantit que le Conseil fédéral puisse définir, dans les dispositions d'exécution, des exigences spécifiques aux appareils et équipements de communication concernés et qu'il puisse aussi mettre en œuvre une procédure permettant de contrôler qu'elles sont respectées. Conformément au principe de coopération et de subsidiarité (art. 3), on projette de confier à la branche le soin de décrire plus précisément les modalités dans des directives sur la base d'une analyse des besoins de protection établie par l'OFEN et compte tenu des normes et recommandations afférentes émises par les organisations professionnelles reconnues.

L'EiCom veillera, dans le cadre de sa compétence en vertu de l'art. 22, al. 1, LApEI, au respect des exigences posées à la sécurité des données.

*Art. 18, al. 4, 4<sup>bis</sup>, 6, 3<sup>e</sup> phrase, et 7*

Par analogie à d'autres domaines du droit (cf. p.ex. art. 42 et 49 de la loi fédérale du 4 octobre 1991 sur le droit foncier rural, [LDFR]<sup>49</sup>), l'*al. 4* prévoit un ordre de droit de préemption en cas d'aliénation d'actions de Swissgrid. Sont titulaires d'un droit de préemption en principe *tous* les cantons, respectivement communes ou EAE suisses (pas seulement ceux qui possèdent déjà des actions de Swissgrid). Une interprétation plus étroite est parfois postulée pour le droit en vigueur. C'est aussi une telle interprétation que prévoient les statuts actuels de Swissgrid. Mais la réglementation proposée opte délibérément pour l'interprétation large. Exclure des acteurs capables de garantir les majorités demandées contredirait en effet le sens du droit de préemption comme un instrument visant à sécuriser ces majorités. Il apparaît donc beaucoup plus judicieux de prévoir une hiérarchie parmi les ayants droit que de réduire fondamentalement leur cercle. Il appartiendra à Swissgrid d'éliminer d'éventuelles contradictions entre ses statuts actuels et la loi (qui prime de toute manière sur les statuts). L'ordre de préséance désormais prévu, associé aux questions de procédure et autres que le Conseil fédéral doit clarifier, doit faciliter la gestion du grand nombre de détenteurs d'un droit de préemption.

La question essentielle est de savoir quels acheteurs sont assimilables à un «canton» ou à une «commune». Ce qui semble clair à première vue peut réserver des problèmes en pratique. Le cas est limpide si un canton, représenté par exemple par une direction ou un office, achète lui-même des actions. Mais il est souvent plus difficile de déterminer si des unités décentralisées remplissent ou non le critère de «suisse».

<sup>49</sup> RS 211.412.11

---

Comme les droits de préemption (à l'instar de la suspension du droit de vote, cf. art. 19b) servent à garantir le contrôle par des acteurs suisses, il faudra judicieusement se référer dans les deux cas à l'idée directrice du «contrôle direct ou indirect par les cantons et les communes». Les acteurs qui appartiennent à la sphère étatique reçoivent donc un droit de préemption de rang 1 ou 2 pour autant que les pouvoirs publics puissent exercer une influence correspondante. Il faudra examiner de cas en cas, sur la base du pourcentage de participation concret, si cette condition est remplie.

Le Conseil fédéral pourra régler, à l'appui de l'*al. 4<sup>bis</sup>*, les aspects nécessaires concernant les droits de préemption, notamment les questions de procédure en vue de faciliter la gestion des très nombreux détenteurs potentiels d'un droit de préemption. Pour autant que cela soit judicieux, il se rapportera aux dispositions du code civil du 10 décembre 1907<sup>50</sup> (propriété foncière), qui servent d'ores et déjà de référence. Il déclarera pertinemment que le principe en vigueur en matière d'achat d'immeubles, selon lequel un cas de préemption n'intervient pas dès lors qu'un autre détenteur du droit de préemption se porte acquéreur, s'applique. Cette clause signifie qu'un cas de préemption ne se présente pas envers les acheteurs de rang égal ou prioritaire. Elle permet d'une part aux cantons et aux communes d'acquérir sans être «contrecarrés» par d'autres détenteurs d'un droit de préemption. Pour les communes en particulier, qui n'ont souvent pas la possibilité d'acheter de grands paquets d'actions, ce principe est préférable à un droit de préemption, car il leur permet de négocier elles-mêmes la taille du paquet d'actions et son prix sans devoir accepter, comme le prévoit le droit de préemption, les conditions de l'affaire initiale. D'autre part, ledit principe permet aux collectivités publiques de faire valoir leur droit de préemption envers les EAE, ce qui renforce potentiellement la «suisseité» de Swissgrid et son indépendance vis-à-vis de la branche de l'électricité.

Une autre question qu'il incombe au Conseil fédéral de clarifier (*let. c*) est de savoir ce qui se passera si plusieurs détenteurs d'un droit de préemption entendent l'exercer simultanément. Il peut arrêter que cette question soit clarifiée dans les statuts. Sur le fond, il est judicieux de laisser de la marge pour les négociations. Sinon, le vendeur devra pouvoir librement décider s'il entend diviser le paquet ou le céder en totalité à un seul acheteur.

En vertu de la *let. a*, le Conseil fédéral peut déroger à la règle générale de préemption en cas d'achat par des organisations qui, tout en ne satisfaisant pas au pourcentage de participation requis ou ne disposant pas de la puissance publique d'exercer l'influence voulue pour être assimilées à un «canton» ou à une «commune» (et qui de ce fait ne disposent pas d'un droit de préemption), présentent une certaine proximité avec les pouvoirs publics. Le Conseil fédéral peut ainsi permettre à de telles formations d'acheter des actions de Swissgrid sans interférences, pour autant qu'une prise de participation dans Swissgrid soit souhaitée politiquement. On songe par exemple aux caisses de pension publiques, qui certes doivent être autonomes, mais qui appartiennent pour autant clairement à la sphère de l'Etat. Cette disposition peut aussi s'avérer judicieuse s'agissant de certains transferts internes d'actions; en ce qui concerne les EAE, elle contredit toutefois dans une certaine mesure l'idée de tendre à ne pas renforcer leur position (à tout le moins par rapport aux cantons et aux communes).

<sup>50</sup> RS 210

---

Enfin (*phrase introductive*), il faut réglementer la publication (p. ex. dans la Feuille officielle suisse du commerce) et les délais, y compris la question de savoir s'ils doivent commencer de courir simultanément pour tous les ayants droit. On peut aussi envisager des règles spéciales, notamment à l'endroit des collectivités publiques pour lesquelles les délais sont trop courts parce que les instances politiques doivent statuer sur l'exercice de leur droit.

La réglementation des droits de préemption (un instrument entre la SA et ses actionnaires (potentiels) relève du droit privé. Les décisions concernant son application sont donc soumises à la juridiction civile. L'ElCom pourrait tout au plus être appelée à intervenir si des questions de droit public (émanant de la LApEl) se posaient également en relation avec les droits de préemption.

Le complément apporté à l'*al. 6* établit clairement que Swissgrid est autorisée à participer aux modèles dits GRT/GRT. Le fonctionnement de tels modèles (cf. ci-dessus ch. 1.3.6) implique que Swissgrid n'intervient pas comme fournisseur proprement dit de services-système, mais que son rôle se limite à celui d'intermédiaire. Le libellé actuel n'apporte pas toute la clarté voulue quant à savoir si Swissgrid peut intervenir en qualité d'intermédiaire pour des services-système proposés à des gestionnaires de réseau de transport étrangers dans le cadre d'un modèle GRT/GRT. Il est établi clairement que Swissgrid doit exploiter le réseau de transport en le gérant comme une seule zone de réglage (art. 20, al. 2, let. a). Il est aussi clair que la mise à disposition de services-système est (opérationnellement) nécessaire à cet effet (art. 18, al. 6, 2<sup>e</sup> phrase), l'ordonnance précisant d'ores et déjà que l'acquisition transfrontalière d'énergie de réglage est licite (art. 26, al. 2, OApEl). Désormais cependant, le système complet de l'acquisition de services-système au-delà de la zone de réglage, en association avec des gestionnaires de réseau de transport étrangers et moyennant toutes les actions nécessaires à cet effet, devient explicitement licite. La fonction d'intermédiaire pour des gestionnaires de réseau de transport étrangers concernant des services-système constitue l'une de ces actions. Cette clarification n'assigne pas à Swissgrid la fonction d'acquiescer des services-système dans le cadre du modèle GRT/GRT. Elle peut aussi continuer de considérer directement les offres adéquates que lui soumettent les prestataires étrangers. Les modèles GRT/GRT accroissent la liquidité du marché des services-système, ce qui permet de réduire les coûts d'acquisition et concourt à l'exploitation efficace du réseau. Les coûts générés dans le cadre de l'acquisition de services-système, au-delà de la zone de réglage et en association avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers, sont réputés coûts d'exploitation au sens de l'art. 15, al. 2. Il en découle d'une part que ces coûts sont imputables, conformément à l'art. 15, al. 1, et que, d'autre part, Swissgrid n'est pas autorisée à générer des bénéfices en exerçant sa fonction d'intermédiaire (cf. explications ad art. 15).

La modification introduite à l'*al. 7* sert à mieux dissocier Swissgrid de la branche dans l'intérêt de son indépendance. Ce point est important notamment en raison du rôle joué par Swissgrid par rapport à la réserve de stockage.

*Art. 19b* Suspension des droits de vote de la société nationale du réseau de transport

*Al. 1:* l'art. 18, al. 3, stipule que les cantons et les communes doivent détenir, directement ou indirectement, la majorité du capital et des droits de vote de Swissgrid. Il

---

manquait surtout à ce stade un moyen de garantir la part de cette majorité détenue indirectement. L'art. 19b comble cette lacune. La disposition matérielle en question se réfère au total des actions de Swissgrid. Mais pour vérifier que cette prescription est respectée, il faut un critère qui se rapporte à l'actionnaire individuel. Le critère retenu est celui du contrôle. Il n'est toutefois pertinent que pour vérifier si l'obligation de majorité globale (al. 2) est remplie et il ne constitue pas une nouvelle disposition matérielle.

Les cantons et les communes eux-mêmes directement actionnaires ne sont pas tenus de remettre une déclaration (étayée par des preuves). En l'occurrence, la «suissitude» va de soi. Quant aux autres cas que le Conseil fédéral est susceptible de prévoir, on songe d'abord à la Confédération, si elle devait un jour devenir actionnaire de Swissgrid. «Étatique» englobe donc les trois niveaux de l'Etat. «contrôle» signifie la possibilité d'exercer une influence déterminante, une définition susceptible d'être encore précisée au besoin à un niveau législatif inférieur. Ainsi, le contrôle devra se manifester très en aval de la chaîne de participation, de sorte qu'il ne sera guère nécessaire de faire remonter l'analyse de chaînes de participation complexes jusqu'au dernier mailon (ce ne serait pas une mesure proportionnée). La déclaration, respectivement les preuves qui l'étayaient doivent être fournies avant la tenue de l'assemblée générale. S'agissant des actionnaires qui ne sont clairement pas contrôlés par un canton ou une commune, il serait inutile et coûteux de les obliger à confirmer de nouveau régulièrement l'information négative. Pour de tels cas, il faut trouver une solution adaptée à la situation, ce qui devrait être possible au niveau statutaire.

L'al. 2 décrit l'étape d'examen qui suit l'obtention des résultats visés à l'al. 1. Swissgrid applique donc le critère du «contrôle» aux actionnaires qui ne sont ni un canton ni une commune. La majorité globale requise (art. 18, al. 3) peut être composite et compter par exemple 20% de majorité directe et 35% de majorité indirecte (cantonale ou communale).

Si les majorités requises ne sont pas réunies, les droits de vote sont partiellement suspendus en vue de l'assemblée générale pour les actionnaires qui n'ont pas apporté la preuve qu'ils satisfont au principe de majorité prévu (al. 3). La suspension des droits de vote ne concerne pas seulement les actionnaires qui ne sont, preuves à l'appui, *pas* contrôlés par des cantons ou des communes, mais tous ceux dont la «suissitude» n'a pas été prouvée ou l'a été insuffisamment (sous réserve qu'ils soient exemptés de l'obligation d'en apporter la preuve). Les principes d'égalité de traitement et de proportionnalité exigent que la suspension soit appliquée selon la même proportion à tous les actionnaires et, en outre, dans la mesure et aussi longtemps qu'elle est nécessaire au rétablissement de la majorité requise des voix. Quant à la suspension en proportion de la part d'actions de l'actionnaire, l'exemple chiffré suivant l'illustre: Swissgrid a cinq actionnaires, dont deux ne sont pas «suisses», à savoir A avec une part de 40% et B avec une part de 20%. Il n'est pas nécessaire de suspendre la totalité des 60% qui ne sont pas «suisses», mais seulement 10% (+ max. 1 voix pour A et +max. 1 voix pour B), et ce dans un rapport de 2:1 au détriment de A (ce qui correspond à la répartition des actions entre A et B). Seuls les droits de vote sont suspendus et non pas les droits qui leur sont directement liés (droit de proposition, droit d'inscription d'un objet à l'ordre du jour et droit de consultation). Ne sont également pas touchés les autres droits de l'actionnaire comme le droit aux dividendes ou, par exemple, le droit de

---

souscription préférentiel, car la réglementation proposée est exclusivement axée sur l'élimination des conséquences négatives de pourcentages de participation non conformes à la loi. Elle n'est par contre pas censée intervenir sur les pourcentages eux-mêmes. Il faut en outre souligner qu'il appartiendra à Swissgrid de mettre en œuvre cette disposition dans le cadre de la loi et de l'ordonnance. Swissgrid, qui doit disposer d'une marge de manœuvre correspondante, produira, le cas échéant, des dispositions statutaires complémentaires, par exemple sur la manière dont les preuves exigibles doivent être fournies et sur les modalités précises de la suspension des droits de vote (p. ex. jusqu'à nouvel avis ou pour une période à reconduire). Les tribunaux civils seront compétents pour juger les éventuels litiges au sujet de la suspension. Par exemple, quiconque trouve que ses droits de vote ont été suspendus à tort peut agir auprès du tribunal civil contre la décision correspondante de l'assemblée générale (art. 706 CO). L'ECom peut intervenir si elle constate que Swissgrid n'applique pas ou qu'elle applique systématiquement mal les dispositions de l'art. 19b.

*Art. 20, al. 2, let. b et c, et 3*

L'*al. 2, let. b, 2<sup>e</sup> phrase*, ne mentionne plus d'acteur spécifique, parce que l'identité du prestataire de services-système n'est pas déterminante, contrairement à l'accomplissement des conditions de préqualification posées par Swissgrid (cf. explications ad art. 4, al. 1, let. e). La modification exprime en outre clairement que ce ne sont pas uniquement les énergies de réglage que Swissgrid doit acquérir selon des procédures axées sur le marché, transparentes et non-discriminatoires, mais qu'elle doit en faire de même pour tous les services-système qu'elle ne fournit pas elle-même. Cet aspect également correspond d'ores et déjà à la pratique en vertu d'une disposition au niveau de l'ordonnance (art. 22, al. 1, OApEl). La modification de la *3<sup>e</sup> phrase* oblige Swissgrid, lorsqu'elle acquiert des services-système, à ne pas prendre en considération ou à ne considérer que de façon restrictive (p. ex. si le marché des services-système devient illiquide) les installations consommant de l'électricité sans qu'elle soit utilisée ni stockée en vue d'une utilisation ultérieure. Citons comme exemple une installation au moyen de laquelle de l'énergie de réglage négative est proposée à Swissgrid, et que l'électricité soutirée est transformée en chaleur elle-même rejetée dans l'environnement sans autre utilisation. Une telle «destruction» d'électricité n'est pas compatible avec l'objectif d'utilisation efficace de l'énergie fixé par la Stratégie énergétique 2050 et elle est susceptible de nuire aux flexibilités grâce auxquelles l'électricité soutirée est effectivement utilisée ou stockée pour une utilisation ultérieure. Les installations telles celles de l'exemple cité doivent être considérées en dernier recours lors de l'acquisition de services-système au niveau de la consommation.

La liste des tâches de Swissgrid à l'*al. 2, let. c*, comprend toujours le cas où l'exploitation sûre du réseau de transport est menacée. Les dispositions matérielles proprement dites se trouvent désormais à l'art. 20a. A toutes fins d'uniformité, eu égard à l'art. 8, il est aussi question ici de sécurité d'exploitation du réseau plutôt que de stabilité d'exploitation du réseau. Cette adaptation n'entraîne pas de modification matérielle.

En vertu de l'actuel *al. 3*, le Conseil fédéral peut obliger Swissgrid à utiliser en priorité de l'électricité issue d'énergies renouvelables, notamment de la force hydraulique,

---

pour couvrir le besoin d'énergie de réglage. Abstraction faite des difficultés que peut réserver l'application de cette disposition, la priorité ainsi accordée peut réduire l'efficacité du marché de l'énergie de réglage, qui dépend d'une liquidité aussi élevée que possible. Il n'est dès lors pas étonnant que les Etats voisins de la Suisse ne connaissent également pas de priorités dans le domaine de l'acquisition d'énergie de réglage. L'*al.* 3 est donc supprimé. Swissgrid doit acquérir l'énergie de réglage nécessaire indépendamment de la technologie utilisée.

#### *Art. 20a* Mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport

L'art. 8, al. 1, let. a, et al. 1<sup>bis</sup> contient les dispositions générales, applicables à tous les gestionnaires de réseau, concernant la sécurité d'exploitation du réseau (cf. explications ad art. 8, al. 1<sup>bis</sup>). Le cas spécial d'une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est soumis à une réglementation spécifique visée à l'art. 20a, qui règle les situations où Swissgrid dépend de la coopération d'autres acteurs. Si la société nationale du réseau de transport est en mesure de prendre les mesures nécessaires de manière autonome, ses droits et obligations découlent déjà de l'art. 8 al. 1, let. a. La nouvelle disposition renforce encore le concept en vigueur, qui distingue les conventions et les ordres de Swissgrid (cf. actuel art. 20, al. 2, let. c, et art. 5 OApEl) tout en le précisant au niveau de la loi en raison de son importance dans la pratique.

L'*al.* 1 règle le cas normal lorsque l'exploitation sûre du réseau de transport est menacée. Swissgrid est dans l'obligation de préparer contractuellement les mesures nécessaires pour prévenir ou éliminer une telle menace. A titre d'exemples de ces mesures, mentionnons les délestages manuels ou automatiques, qui permettent d'empêcher un effondrement du réseau en cas d'urgence. Selon la mesure envisagée, le coût peut être considérable pour qu'elle puisse être déclenchée rapidement en cas d'urgence. C'est pourquoi il est crucial d'agir en anticipant. Les mesures de prévention («prévenir») doivent empêcher la survenance d'une menace. On entend ici des mesures qui sont déclenchées si une menace se dessine déjà concrètement. Les mesures liées à l'exploitation normale, visées à l'art. 8, al. 1<sup>bis</sup>, ne sont pas concernées par cet alinéa. Selon le temps de réaction requis, il peut s'avérer nécessaire que Swissgrid reçoive un accès direct par exemple à des éléments de réseau d'autres niveaux de réseau ou aux producteurs, respectivement aux consommateurs finaux. A la différence de la disposition visée à l'art. 8, al. 1<sup>bis</sup>, qui s'applique à tous les gestionnaires de réseau, le présent article permet à Swissgrid de solliciter de l'aide non seulement auprès des acteurs raccordés à son réseau, mais de conclure en principe des conventions avec tous les acteurs raccordés directement ou indirectement à un réseau électrique en Suisse (y compris les gestionnaires d'un réseau de distribution). Le large cercle des personnes obligées d'apporter leur soutien ne signifie toutefois en aucun cas que Swissgrid doit par exemple conclure des conventions sur l'ensemble du territoire avec les consommateurs finaux des niveaux de réseau inférieurs, pour qu'il soit possible de délester régionalement le réseau en cas d'urgence. Il y aurait plutôt lieu de conclure des conventions avec les gestionnaires d'un réseau de distribution, par lesquelles ceux-ci seraient tenus de délester leur réseau en cas de menace ou garantiraient que les gestionnaires d'un réseau de distribution en aval procéderont à de tels délestages. Les gestionnaires d'un réseau de distribution concernés devraient donc garantir

---

contractuellement, mutuellement et envers leurs consommateurs finaux respectifs, qu'ils sont autorisés à prendre les mesures nécessaires. Selon que la mesure convenue requiert ou non une intervention directe de Swissgrid dans la sphère du partenaire au contrat, elle devra prendre elle-même la mesure en cas de menace ou devra solliciter cette mesure du partenaire au contrat concerné. La disposition précise encore que les mesures nécessaires devront être convenues de façon uniforme. Il reste néanmoins de la marge pour régler les cas d'espèce, par exemple pour prendre les dispositions spécifiques qui s'imposent en un point particulièrement névralgique. Si les parties ne parviennent pas à convenir d'un contrat, l'ElCom peut être sollicitée. Elle peut obliger les différentes parties à conclure une convention, dont elle fixe la teneur minimale (cf. art. 22, al. 2, let. e, ch. 1). L'ElCom peut en particulier décider s'il faut accorder ou non le droit d'intervenir directement.

L'*al. 2* règle le cas d'exception lié aux menaces pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport. Si une menace se présente et que les mesures nécessaires n'ont pas été préalablement convenues, contrairement aux dispositions de l'*al. 1*, Swissgrid peut et doit exceptionnellement ordonner ces mesures. Les acteurs mentionnés à l'*al. 1* sont logiquement de possibles destinataires des ordres. Mais la condition de tels ordres unilatéraux est que la menace soit qualifiée (immédiate et importante). Comme les ordres donnés doivent être communiqués sans délai à l'ElCom, la base d'une éventuelle vérification est fournie. Il serait notamment possible de vérifier que les obligations visant l'exploitation du réseau et prescrites par le droit relatif à l'approvisionnement en électricité sont respectées ou que les coûts sont imputables au sens de l'art. 15.

L'*al. 3* habilite et oblige explicitement Swissgrid à prendre des mesures de substitution. Une menace qui pèserait sur la sécurité de l'exploitation du réseau de transport implique que l'ensemble du système électrique est mis en péril, il faut pouvoir réagir immédiatement. C'est pourquoi les mesures de substitution de Swissgrid ne sont soumises à aucune condition si ce n'est que les mesures convenues ou ordonnées n'ont pas été prises par les acteurs concernés. S'agissant des coûts liés aux mesures de substitution, Swissgrid et les tiers éventuellement concernés par ces mesures doivent être traités comme si les acteurs défaillants avaient rempli leurs obligations contractuelles ou respecté les ordres. Les éventuels surcoûts ou rubriques de coûts qu'auraient évités Swissgrid et les tiers concernés par les mesures de substitution si les mesures initialement convenues ou ordonnées avaient été prises doivent leur être indemnisés par les acteurs défaillants.

Comme les mesures par lesquelles Swissgrid prévient ou élimine les menaces pour la sécurité d'exploitation du réseau de transport ont une grande portée (l'intégralité du système étant mis en péril), les coûts de ces mesures doivent être réparties, conformément à l'*al. 4*, entre tous les utilisateurs de ce système. Pour que les coûts de réseau puissent être répartis sur tous les consommateurs finaux à l'échelle suisse, il faut d'abord les attribuer au réseau de transport. Pour autant que l'imputabilité au sens de l'art. 15 est donnée, ils sont ensuite, dans un deuxième temps, répartis entre les consommateurs finaux de tous les niveaux de réseau par le biais du report des coûts (art. 15 s. OApEl). Dans la pratique, une attribution aux coûts au réseau de transport peut signifier que Swissgrid compense les coûts d'acteurs concernés. Songeons par exemple aux coûts qui incombent au gestionnaire d'un réseau de distribution lors de

---

la mise en œuvre technique préparatoire d'une mesure de Swissgrid. De tels paiements reviennent à transférer des coûts au niveau du réseau de transport. Aux coûts des mesures par lesquelles Swissgrid prévient ou élimine les menaces pour la sécurité d'exploitation du réseau de transport sont associés les *coûts de préparation* et les coûts inhérents à l'*exécution* de telles mesures. Par exemple, un délestage manuel ciblé exige d'importants préparatifs pour assurer qu'une utilisation rapide et efficace soit possible en cas d'urgence (en particulier mise en place technique et garantie contractuelle de la mesure). Les coûts d'exécution sont gérables lorsque le délestage manuel est conséquemment préparé: si Swissgrid ou le gestionnaire de réseau en charge de la mise en œuvre se sont ménagé le droit de délester le réseau dans une telle situation de menace, les coûts éventuellement subis par les consommateurs finaux concernés ne font en particulier pas partie des coûts d'exécution, d'autant moins que la déconnexion fait l'objet d'un consentement. Les contrats correspondants comportent d'ores et déjà de telles dispositions (cf. Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'énergie électrique, contrats types 2013). Ces dispositions sont cohérentes, car il n'existe pas de droit à un réseau totalement exempt de perturbations. Le réseau ne doit pas être seulement sûr et performant, il doit aussi être efficace (art. 8, al. 1, let. a). Quiconque dépend particulièrement d'un approvisionnement en électricité ininterrompu et exempt de perturbations doit en outre prendre des dispositions appropriées (p. ex. génératrice de secours dans un hôpital). Par contre, la rétribution éventuellement convenue en contrepartie du droit de déconnecter doit être comprise comme un poste de coûts lié à la préparation ou à l'exécution de la mesure. D'emblée, en raison de son manque de relation avec une mesure de Swissgrid, l'al. 4 ne couvre pas les coûts survenant en lien avec un effondrement du réseau dû à un cas de force majeure. Dans de tels cas, les dispositions générales du droit relatif à la responsabilité et les éventuelles réglementations contractuelles y afférentes s'appliquent. La 2<sup>e</sup> phrase habilite le Conseil fédéral à prévoir des dérogations au principe d'attribution aux coûts au réseau de transport. Songeons notamment à une règle dérogatoire pour les cas où il serait choquant de voir en définitive la collectivité supporter certains coûts.

*Art. 22, al. 2 et 2<sup>bis</sup>*

L'ouverture du marché, tout comme l'introduction de diverses autres mesures, influe sur les compétences de l'ElCom (modification des compétences dans le domaine tarifaire et ajout de tâches spécifiques supplémentaires). Ces nouveautés se reflètent désormais à l'al. 2. La modification de cet article a permis de formuler plus simplement et précisément les *let. a et b*. La *let. a* se limite exclusivement, pour ménager une meilleure clarté, au régime des compétences dans le domaine de l'accès au réseau et des conditions d'utilisation du réseau, tandis que la *let. b* porte uniquement sur le contrôle des tarifs d'électricité, d'utilisation du réseau et de mesure ainsi que sur la rémunération calculée sur cette base. Il va de soi que cette dernière inclut la compétence de contrôler l'imputabilité des coûts invoqués. Hormis l'imputation séparée des coûts de mesure et la compétence de contrôle correspondante, le changement de formulation n'entraîne aucune modification matérielle. Il découle désormais de la phrase introductive que l'ElCom peut ou doit exercer ses compétences aussi bien d'office qu'en cas de litige entre deux parties, cette disposition s'appliquant à toutes les lettres de l'énumération. L'obligation de statuer en cas de litige contribue à fournir la garantie du

---

recours (art. 29a de la Constitution fédérale [Cst.]<sup>51</sup>): les personnes assujetties à ces dispositions juridiques ont droit à ce que l'ElCom rende une décision<sup>52</sup>.

La *let. c* confère à l'ElCom la compétence d'intervenir en cas de conditions abusives dans l'approvisionnement de remplacement. Certes, cet approvisionnement n'est soumis à aucune réglementation étatique des prix, mais les prix ne s'y forment pas par le libre jeu du marché entre l'offre et la demande. En raison de leur position monopolistique, les gestionnaires d'un réseau de distribution sont en situation de fixer les conditions unilatéralement. En soi, il appartiendrait à la Commission de la concurrence d'intervenir dûment (cf. art. 7, al. 2, let. c, de la loi fédérale du 6 octobre 1995 sur les cartels [LCart]<sup>53</sup>). Eu égard à son expertise spécifique, l'ElCom seule s'impose pour disposer de cette compétence. Mais vu le caractère exceptionnel de l'approvisionnement de remplacement et l'absence d'un régime tarifaire proprement dit, l'ElCom ne doit pas procéder à l'examen de tous les cas, elle ne doit intervenir que si des conditions effectivement abusives se font jour (soit sur dénonciation, soit d'office).

En vertu de la *let. d*, l'ElCom assume aussi certaines tâches dans le domaine de la flexibilité. Sa compétence est quasiment générale, à l'instar de ses autres attributions en qualité de régulateur, s'agissant des «utilisations garanties». Elle est investie de la surveillance des abus en ce qui concerne les rémunérations pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau.

La *let. e* règle deux compétences spécifiques de l'ElCom en lien avec les mesures prises lorsque la sécurité d'exploitation du réseau de transport est menacée. Elle peut d'une part, conformément au *ch. 1*, obliger les parties à conclure une convention (cf. explications ad art. 20a, al. 1). Elle peut lier une telle obligation à la menace des sanctions pénales figurant à l'art. 29, al. 1, let. g, qui prévoit de punir d'une d'amende pouvant atteindre 100 000 francs quiconque contrevient à une décision qui lui a été signifiée sous la menace de ces sanctions. D'autre part, en vertu du *ch. 2*, l'ElCom vérifie les ordres de Swissgrid et, en cas de non-observation de ceux-ci, les mesures de substitution prises par Swissgrid. La compétence visée au *ch. 2* se limite au domaine des ordres, car les questions de respect ou de violation des droits et obligations contractuels ainsi que leur application relèvent en principe de la compétence des tribunaux civils. La même remarque s'applique aux mesures de substitution prises par Swissgrid lorsqu'une mesure prévue contractuellement n'est pas prise ou ne peut pas être prise (cf. art. 20a, al. 3). Dans de telles situations, il faudra d'abord interpréter les droits et obligations contractuels, par exemple pour clarifier si les conditions étaient ou non réunies pour que la mesure prévue soit prise. Il convient toutefois de noter que l'ElCom peut fort bien arrêter des décisions dont l'impact est immédiat sur les conventions. Par exemple, elle pourrait vérifier, à l'appui de l'art. 22, al. 1, si les mesures prévues par une convention sont adéquates pour faire face à une menace pesant sur la sécurité de l'exploitation du réseau de transport (art. 20, al. 2, let. c).

*Let. f*: Swissgrid est compétente pour assurer l'administration de la nouvelle réserve de stockage (art. 8a, al. 3 s.), dans le cadre des valeurs clés définies par l'ElCom. La

51 RS 101

52 Arrêts du Tribunal fédéral 2C\_681/2015 et 2C\_682/2015 du 20 juillet 2016, ch. 3.6.5.

53 RS 251

---

coopération entre Swissgrid et les participants à la réserve de même que ses interventions sont réglées par contrat (Swissgrid conclut une convention au moment de l'adjudication). Si une intervention contraignante d'une autorité s'avérait nécessaire, ce rôle incomberait à l'EiCom. Swissgrid peut proposer à l'EiCom d'émettre certains ordres, mais l'EiCom peut aussi agir de son propre chef.

#### *Art. 22a* Publication des comparatifs de qualité et d'efficacité

L'art. 22a introduit la régulation Sunshine pour compléter la réglementation «cost-plus» établie (réglementation incluant un bénéfice) dans le domaine du réseau, respectivement pour contrôler les tarifs électriques dans l'approvisionnement de base. Cette disposition vise exclusivement la régulation Sunshine. L'art. 22a ne concerne pas d'éventuels autres comparaisons de l'EiCom survenant dans un contexte différent.

Les principaux éléments de la régulation Sunshine sont arrêtés à l'*al. 1*, qui fixe de manière générale le domaine dans lequel l'EiCom peut comparer les gestionnaires d'un réseau de distribution, à savoir le cadre de son domaine de compétence au sens de l'art. 22, al. 1 et 2. Les domaines réglementés à l'art. 22, al. 3 et 4, dans lesquels l'EiCom est investie de compétences d'observation et de surveillance spécifiques, ne font pas l'objet de la régulation Sunshine. Les objectifs mentionnés de la régulation Sunshine servent de lignes directrices à la mise en œuvre de ce nouvel instrument. Il faut en tenir compte lors du choix des valeurs comparatives adéquates et de la publication des résultats. Afin d'obtenir des résultats fiables, l'EiCom peut tenir compte, lors des comparaisons, d'éléments étrangers au domaine de régulation visé à l'art. 22, al. 1 et 2, pour autant que la valeur comparative elle-même remplisse ce critère. Par exemple, pour une comparaison tarifaire, elle pourrait tenir compte du fait que certains gestionnaires d'un réseau de distribution sont exemptés de l'assujettissement à l'impôt, puisque qu'il en découle des tarifs relativement plus bas. Pour atteindre l'objectif d'une transparence améliorée aux yeux des consommateurs finaux, il devrait être possible à ceux-ci de se faire une idée de son gestionnaire de réseau en comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau. C'est pourquoi l'EiCom peut publier les résultats de manière à ce qu'il soit possible de consulter les résultats individuels des gestionnaires d'un réseau de distribution. Sous l'angle de la protection des données, l'EiCom est habilitée à rendre accessibles en ligne des données personnelles conformément à l'art. 19, al. 3, LPD. Il peut être indiqué, pour garantir la comparabilité des résultats, de répartir les gestionnaires d'un réseau de distribution en groupes selon des critères adéquats (p. ex. la topographie, la densité d'urbanisation, la densité énergétique en MWh par kilomètre de conduite). Pour certaines comparaisons, il peut en outre s'avérer nécessaire de considérer seulement certains gestionnaires d'un réseau de distribution. Tel est par exemple le cas lorsque des valeurs extrêmes non significatives émaneraient de petits gestionnaires d'un réseau de distribution

Les domaines pour lesquels l'EiCom établit des comparaisons de gestionnaires d'un réseau de distribution sont énumérés à l'*al. 2*. Sans être exhaustive, cette liste restitue très largement le contenu et la portée de la régulation Sunshine. L'EiCom bénéficie d'une marge de manœuvre considérable, parce que les domaines sont définis largement et qu'une comparaison doit être établie seulement par lettre en non par sous-

---

position. Au sein d'un domaine, outre des comparaisons sur la base des valeurs comparatives individuelles concrètes, on peut envisager de regrouper plusieurs valeurs comparatives pour obtenir par exemple, comme résultat, une sorte d'efficacité globale dans un domaine déterminé. Au moment de choisir les domaines, on a veillé à ce que la régulation Sunshine débouche sur un coût supplémentaire raisonnable pour les entreprises concernées. Dans toute la mesure du possible, l'EICom doit déjà disposer des données nécessaires à l'obtention des valeurs de comparaison. Mais elle a néanmoins la possibilité, en vertu de l'art. 25, al. 1, de collecter des données supplémentaires pour la régulation Sunshine auprès des gestionnaires ou des propriétaires de réseau de distribution.

Dans le domaine de la qualité de l'approvisionnement (*let. a*), il est possible de comparer les gestionnaires d'un réseau de distribution en fonction de la durée et de la fréquence des interruptions de l'approvisionnement. Dans le domaine du réseau (*let. b*), des comparaisons sont envisageables par exemple en référence aux coûts de réseau par kilomètre de conduite. S'agissant des tarifs d'électricité (*let. c*), l'EICom peut établir des comparaisons tant pour le produit standard que pour d'autres produits de l'approvisionnement de base. Il est possible de comparer le nombre de produits électriques proposés dans des qualités écologiques différentes dans l'approvisionnement de base, ainsi que les possibilités de les combiner, ou le genre d'information reçue par les consommateurs finaux en cas d'interruption planifiée (*let. d*). Enfin, la *let. g* vise surtout les obligations en matière de publication et de communication des gestionnaires d'un réseau de distribution envers les consommateurs finaux et les autres acteurs du marché, à commencer par la publication ou la communication correcte et en temps utile des informations visées à l'art. 12. En principe, on peut aussi envisager des comparaisons concernant les obligations de communiquer à l'EICom, par exemple le dépôt des comptes annuels et de la comptabilité analytique au sens de l'art. 11.

L'*al. 3* arrête le principe que la régulation Sunshine doit être remplacée par une régulation incitative, dans le domaine du réseau, si l'on n'y observe pas des gains d'efficacité suffisants et les effets correspondants sur les coûts de réseau. Dans les autres domaines, on pourrait en principe maintenir la régulation Sunshine parallèlement à une régulation incitative. Le Conseil fédéral décidera si un projet d'introduction d'une régulation incitative doit être élaborée à l'intention du Parlement. Il se basera à cet effet sur les résultats d'une évaluation de l'OFEN qui analyse l'évolution des coûts de réseau et les gains d'efficacité correspondants dans le cadre de la régulation Sunshine. Une telle évaluation sera élaborée régulièrement tous les quatre ans, de manière à ce que l'on puisse examiner à intervalles adéquats si les améliorations recherchées se concrétisent. La rémunération de l'utilisation du réseau doit reposer sur les coûts d'un réseau sûr, performant et efficace. Par conséquent, l'évolution de la rémunération de l'utilisation du réseau doit pouvoir démontrer si l'objectif d'efficacité visé est réalisé dans une mesure suffisante. L'OFEN a mené des réflexions concernant le rapport coûts-utilité et parvient à la conclusion, sur la base d'une estimation plutôt conservatrice, qu'une régulation incitative peut induire une progression annuelle de la prospé-

---

rité comprise entre 190 et 270 millions de francs grâce aux gains d'efficacité obtenus.<sup>54</sup> L'évaluation débouchera sur une transmission de données entre l'EiCom et l'OFEN, conformément à l'art. 27, al. 3 (cf. explications ad art. 27).

Une régulation incitative correspondrait à un changement d'une régulation ex post à une régulation ex ante. Les gestionnaires d'un réseau de distribution recevraient alors des directives quant à leurs recettes durant une période de régulation (généralement quatre à cinq ans). Ces directives se déduisent des valeurs d'efficacité des gestionnaires de réseau déterminables dans les comparaisons statistiques (comparaisons par référence ou «benchmarking»). Les coûts influençables d'un gestionnaire de réseau sont alors comparés à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace comparable. Les coûts non influençables, notamment les coûts des réseaux en amont, de même que les impôts et les redevances, n'entrent pas dans la comparaison de l'efficacité: ils sont répercutés sur les consommateurs finaux par le biais de la rémunération de l'utilisation du réseau.

Les coûts inefficaces établis doivent être réduits au cours d'une période de régulation. Une trajectoire de réduction des coûts influençables inefficaces est ainsi dessinée en considérant l'évolution des prix dans le domaine du réseau. Il faut en outre prendre en compte les gains de productivité généraux pendant la période de régulation que tous les gestionnaires d'un réseau de distribution peuvent obtenir. En vue de la période de régulation suivante, une nouvelle comparaison statistique de l'efficacité sera réalisée, de sorte que les coûts influençables seront constamment soumis à une pression vers l'amélioration.

Il faut comprendre le principe fondamental de la régulation incitative comme suit: si les directives relatives aux gains d'efficacité sont remplies au-delà des objectifs fixés, le gestionnaire de réseau peut garder la différence pour lui à concurrence du montant maximal de recettes calculé; quant aux coûts qui excéderaient cette limite, il n'est pas permis de les répercuter sur le consommateur final par le biais de la rémunération de l'utilisation du réseau.

Une régulation incitative encourage les investissements efficaces tout en évitant notamment les surinvestissements sous forme de développement du réseau à trop forte intensité capitalistique. Elle ne débouche pas sur un arrêt des investissements ou sur une péjoration de la qualité du réseau. Une régulation incitative au niveau du réseau de distribution peut en outre comporter une régulation de la qualité, notamment sous forme d'incitations financières à la fiabilité du réseau. Pour les petits gestionnaires de réseau, il faudrait prévoir un modèle simplifié sans appel aux références comparatives («benchmarking»). Compte tenu des particularités et de la faible comparabilité du réseau de transport, Swissgrid devrait demeurer principalement dans un régime basé sur les coûts.

#### *Art. 23, al. 2*

Le nouveau droit de recours conféré par la loi à l'EiCom se limite aux cas visés à l'art. 23, c'est-à-dire les cas où une décision de l'EiCom contestée devant le Tribunal

<sup>54</sup> Frontier Economics (2015), Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz.

---

administratif fédéral (al. 1) n'est pas soutenue par celui-ci. Dans les domaines cantonaux du marché de l'électricité, qui peuvent donner lieu à des jugements des cours cantonaux, l'EiCom ne dispose pas d'un droit de recours.

*Art. 25, al. 1*

L'art. 25, al. 1, vise spécifiquement l'obtention de données par l'EiCom et l'OFEN. Il ouvre à ces autorités l'accès à des données qui leur sont nécessaires à la mise en œuvre de la loi ou à sa préparation (cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité<sup>55</sup>). Outre l'obtention des données par le régulateur en vue d'exécuter la loi, il couvre par conséquent aussi, par exemple, l'acquisition de données par l'OFEN en vue de développer le droit relatif à l'approvisionnement en électricité. Grâce au présent complément, ce deuxième aspect ressort plus clairement du texte de loi. Ce complément n'entraîne pas de modification matérielle. La clarification s'impose en raison de la transmission des données désormais introduite entre l'OFEN et l'EiCom (cf. explications ad art. 27, al. 3).

*Art. 26, al. 1*

La précision apportée à l'art. 25, al. 1, est logiquement répercutée dans l'art. 26, al. 1.

*Art. 27* Transmission des données

La transmission des données réglée à l'al. 3 couvre toutes les données disponibles auprès de l'OFEN ou de l'EiCom dont l'autorité requérante devrait disposer pour accomplir ses tâches. Les dispositions contraires à une transmission, comme notamment l'art. 14, al. 1, de la loi du 9 octobre 1992 sur la statistique fédérale<sup>56</sup>, doivent être observées. L'al. 3 revêt une importance pratique en particulier pour les données collectées en vertu de l'art. 25, al. 1: comme l'EiCom aussi bien que l'OFEN peuvent s'appuyer sur cette disposition (cf. explications ad art. 25, al. 1), les acquisitions de données de ces deux autorités peuvent se superposer. Afin d'empêcher, pour tous les intéressés, d'inefficaces collectes de données à double, l'al. 3 permet la transmission des données nécessaires à l'accomplissement des tâches visées.

L'al. 4 constitue la base légale permettant à l'EiCom de transmettre les données nécessaires à Swissgrid en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport (cf. explications ad art. 20, al. 2, let. c). Dans de telles situations, Swissgrid doit disposer de la base de données adéquate pour intervenir au bon moment avec les mesures appropriées. Par exemple, il se pourrait que les données actualisées sur le niveau de remplissage des lacs de retenue soient nécessaires pour décider si le concept d'urgence doit être engagé en vue d'acquiescer de la puissance et de l'énergie de réglage. L'obligation d'informer au préalable les personnes concernées sert à la transparence, mais un consentement pour transmettre les données n'est pas requis. L'al. 5, enfin,

<sup>55</sup> FF 2005 1493 (1547)  
<sup>56</sup> RS 431.01

---

garantit que les données ne seront pas utilisées à d'autres fins, par exemple pour acquérir des services-système.

*Art. 29, al. 1, let. a, d, e<sup>bis</sup> et f<sup>bis</sup>, et al. 4*

Al. 1: la disposition contenue à l'actuel art. 6, al. 5, selon laquelle les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau, disparaît suite à la nouvelle conception de l'approvisionnement de base, désormais plus proche du marché (abandon de la régulation en fonction des coûts de revient). De ce fait, la disposition de l'*art. 29, al. 1, let. a*, devient caduque et doit être supprimée.

La disposition pénale du nouvel *al. 1, let. e<sup>bis</sup>* contribue à ce que les données saisies dans le cadre de la mesure de décompte soient traitées et transmises aux acteurs autorisés conformément aux prescriptions (art. 17b<sup>ter</sup>). La disposition pénale vise les gestionnaires d'un réseau de distribution et tous les prestataires de mesure et exploitants de stations de mesure. Notons que sous réserve d'une «pseudo-concurrence», les infractions pénales visées dans la loi fédérale du 17 juin 2011 sur la métrologie (LMétr)<sup>57</sup>, dans la loi fédérale du 6 octobre 1995 sur les entraves techniques au commerce (LETC)<sup>58</sup> et dans le code pénal suisse du 21 décembre 1937 (CP)<sup>59</sup> peuvent aussi s'appliquer en principe à la mesure de décompte (p. ex. art. 147, art. 248, art. 251, ch. 1, al. 1 et 2, art. 290 CP). S'agissant de la nouvelle réserve de stockage, la transmission de renseignements faux ou incomplets, etc. est aussi passible de sanction pénale, notamment si de tels renseignements sont adressés à Swissgrid, bien qu'elle ne soit pas une autorité. Les obligations concernant les renseignements, les indications et les droits d'accès à fournir découlent elles-mêmes de l'*art. 8a, al. 6, let. c* (que le Conseil fédéral doive concrétiser ces obligations ne change rien au fait qu'elles ont force de loi).

*Al. 4*: la possibilité d'infliger une amende selon l'*art. 7* de la loi du 22 mars 1974 sur le droit pénal administratif (DPA)<sup>60</sup> est utilisée en l'occurrence, par exemple, par analogie à l'*art. 71 LEn* pour les amendes jusqu'à 20 000 francs (au lieu de 5000 francs).

*Art. 33c* Disposition transitoire relative à la modification du ...

Al. 1: à ce stade, les grands consommateurs finaux avaient également le droit de participer à l'approvisionnement de base. Ils ne perdaient ce droit qu'en signant un contrat sur le libre marché («libre un jour, libre toujours»). Désormais, les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est de 100 MWh ou plus perdent ce droit. La question se pose donc de savoir ce qui se passe s'ils n'utilisent pas leur accès au réseau alors même qu'ils n'ont pas droit à l'approvisionnement de base. La disposition transitoire clarifie ce point en leur donnant un délai de grâce d'un an pour conclure un

<sup>57</sup> RS 941.20

<sup>58</sup> RS 946.51

<sup>59</sup> RS 311.0

<sup>60</sup> RS 313.0

---

contrat de fourniture d'électricité. A l'expiration de ce délai, ils passent à l'approvisionnement de remplacement s'ils n'ont pas fait usage de la possibilité qui leur est donnée.

*Art. 34, al. 2 et 3*

Le projet de loi entraîne une ouverture complète du marché. En conséquence, la disposition finale de l'arrêt fédéral, qui devait mettre en vigueur les dispositions prévues à l'époque, devient caduque et doit être supprimée.

### **3 Conséquences**

#### **3.1 Conséquences financières pour la Confédération et conséquences sur l'état du personnel de la Confédération**

La mise en œuvre des mesures de la présente révision ne requiert pas de ressources supplémentaires à l'OFEN. Le domaine d'activité de l'ElCom sera partiellement élargi, de sorte que les besoins en personnel augmenteront d'environ 2 postes à temps plein. Cette augmentation sera partiellement financée par les émoluments et les taxes. Elle se justifie surtout par les tâches supplémentaires inhérentes à la mise en œuvre de l'ouverture complète du marché et par la fixation des valeurs clés de la réserve de stockage. Ces tâches supplémentaires consistent, dans le cadre de l'ouverture du marché, à ce que l'ElCom contrôle le respect de l'adéquation des prix et, s'agissant de la mise en œuvre de la réserve de stockage, à ce qu'elle vérifie les conditions-cadres en matière de concurrence. S'y ajoutent certaines tâches supplémentaires liées à la régulation du réseau. Par ailleurs, il faut s'attendre, dans le cadre des nouvelles dispositions, à une tendance haussière des procédures pour abus, ce qui implique un certain coût supplémentaire.

Pour la Confédération, hormis les besoins de personnel supplémentaires mentionnés, aucune conséquence financière n'est à signaler.

#### **3.2 Conséquences pour les cantons et les communes**

Les mesures proposées ne génèrent aucune conséquence directe importante pour les cantons et les communes. En leur qualité de propriétaires, ceux-ci sont toutefois indirectement concernés par les effets sur les gestionnaires de réseau, dans la mesure surtout où la future valeur de rendement des entreprises concernées par l'ouverture du marché et qui sont en leurs mains peut se modifier. La future valeur de rendement dépend avant tout de la manière dont ces entreprises sauront s'affirmer dans un environnement concurrentiel.

---

### 3.3 Conséquences économiques

La principale utilité des mesures se compose des effets suivants:

- conception du marché améliorée, qui conforte la sécurité d’approvisionnement de la Suisse contre les situations critiques inconnues,
- ouverture complète du marché, qui donne une liberté de choix du fournisseur et encourage l’innovation, laquelle soutient la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050,
- tarification de l’utilisation du réseau plus conforme au principe de causalité,
- tendance à de meilleures incitations à l’efficacité sur le réseau,
- tendance à la réduction du développement conventionnel du réseau grâce à de meilleures incitations à l’utilisation du réseau et à une utilisation accrue des flexibilités (au service du réseau et du marché),
- liberté de choix judicieusement limitée, du point de vue macroéconomique, dans le domaine des systèmes de mesure,
- répartition des rôles plus claire s’agissant d’assurer la sécurité de l’approvisionnement.

#### 3.3.1 Evaluations des mesures économiquement importantes

##### *Ouverture complète du marché*

Une ouverture complète du marché comporte des avantages économiques fondamentaux dans la mesure où les prix de marché sont mieux répercutés sur les consommateurs finaux. Des options intéressantes apparaîtront en particulier pour les grandes PME, qui opèrent encore à ce stade sous le régime du monopole partiel.

Les principaux effets probables sont les suivants:

- *Effets dynamiques positifs sur la branche de l’électricité*: de nouvelles offres plus spécifiques aux clients apparaîtront et la pression vers l’efficacité augmentera sur le versant des achats (p. ex. par l’élargissement des acquisitions conjointes). Simultanément, certains coûts d’adaptation uniques incomberont aux entreprises électriques lors de la mise en œuvre de l’ouverture complète du marché.
- *Réduction des différences de prix entre les régions*: l’intensification de la concurrence réduira les actuelles différences dans les prix de l’énergie.
- *Possibilités d’économies pour les consommateurs finaux*: du point de vue des consommateurs finaux, les conditions de passage à un modèle de marché demeurent favorables (cours de change franc-euro, prix tendanciellement bas sur le marché de gros). D’éventuelles futures baisses de prix de l’électricité bénéficieront aux PME et aux ménages ainsi qu’aux grands clients restés à ce stade dans l’approvisionnement de base, tandis que les producteurs d’électricité subiront dans ce cas des baisses du côté de leurs clients finaux captifs à ce jour.

---

Outre les incitations fondamentales à l'efficacité, les avantages qualitatifs sont importants. Ils reposent sur le fait que seul un marché complètement ouvert incite sans restriction à des modèles d'affaires inédits et novateurs en faveur des énergies renouvelables. Nombre de nouveaux modèles d'affaires pour les énergies renouvelables ou l'efficacité énergétique ne sont pas possibles aujourd'hui sur le marché partiellement ouvert, ce qui signifie qu'ils sont limités au libre marché, qui est de taille relativement modeste quant au nombre de clients. Ainsi, tous les modèles fondés sur un mode d'acquisition de l'électricité par des sources autres que le fournisseur de l'approvisionnement de base impliquent nécessairement l'ouverture complète du marché. De telles innovations, de même que le produit standard défini de l'approvisionnement de base, soutiennent la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050.

L'examen des modèles d'affaires pour les énergies renouvelables dans les pays voisins de la Suisse montre que le marché des énergies renouvelables bénéficie de la possibilité de vendre directement aux consommateurs finaux et d'une formation des prix plus flexible.<sup>61</sup> Certains modèles d'affaires novateurs apparaissant sur les marchés de l'électricité ouverts offrent ainsi de nouvelles opportunités aux nouveaux acteurs comme aux acteurs établis et contribuent à la diffusion plus rapide des énergies renouvelables et à leur intégration dans le marché. Les nouveaux acteurs comprennent entre autres des particuliers, des communes, des PME, des entreprises du commerce de détail et des entreprises de transport qui font usage de la possibilité de produire et de commercialiser des énergies renouvelables. Inversement, les consommateurs finaux peuvent consciemment choisir leur électricité et, par exemple, continuer d'acquérir des énergies renouvelables provenant de leur canton d'origine même après avoir déménagé. De plus, les énergies renouvelables se propagent grâce à de nouveaux modèles de participation liés à la vente d'électricité. Tel est le cas par exemple des modèles qui permettent à des producteurs d'électricité renouvelable décentralisés et à des consommateurs de s'associer directement par des plateformes, ou des modèles de participation à des installations correspondantes proposant des droits de souscription. Dans ce contexte, la numérisation joue un rôle important. On voit ainsi, par exemple, apparaître de nouvelles plateformes qui permettent au consommateur final de définir son propre mix d'électricité et de le combiner avec une participation à la production électrique indépendamment du lieu. Les entreprises d'approvisionnement en énergie sur les marchés ouverts offrent en outre de nouveaux services aux consommateurs et aux producteurs d'énergies renouvelables dans le domaine de l'électromobilité. La possibilité ainsi donnée de disposer d'une plus grande flexibilité pour la formation des prix sur les marchés ouverts n'est pas seulement avantageuse pour les fournisseurs d'électricité; elle contribue aussi à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le réseau. Sur le long terme, l'ouverture complète du marché (associée à l'amélioration de la régulation des flexibilités) est aussi susceptible de soutenir le couplage des secteurs, car elle permet d'exploiter des potentiels de flexibilité supplémentaires.

<sup>61</sup> Reinschauer & Hampl (2018), Analyse von Geschäftsmodellinnovationen für erneuerbare Energien in liberalisierten Märkten, Institut für Strategisches Management, Universität des sciences économiques de Vienne.

---

Le service public est assuré grâce à un modèle d’approvisionnement de base modifié. Un examen de l’adéquation garantit que les consommateurs finaux de l’approvisionnement de base ne soient pas confrontés, en raison de l’ouverture complète du marché, à des conditions tarifaires qui les désavantagent considérablement s’ils restent dans l’approvisionnement de base. Des possibilités de changer annuellement et des tarifs annuels fixes sont prévus, parce qu’une offre d’approvisionnement de base simplement structurée est préférable sous l’angle de la protection du consommateur.

Dans l’approvisionnement de base, un produit standard sera défini conformément aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050, afin de soutenir la mise en œuvre de celle-ci. Parallèlement à la pression à la baisse que devrait exercer sur les prix une ouverture du marché, ce dispositif pourrait entraîner des coûts supplémentaires dans l’approvisionnement de base. Mais ces coûts supplémentaires devraient rester limités à l’échelle nationale, puisque la réglementation ne devrait guère induire, pour l’ensemble de la Suisse, une composition différente du courant par rapport aux tarifs actuels ou aux tarifs qui seront en vigueur à partir de 2019 (en vertu de l’art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl, décidé par le Parlement dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques). Cette réglementation de durée déterminée a pour effet que l’électricité vendue dans l’approvisionnement de base est d’ores et déjà en majeure partie renouvelable. Les consommateurs les plus susceptibles d’être concernés par un éventuel effet haussier sur les prix sont les clients de fournisseurs de l’approvisionnement de base qui n’avaient jusqu’ici dans leur offre de base qu’une part très faible d’électricité suisse issue d’énergies renouvelables, c’est-à-dire qui recouraient aux garanties d’origine étrangères avantageuses pour valoriser le courant gris qu’ils achetaient. Cependant, les prix de l’énergie des EAE suisses ne dépendent quasiment pas actuellement de la composition du courant. Ce point montre indirectement qu’une acquisition efficiente peut avoir un effet tarifaire considérable. En outre, tous les consommateurs finaux peuvent opter pour un contrat plus favorable, notamment sur le libre marché, et se décider en fonction du meilleur rapport qualité-prix. Fondée sur cette liberté de choix, l’ouverture complète du marché est économiquement avantageuse pour les consommateurs finaux. Le taux de passage de l’approvisionnement de base dans le libre marché dépendra de la réduction possible des coûts, mais aussi du poids que les consommateurs finaux donneront au facteur prix par rapport à d’autres facteurs tels que la qualité (produits électriques issus des nouvelles énergies renouvelables) ou l’origine. Les taux de changement en moyenne européenne (changement vers un nouveau fournisseur) sont d’environ 6,4% par an, selon le Conseil des régulateurs européens de l’énergie (Council of European Energy Regulators, CEER). S’y ajoutent les changements, auprès du fournisseur établi, vers des contrats avantageux pour les consommateurs finaux.

### *Réserve de stockage*

Les coûts d’une réserve de stockage sont de quelques dizaines de millions de francs par an (selon une estimation approximative, entre 15 et 30 millions de francs par an).<sup>62</sup> Ces coûts sont refinancés par la rémunération de l’utilisation du réseau de transport,

<sup>62</sup> Frontier Economics und Consentec (2018), Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz.

---

ce qui correspond à une hausse des tarifs d'utilisation du réseau de 0,025 à 0,05 ct./kWh. Sous l'angle du dimensionnement, la solution préférée est celle d'une conservation en dehors du marché d'énergie disponible pour le marché suisse. Cette variante entraîne, par rapport à une réservation supplémentaire de puissance, des coûts beaucoup plus faibles et son impact sur le marché des services-système est nettement moindre. Si de la puissance était retirée du marché, sa liquidité diminuerait, ce qui induirait des prix de services-système plus élevés.

### *Tarifification de l'utilisation du réseau*

Les adaptations de la tarification découlent du fait que la charge (de pointe) est un facteur essentiel pour le dimensionnement du réseau et, partant, pour les coûts du réseau, dont il faut davantage tenir compte. Compte tenu du principe du point de prélèvement, ceci concerne d'abord le consommateur final, c'est-à-dire la tarification au niveau de réseau 7. La rémunération de l'utilisation du réseau conforme au principe de causalité garantit que les coûts sont payés par celui qui les génère, de sorte que l'ensemble du système soit mieux piloté sur le long terme. Elle réduit les besoins de développement du réseau à moyen et long termes et contribue ainsi à réduire les coûts de réseau. Les adaptations prévues sont une solution de compromis, qui doit mener à une meilleure conformité au principe de causalité tout en étant compatible avec les objectifs de la Stratégie énergétique 2050. Des exemples chiffrés montrent que la rentabilité des installations photovoltaïques pour la consommation propre diminue à cause de la réduction du tarif de travail minimal et qu'elle est même négative dans certains cas pour un tarif de travail de 30%. En revanche, la rentabilité est de 2% bien comptés avec des parts de puissance de 50%. Elle est d'autant plus élevée que les coûts de réseau sont importants. C'est pourquoi il faudra veiller, en présence d'éventuels modèles de prix dynamiques axés sur la puissance, à ce que les «prosommateurs» ne soient pas globalement désavantagés par rapport à une solution de référence où la part du prix axée sur la puissance n'est que de 50%.

### *Régulation Sunshine*

L'introduction d'une régulation Sunshine vise à améliorer graduellement le système actuel de la régulation basée sur les coûts, ce qui devrait engendrer une plus grande efficacité. La réalisation des objectifs dépend pour beaucoup de l'effet de la publication des indices sur les propriétaires des réseaux de distribution (l'idée étant qu'ils anticipent une perte de réputation). Notons au passage que les clients du réseau, comparativement aux clients de certaines autres applications de cette régulation (services sur le marché comme l'hôtellerie, les prestations sur internet, etc.), n'ont pas la possibilité de changer. On ne saurait donc dire de combien progressera la prospérité. Toutefois, comme les gestionnaires de réseau n'assumeront pas de coût supplémentaire particulier, on peut tabler sur un gain de prospérité. L'ElCom pourra en outre utiliser les éléments tirés de la régulation Sunshine pour approfondir son examen des coûts. A l'avenir, afin de mieux évaluer les effets des modifications de la loi, l'OFEN aura la possibilité d'obtenir des données de l'ElCom, notamment pour tester la régulation incitative dans le cadre d'éventuelles études basées sur des références comparatives

---

(«benchmarking»). De plus, une évaluation régulière de l'évolution des coûts de réseau dans le cadre de la régulation Sunshine incitera les gestionnaires de réseau à adopter un comportement efficient, ce qui aura des effets positifs sur le plan économique. Si les gains d'efficacité demeurent insuffisants, le Conseil fédéral soumettra un projet visant à introduire une régulation incitative. Une rémunération du réseau plus efficace en termes de coûts induit à moyen terme des réductions sensibles des charges pour tous les consommateurs finaux, car la rémunération du réseau correspond bien en moyenne à la moitié des coûts d'électricité.

### *Flexibilités*

La régulation des flexibilités a pour but principal d'exploiter mieux et plus largement leur potentiel économique, qui est considérable en Suisse<sup>63</sup>. Un cercle de détenteurs clairement défini est mis en place à cet effet, ce qui encourage l'utilisation économique des flexibilités. Grâce aux possibilités de pilotage et d'ajustement de l'injection dont disposent les gestionnaires de réseau et moyennant l'intégration requise des flexibilités dans la planification du réseau, les besoins de développement du réseau peuvent être réduits à moyen et à long termes. En outre, les nouveaux modèles d'affaires sont encouragés, ce qui entraîne d'importantes innovations, telles que les agrégateurs (intermédiaires qui regroupent l'énergie flexible ou la puissance des consommateurs finaux et qui les proposent sur les marchés des services-système), les charges flexibles, les centrales électriques virtuelles (interconnexion de diverses unités de production électrique décentralisées, p. ex. des éoliennes, des installations solaires et des installations de biogaz), agent de stockage de quartier, etc. De nouveaux modèles d'affaires peuvent aussi contribuer à ce que les unités de charge et de consommation actuelles soient coordonnées plus efficacement.

Le bon fonctionnement des instruments d'incitation est une importante condition de l'intégration des flexibilités. C'est pourquoi il faut créer, dans le cadre de la régulation Sunshine, un indicateur supplémentaire qui mette en évidence les efforts consentis par les gestionnaires de réseau pour recourir aux mesures économiques liées au réseau intelligent. Concernant la gestion de l'injection, le potentiel de réduction des coûts au niveau du réseau inhérent à une meilleure utilisation des flexibilités est estimé à quelque 800 millions de francs sur 20 ans, hors coûts de mise en œuvre<sup>64</sup>. Cette estimation ne tient pas compte des coûts de gestion de l'injection, soit en particulier du coût des acquisitions de remplacement et celui des dédommagements pour les quantités d'énergie non injectées (ajustement de l'injection). Il faut encore ajouter à cela les potentiels offerts par les nouveaux modèles d'affaires sur le marché.

<sup>63</sup> Cf. Breig, O. et al. (2016), Multi-Client-Studie Endkundenflexibilität. Eine Empfehlung zur besseren Nutzung der Flexibilitätspotenziale bei den Schweizer Stromverbrauchern bis 2020, Zollikon.

<sup>64</sup> Infrac (2017), Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG).

---

### *Systèmes de mesure*

Des effets dynamiques à long terme peuvent aussi découler des droits d'option prévus par la loi dans le domaine des systèmes de mesure. Les déficits actuels – tarifs considérablement excessifs pour la mesure des courbes de charge et déficits de qualité – se situent surtout au niveau des consommateurs finaux disposant de plusieurs sites de consommation (grands distributeurs, etc.) et des autoconsommateurs d'une certaine taille. En outre, des coûts de mesure élevés freinent le développement de la production énergétique décentralisée, ils peuvent constituer une barrière à l'entrée sur le marché et dissuader de participer au libre marché de l'électricité. Le droit au libre choix du fournisseur crée surtout des incitations à ce que les fournisseurs existants dans la zone de desserte des gestionnaires de réseau, mais aussi les nouveaux prestataires, proposent les prestations de mesure à des prix intéressants et de meilleure qualité.

Tant le développement des flexibilités que les droits d'option légaux concernant les systèmes de mesure apportent donc des avantages économiques. L'amélioration de l'utilisation des flexibilités permet à leurs détenteurs de réaliser des revenus supplémentaires ou de réduire leurs versements dans le cadre de la rémunération de l'utilisation du réseau, tandis que le réseau peut se développer plus efficacement sur le long terme, ce qui génère en retour des effets généraux sur la rémunération de l'utilisation du réseau dont tous les consommateurs finaux bénéficient. La liberté de choix dans le domaine des systèmes de mesure conduira à des baisses de coûts significatives pour les clients concernés.

### **3.3.2 Conséquences pour l'emploi et effets de répartition**

Du point de vue actuel, les mesures prévues ne devraient pas avoir un grand impact sur le nombre d'actifs dans la branche de l'électricité. D'éventuelles adaptations structurelles devraient être compensées par une demande de travail accrue due à l'émergence de nouveaux produits et services. Un maintien des structures serait entaché de risques économiques à long terme.

Les entreprises et les ménages bénéficient d'un plus large choix de possibilités. Ils peuvent opter pour d'éventuelles offres plus avantageuses ou choisir de nouvelles prestations. Les PME, en particulier, disposent de nouvelles possibilités intéressantes pour mieux gérer leurs coûts d'électricité. A moyen et long termes, il faut s'attendre à ce que les mesures liées au réseau débouchent sur une baisse des tarifs ou sur un ralentissement de leur hausse en raison des gains d'efficacité des coûts dans la mise à disposition et l'exploitation des réseaux électriques.

Les mesures ne devraient pas engendrer d'importants effets de répartition. A court terme, les effets provenant surtout de l'ouverture complète du marché et de la réserve de stockage peuvent s'avérer importants.

Du côté de la clientèle, les éventuels effets de répartition causés par l'ouverture complète du marché dépendent de l'évolution des prix et du comportement des ménages et des clients commerciaux. En cas de tendance baissière des prix de l'électricité, les

---

ménages profitent de l'allègement de leurs coûts d'électricité. L'ouverture complète du marché devrait surtout bénéficier aux consommateurs finaux des régions où le niveau de prix est actuellement élevé. Deux effets se déploient au sein de l'approvisionnement de base: premièrement, comme l'approvisionnement de base sera dorénavant en concurrence avec le libre marché, des offres plus innovantes et concurrentielles, de ce fait des prix tendanciellement plus avantageux sont probables; deuxièmement et simultanément, l'exigence d'un produit standard suisse qui doit soutenir la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 pourrait induire des coûts contractuels plus élevés pour les consommateurs finaux qui ont actuellement un contrat d'approvisionnement bon marché avec une faible part d'électricité issue d'énergies renouvelables. Toutefois, ces consommateurs finaux peuvent en tout temps passer au libre marché ou choisir auprès de leur fournisseur un produit électrique plus avantageux, pour autant qu'un tel produit soit proposé.

Les coûts de la réserve de stockage sont comptabilisés dans la rémunération de l'utilisation du réseau de transport et, par conséquent, ils sont uniformément répartis entre tous les consommateurs finaux de la Suisse.

Les autres mesures de la révision tendront à se faire sentir plutôt à moyen et long termes. Fondamentalement, elles favoriseront la conformité au principe de causalité et une gestion plus efficace des opérations.<sup>65</sup>

### **3.3.3 Conséquences pour les branches**

#### *Effets au sein de la branche de l'électricité*

L'ouverture complète du marché devrait entraîner un gain d'efficacité dans la branche suisse de l'électricité. Elle mènera au développement de nouvelles prestations et influencera aussi les prix. Elle aura des répercussions sur la concurrence au niveau de la production. Elle influera à la fois sur les chances économiques et sur les risques commerciaux. Ce point est important lorsque les propres centrales électriques ne peuvent pas produire à des prix concurrentiels. Cet effet est atténué par le fait que, dans l'approvisionnement de base, les consommateurs finaux se voient proposer un produit standard leur permettant de choisir s'ils veulent soutenir une offre d'énergies suisses en majorité renouvelables. Tous les producteurs suisses, en particulier les entreprises hydroélectriques suisses, en profitent, puisque les garanties d'origine gagnent en valeur et que les ménages et les clients commerciaux reçoivent une offre intéressante pour leur approvisionnement en électricité renouvelable. Les mesures utiles au réseau donneront des incitations plus fortes qu'aujourd'hui à adopter un comportement au service du réseau et à améliorer l'efficacité des coûts. Ces mesures contribuent donc à ce que les réseaux électriques restent finançables aussi à long terme. Il importe, dans le cadre de la régulation élargie basée sur les coûts, que la régulation Sunshine permette d'éclairer aussi les domaines qui recèlent d'importants potentiels d'efficacité ou de discrimination des gestionnaires monopolistiques. La mise en œuvre d'investissements intelligents efficaces et des systèmes de mesure en font partie.

<sup>65</sup> Cf. Infrac (2017)

---

Les éventuels conflits d'objectifs et les effets indésirables, en particulier dans la perspective du développement recherché des énergies renouvelables et de l'efficacité électrique, ont été adéquatement pris en compte dans la proposition de tarification au niveau de réseau 7. Une meilleure équité des coûts renforce en principe la rentabilité à long terme du développement du réseau. Les adaptations ne peuvent aller au-delà d'une limite si l'attractivité économique du modèle de l'autoconsommation doit être maintenue. Simultanément, le projet est ouvert à de nouveaux modèles de tarification inédits.

La régulation prévue des flexibilités et l'élargissement du marché des services-système, étayé (en sus) par la loi, encouragent la concurrence et sont susceptibles d'attirer de nouveaux acteurs sur le marché. A plus long terme, la nouvelle régulation des flexibilités devrait générer un potentiel d'innovation considérable, notamment si les petits consommateurs finaux et leur comportement d'utilisateurs sont eux aussi mieux intégrés dans le marché lors de l'introduction des compteurs intelligents.

Dans le domaine des systèmes de mesure également, de nouveaux acteurs peuvent entrer sur le marché et concurrencer les prestataires établis. Les nouveaux arrivants ont du succès s'ils soumettent des offres plus économiques. Comme le marché de la mesure de décompte n'est que partiellement ouvert, les coûts consécutifs à l'ouverture du marché restent limités pour les gestionnaires de réseau, notamment parce que des mandats sont d'ores et déjà donnés à des tiers et que le cercle des clients concernés fait l'objet de mesures axées sur la puissance, ce qui signifie que les coûts supplémentaires pour l'informatique et les processus d'échange de données entre les gestionnaires de réseau devraient être limités.

#### *Effets sur d'autres branches*

Les autres branches sont surtout influencées par l'ouverture complète du marché. Tous les consommateurs finaux commerciaux et industriels ont la possibilité de lutter à armes égales avec leurs concurrents européens pour leurs achats d'électricité. Alors que les prix de l'électricité tendent à baisser, ce sont surtout les branches comptant des entreprises à forte consommation d'électricité qui en sortent gagnantes, pour autant qu'elles n'aient aujourd'hui pas encore l'accès au libre marché.

Les effets dynamiques d'une ouverture du marché de l'électricité, qui stimulent l'innovation, et à long terme également la régulation des flexibilités peuvent avoir des effets induits dans l'ensemble de l'économie. Il faut apporter toutefois un bémol à cette estimation positive en précisant que tous les consommateurs finaux doivent co-financer les coûts macroéconomiques d'une réserve de stockage.

### **3.4 Conséquences sociales et environnementales**

Une ouverture complète du marché dynamise l'environnement de l'économie énergétique suisse. Les actifs de la branche y trouveront des opportunités mais aussi des défis. Ils pourront surtout profiter de la dynamique d'idées commerciales inédites. Les innovations induites par l'ouverture du marché de l'électricité contribuent à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans la société.

---

A en juger aujourd'hui, les mesures présentées devraient engendrer des effets légèrement positifs sur l'environnement. Avec l'ouverture complète du marché, et même si les importations d'électricité augmentaient, aucune pollution supplémentaire de l'environnement n'est à attendre, puisque la charge de CO<sub>2</sub> due à la production électrique est limitée par les quantités des systèmes d'échange de quotas d'émission suisse et européen. Le même effet (inversé) vaut pour l'effet du produit standard de l'approvisionnement de base, qui soutient à long terme une consommation plus importante d'énergies renouvelables. Ce produit donne la priorité à l'effet d'encouragement axé sur le marché et non pas à l'effet sur le climat. S'agissant des mesures qui ont une incidence sur le réseau, il faut noter qu'un développement intelligent, indirectement soutenu, des réseaux électriques diminue les atteintes au territoire et à l'environnement s'il permet de renoncer partiellement au développement conventionnel du réseau. Fondamentalement, il faut considérer positivement les potentiels d'innovation et les potentiels issus de l'ouverture complète du marché (p. ex. grâce aux modèles de participation pour les énergies renouvelables injectées de manière décentralisée), car ils peuvent contribuer à un approvisionnement en énergie moderne qui économise les ressources. Les tarifs plus fortement axés sur la puissance ne devraient réduire que légèrement l'incitation à économiser de l'électricité.

## **4 Relation avec le programme de la législation et avec les stratégies nationales du Conseil fédéral**

### **4.1 Relation avec le au programme de la législation**

Le projet est annoncé dans le message du 27 janvier 2016 sur le programme de la législation 2015–2019<sup>66</sup> et dans l'arrêté fédéral du 14 juin 2016 sur le programme de la législation 2015–2019<sup>67</sup>.

### **4.2 Relation avec les stratégies nationales du Conseil fédéral**

Les mesures prévues renforcent la mise en œuvre, efficace en termes de coûts, des objectifs de la Stratégie énergétique 2050. L'ouverture complète du marché libère, dans la branche de l'électricité suisse, des potentiels d'innovation propices aux mutations industrielles.

Ces mesures correspondent aussi aux objectifs de la stratégie de la Confédération en matière d'infrastructures<sup>68</sup>. Cette stratégie doit assurer la performance des infrastructures nationales, à laquelle contribue la réserve de stockage et les mesures supplémentaires visant la sécurité d'approvisionnement. L'optimisation des conditions-cadres et l'amélioration de la rentabilité, également visées par la stratégie en matière d'infrastructures, sont réalisées dans la mesure où la deuxième étape de l'ouverture du marché

<sup>66</sup> FF 2016 981 (1050 et 1100)

<sup>67</sup> FF 2016 4999 (5003)

<sup>68</sup> [www.uvek.admin.ch](http://www.uvek.admin.ch) > Le DETEC > Stratégie de la Confédération en matière d'infrastructures

---

et la liberté de choix introduite dans le domaine des systèmes de mesure créent des incitations fondamentales à investir dans les nouvelles technologies. La dynamique du marché réduit les inefficacités existantes. En outre, la régulation du réseau connaît des améliorations importantes: une meilleure utilisation des flexibilités et les mesures de tarification entraînent une utilisation du réseau plus efficace et un développement du réseau optimisé sur le long terme. L'introduction d'une régulation Sunshine dans le cadre de la régulation basée sur les coûts accroît la transparence tout en plaçant des incitations modérées à l'efficacité pour le réseau de distribution électrique.

Les mesures proposées dans le cadre de la révision, en particulier l'ouverture complète du marché et les améliorations apportées à la régulation du réseau, sont complètement en accord avec la stratégie de croissance du Conseil fédéral, puisqu'elles entraînent une meilleure efficacité de l'approvisionnement en électricité. Comme il s'agit d'infrastructures qui ont des effets considérables sur d'autres branches, la résistance de l'économie tend aussi à s'améliorer. Le dernier objectif justifie spécifiquement l'introduction d'une réserve de stockage appropriée au sens macroéconomique. Notons que le Groupe de travail interdépartemental Croissance a surtout relevé l'effet considérable (sur l'efficacité) d'une analyse comparative (de type «benchmarking») portant sur les gestionnaires d'un réseau de distribution.<sup>69</sup> Cette comparaison pourra être projetée dans le cadre de la régulation Sunshine, puisque les possibilités de comparer ne sont pas limitées. Mais on ne peut pas y placer d'incitation financière. Les incitations financières (p.ex. sous la forme d'une régulation incitative) gagneront en importance lors de la diffusion croissante des réseaux intelligents, afin de mieux soutenir leur mise en place effective.

De plus, les innovations attendues, qui sont liées à la deuxième étape de l'ouverture du marché, mais sont aussi soutenues par la régulation des flexibilités et la liberté de choix dans le domaine des systèmes de mesure, sont en accord avec la Stratégie Suisse numérique.<sup>70</sup> Elles concourent à la réalisation de l'objectif selon lequel l'approvisionnement en énergie futur utilisera des technologies innovantes. Les mêmes objectifs se retrouvent dans la Stratégie pour le développement durable<sup>71</sup> et dans la Feuille de route suisse pour un réseau intelligent<sup>72</sup>.

<sup>69</sup> Secrétariat d'Etat à l'économie (2015), Principes pour une nouvelle politique de croissance: analyse rétrospective et perspective sur la stratégie future, p. 185.

<sup>70</sup> Confédération suisse (2016), Stratégie Suisse numérique.

<sup>71</sup> [www.are.admin.ch](http://www.are.admin.ch) > Développement durable > Stratégie pour le développement durable 2016-2019

<sup>72</sup> OFEN (2015), Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses.

---

## 5 Aspects juridiques

### 5.1 Constitutionnalité

#### 5.1.1 Bases juridiques

Le projet repose sur l'art. 91, al 1, Cst., en vertu duquel la Confédération légifère sur le transport et la livraison de l'électricité. Cette disposition confère à la Confédération, dans les domaines cités, une compétence législative complète, qui comprend notamment la régulation du marché. La Confédération est entre autres habilitée à édicter des prescriptions concernant l'organisation et l'activité des EAE, elle peut régler les rapports de droit entre les fournisseurs d'électricité et les consommateurs finaux, arrêter un droit d'accès au réseau et prescrire des tarifs et des mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement.<sup>73</sup> Ce dernier point comprend notamment l'obligation de raccordement au réseau et les obligations de livraison prévues dans l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement.

#### 5.1.2 Compatibilité avec les droits fondamentaux

Les mesures qui restreignent les droits fondamentaux inscrits dans la Constitution requièrent une base légale, elles doivent se justifier par un intérêt public et être proportionnées (art. 36 Cst.). En outre, l'égalité de droit doit être respectée pour toutes les mesures (art. 8, al. 1, Cst.).

Le projet préserve les droits fondamentaux constitutionnels, en particulier la garantie de propriété (art. 26 Cst.) et la liberté économique (art. 27 Cst.). Il ne contient pas de disposition contraire à la concurrence, comme c'est le cas des mesures de politique économique ou de politique professionnelle qui entravent la libre concurrence pour favoriser certains secteurs d'activité ou certaines formes d'exploitation, voire pour évincer l'activité économique privée ou le régime de concurrence.<sup>74</sup> Au contraire: l'ouverture complète du marché de l'électricité, les droits d'option prévus par la loi dans le domaine des systèmes de mesure et la réglementation de l'utilisation des flexibilités au service du réseau sont dans l'intérêt de la libre définition des relations d'affaires entre divers acteurs. La réserve de stockage représente une certaine intervention dans le libre jeu des forces du marché. Les conditions d'une telle intervention, visées à l'art. 36 Cst., sont réunies à cet effet. La réglementation légale sert l'intérêt constitutionnel d'un approvisionnement en énergie suffisant, sûr et économique (art. 89, al. 1, Cst.) sans aller au-delà du nécessaire. En effet, conçues en prévision de situations extraordinaires telles que les pénuries ou les ruptures critiques de l'approvisionnement, les dispositions visées ne sont appliquées qu'en cas de besoin, la réserve requise étant définie à nouveau chaque année par Swissgrid. En ce qui concerne la

<sup>73</sup> René Schaffhauser in: Ehrenzeller et al., Commentaire saint-gallois de la Constitution fédérale (2014), ch. marg. 3 ad art. 91. But de l'art. 91 Cst.; cf. message du 20 novembre 1996 relatif à une nouvelle constitution fédérale, FF 1997 I 1 ss (613); cf. avis de droit du 23 octobre 1996 de l'Office fédéral de la justice, Gutachten betreffend die verfassungsmässigen Kompetenzen des Bundes im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (avec de plus amples références bibliographiques).

<sup>74</sup> Cf. ATF 138 I 378, consid. 8.3 et ATF 131 I 223, consid. 4.2.

---

garantie de propriété et la liberté économique, il importe que, en vertu de l'art. 19, al. 4, une suspension des droits de vote des actionnaires de Swissgrid qui ne sont pas sous contrôle suisse puisse intervenir dans les cas exceptionnels. En l'occurrence également, les conditions de l'intervention sont remplies. Le mécanisme prévu est nécessaire et adéquat pour garantir le contrôle national de la société, voulu par le législateur (art. 18, al. 3). De plus, l'intervention est plus modérée qu'elle ne le serait dans les autres variantes possibles (p. ex. vente forcée ou permis obligatoire pour vendre). Enfin, la portée et la durée de la suspension ne s'étendent pas au-delà de ce qui est absolument nécessaire.

Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, un acte législatif viole l'obligation de l'égalité de traitement s'il établit une distinction juridique sans qu'un motif raisonnable apparaisse dans les faits à régler ou s'il omet une distinction qui s'impose compte tenu des faits. Autrement dit, l'obligation de l'égalité de traitement n'est pas respectée si ce qui est semblable n'est pas traité de manière identique et lorsque ce qui est dissemblable ne l'est pas de manière différente. Dans le cadre de ces principes et de l'interdiction de l'arbitraire (art. 9 Cst.), le législateur conserve une grande latitude.<sup>75</sup> Présentement, l'égalité de droit demeure aussi préservée. Toutes les différenciations effectuées sont objectivement fondées. Ce point vaut particulièrement pour les modalités des ouvertures de marché prévues. Le fait que l'approvisionnement de base ne soit plus ouvert à l'avenir qu'aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh se justifie par le besoin accru de protection des petits consommateurs finaux, en particulier des ménages, et il correspond au demeurant aux dispositions du droit de l'UE. Que le marché de la mesure de décompte ne soit ouvert que pour les grands clients s'explique avant tout par une estimation des coûts et de l'utilité. L'interdiction expresse de toute discrimination, qui vise à protéger les autoconsommateurs quant aux tarifs d'utilisation du réseau à appliquer au niveau de réseau 7 (art. 14, al. 3<sup>bis</sup>, let. b), répond aussi au principe d'égalité de droit. Au demeurant, le classement des titulaires d'un droit de préemption nouvellement introduit pour l'acquisition des actions de Swissgrid n'est pas sans importance sous l'angle de l'égalité de droit. L'ordre de priorité choisi est justifié par des raisons objectives. Les EAE sous contrôle suisse occupent le troisième rang en raison du but recherché par cette réglementation, car elles ne peuvent établir le contrôle des pouvoirs publics qu'indirectement. La priorité accordée aux 26 cantons face aux communes, dont le nombre est bien plus important, s'explique par l'applicabilité pratique de la règle (le règlement d'un cas de préemption se complexifie avec le nombre croissant d'ayants droit).

### 5.1.3 Relation avec le droit cantonal

L'art. 91, al. 1, Cst. confère à la Confédération une compétence dérogatoire subséquente. Tant que le législateur fédéral ne fait pas usage de ses compétences législatives, les éventuelles dispositions cantonales et communales restent en vigueur. Bien qu'il s'agisse d'une compétence matérielle complète en principe, la Confédération doit veiller, pendant qu'elle l'exerce, à des domaines réglementaires où les cantons

<sup>75</sup> Cf. ATF 138 I 321, consid. 3.2, ATF 137 V 121, consid. 5.3, ATF 136 I 1, consid. 4.1.

---

sont aussi compétents, voire où ils le sont exclusivement. Le projet tient compte de ce principe constitutionnel. Il n'interfère dans aucun domaine de compétence réservé aux cantons. De toute manière, comme par le passé, le législateur fédéral n'épuise pas complètement ses compétences.

## 5.2 Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse

Dans le droit du commerce mondial, l'électricité est assimilée à une marchandise ordinaire, malgré ses propriétés physiques particulières et bien qu'elle soit transportée et distribuée par conduite. De ce fait, les principes fondamentaux de l'Accord instituant l'Organisation mondiale du commerce (OMC)<sup>76</sup> ou de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT)<sup>77</sup> s'appliquent donc aussi au commerce de l'électricité. Indépendamment de ces deux accords, les tâches inhérentes à l'approvisionnement en électricité qui présentent un caractère de service (p. ex. les prestations de mesure) sont régies par l'Accord général sur le commerce des services (GATS)<sup>78</sup>. La gestion des aides d'Etat se conforme quant à elle à l'Accord de l'OMC sur les subventions et les mesures compensatoires (ASMC)<sup>79</sup>. Outre ces dispositions relevant du droit du commerce mondial, il faut encore tenir compte, dans notre relation à l'UE, de l'Accord de libre-échange Suisse-UE de 1972<sup>80</sup> et, envers les Etats de l'AELE, de la Convention instituant l'Association Européenne de Libre-Echange de 1960<sup>81</sup>.

Le présent projet tient compte de ces obligations internationales. L'ouverture complète du marché de l'électricité et la liberté de choix dans le domaine des systèmes de mesure sont en particulier dans l'esprit du droit du commerce international. L'approvisionnement de base, qui doit être assuré par le gestionnaire d'un réseau de distribution local et dont le produit standard doit être exclusivement composé d'énergie indigène en majorité renouvelable (art. 6, al. 2) est le seul reliquat, minime, d'une intervention dans le marché. Cette intervention survient toutefois au service de la sécurité d'approvisionnement et de la promotion des sources d'énergie renouvelables, ces deux objectifs étant pris en compte tant dans le droit de l'OMC que dans les accords de libre-échange. Au demeurant, les consommateurs finaux sont libres de choisir d'autres produits dans l'approvisionnement de base ou de passer au libre marché.

Si un accord sur l'électricité était conclu avec l'UE, une importante obligation internationale supplémentaire devrait être respectée dans le domaine de la législation relative à l'approvisionnement en électricité. C'est pourquoi le droit de l'UE y afférent est très important pour la présente révision. Les nouveautés que comporte le présent projet et auxquelles s'appliquent des règles du droit de l'UE sont élaborées de façon à ce qu'elles aussi compatibles que possible avec la législation de l'UE.

<sup>76</sup> RS **0.632.20**

<sup>77</sup> RS **0.632.21**

<sup>78</sup> RS **0.632.20**, annexe 1B

<sup>79</sup> RS **0.632.20**, annexe 1A.13

<sup>80</sup> Accord du 22 juillet 1972 entre la Confédération suisse et la Communauté économique européenne; RS **0.632.401**.

<sup>81</sup> Convention du 4 janvier 1960 instituant l'Association Européenne de Libre-Echange; RS **0.632.31**.

---

### 5.3 Forme de l'acte législatif

Le projet contient d'importantes dispositions fixant des règles de droit, qui doivent être édictées sous la forme d'une loi fédérale, conformément à l'art. 164, al. 1, Cst. La révision de la LApEl suit par conséquent la procédure législative normale.

### 5.4 Assujettissement au frein aux dépenses

Le projet n'est pas soumis au frein aux dépenses visé à l'art. 159, al. 3, let. b, Cst., car il ne contient ni des dispositions relatives aux subventions ni la base pour la création d'un crédit d'engagement ou d'un plafond de dépenses.

### 5.5 Conformité aux principes de la législation sur les subventions

Le projet ne prévoit pas d'aides financières ou d'indemnités au sens de la loi fédérale du 5 octobre 1990 sur les subventions (LSu)<sup>82</sup>.

### 5.6 Délégation de compétences réglementaires

Les délégations de compétences normatives intégrées dans la loi dans le cadre de la présente révision se limitent à un objet réglementaire déterminé et leur contenu, leur but et leur ampleur sont précisés dans une mesure suffisante. Les délégations concernent en particulier les modalités détaillées concernant la réserve de stockage pour les situations d'approvisionnement critiques (art. 8a, al. 6), la mesure de décompte (art. 17a, al. 3), les flexibilités (art. 17b<sup>bis</sup>, al. 5) et les droits de préemption lors d'une cession d'actions de Swissgrid (art. 18, al. 4<sup>bis</sup>). Les délégations doivent permettre d'alléger le texte de loi de dispositions d'un degré de concrétisation élevé. Il s'agit en outre souvent de contenus susceptibles de requérir des adaptations rapides pour tenir compte des conditions changeantes ou des développements techniques.

### 5.7 Protection des données

En vertu de l'art. 19 LPD, la communication de données personnelles par des organes fédéraux requiert en principe une réglementation explicite dans une loi au sens formel. Le concept de communication comprend en premier lieu la publication et la transmission de données à des tiers. L'exigence visée à l'art. 19 LPD s'applique aussi bien à l'échange de données entre organes fédéraux qu'à la transmission de données à des autorités cantonales, communales et étrangères ainsi qu'aux particuliers en Suisse et à l'étranger. En l'occurrence, elle importe à la coopération entre l'OFEN et l'EiCom. Ces deux autorités traitaient d'ores et déjà des données dans l'accomplissement de

<sup>82</sup> RS 616.1

---

leurs tâches. Désormais, elles pourront se transmettre des données (à des fins déterminées). Les dispositions de la LPD demeurent applicables sans restriction. En outre, l'EiCom peut désormais, face à certaines menaces, transmettre des données à Swissgrid, le projet garantissant simultanément par une disposition spéciale (art. 27, al. 5) que les données seront traitées confidentiellement et suffisamment protégées. Dans ce contexte, la régulation Sunshine et la publication qu'elle prévoit des résultats des comparaisons entre les divers gestionnaires de réseau de distribution revêtent aussi de l'importance.

L'art. 17<sup>b</sup><sup>ter</sup>, al. 1, oblige les gestionnaires de réseau et les autres acteurs qui opèrent dans le domaine des systèmes de mesure à se fournir mutuellement toutes les données nécessaires à l'exécution des tâches et des processus prévus par la loi. Il ne s'agit pas en l'occurrence de données sensibles au sens de l'art. 3, let. c, LPD, mais cette disposition contenue jusqu'ici dans l'OApEl est portée au niveau de la loi en raison de l'ouverture complète du marché de l'électricité. Cette adaptation se justifie par le fait que l'échange de données entre les acteurs impliqués est d'une importance fondamentale pour les divers processus, en particulier en vue d'un déroulement harmonieux du changement de fournisseur. S'agissant de la gestion des données de mesure et des données de référence des consommateurs finaux et des producteurs d'électricité, d'autres principes fondamentaux relatifs à la protection des données sont ancrés dans l'art. 17<sup>b</sup><sup>ter</sup>, al. 2 et 3, par exemple le droit à l'obtention gratuite des propres données personnelles. Ces dispositions ont pour fonction d'uniformiser le droit, puisque les EAE, qui sont constituées selon le droit communal et cantonal, ne sont pas soumises à la loi sur la protection des données de la Confédération (art. 2 LPD).

L'art. 17c, al. 3, prévoit ensuite que les systèmes de mesure, de commande et de réglage doivent satisfaire à des exigences spécifiques quant à la sécurité des données et que le Conseil fédéral règle la procédure visant la définition de ces exigences et le contrôle de leur respect. Il serait aussi possible de fonder l'édiction de certaines dispositions par le Conseil fédéral sur l'art. 17c, al. 2, en relation avec l'art. 7 LPD, d'autant que la loi sur la protection des données de la Confédération est entièrement applicable à ces systèmes (art. 17c, al. 1). Compte tenu de la haute importance pratique de cette thématique, une compétence claire et complète est en l'occurrence ménagée au Conseil fédéral.