



Rapport d'activité de l'ElCom 2016



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Impressum

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Effingerstrasse 39, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Photos

ElCom / www.bildkultur.ch (page 1, 43, 51)
Alpiq AG (page 6)
BKW AG (page 17)
Swissgrid (page 28)
Axpo Holding AG (page 45)

Tirage

D: 400, F: 200, I: 50, E: 100

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6 / 2017

Table de matières

1	Avant-propos du Président	4
2	Sécurité de l’approvisionnement	6
2.1	Aperçu.....	8
2.2	La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives.....	8
2.2.1	Rétrospective de l’hiver 2015/16.....	8
2.2.2	Rapport sur la sécurité de l’approvisionnement en 2016.....	9
2.2.3	La situation durant l’hiver 2016/17.....	9
2.2.4	Perspectives à plus long terme.....	10
2.3	Qualité de l’approvisionnement.....	10
2.3.1	Disponibilité du réseau.....	10
2.3.2	Capacité d’importation.....	11
2.4	Mécanismes de capacité.....	12
2.5	Services-système.....	14
3	Réseaux	17
3.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres.....	17
3.2	Développement et planification des réseaux.....	21
3.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport.....	21
3.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution.....	22
3.2.3	Participation aux procédures de plan sectoriel et d’approbation des plans.....	22
3.3	Investissements dans l’infrastructure de réseau.....	23
3.3.1	Investissements dans le réseau de transport.....	23
3.3.2	Investissements dans le réseau de distribution.....	23
3.4	Renforcements de réseau.....	24
3.5	Société nationale du réseau de transport.....	25
3.6	Décisions et mesures concernant les réseaux.....	27
4	Marché suisse de l’électricité	28
4.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses.....	28
4.2	Accès au marché et taux de changement.....	29
4.3	Tarifs du réseau de transport.....	31
4.4	Tarifs du réseau de distribution.....	32
4.5	Examens des tarifs.....	35
4.6	Jurisprudence.....	39
4.7	Régulation Sunshine.....	40
4.8	Système de mesure.....	41
4.9	RPC, RU et tarifs de reprise.....	42
5	Surveillance du marché	43
5.1	La transparence sur le marché de gros de l’électricité.....	43
5.2	Section Surveillance du marché – les chiffres de 2016.....	44
6	Affaires internationales	45
6.1	Gestion des congestions.....	45
6.2	Centrales frontalières.....	47
6.3	Merchant Lines.....	47
6.4	Produits des enchères.....	48
6.5	Plates-formes internationales pour l’énergie de réglage.....	49
6.6	Instances internationales.....	49
7	Perspectives	50
8	Commission fédérale de l’électricité (ElCom)	51
8.1	Organisation et personnel.....	52
8.1.1	Commission.....	53
8.1.2	Secrétariat technique.....	55
8.2	Finances.....	56
8.3	Manifestations organisées par l’ElCom.....	56
9	Annexe	57
9.1	Statistique des affaires traitées.....	57
9.2	Statistique des procédures de recours.....	57
9.3	Statistique des séances.....	58
9.4	Publications.....	58
9.5	Glossaire.....	59

1 Avant-propos du Président



Carlo Schmid-Sutter
Président de l'ElCom

2016 a été mouvementé pour la branche de l'électricité. En début d'année, la disponibilité inférieure à la moyenne des capacités de production au niveau de tension 220 kV, conjuguée à des capacités d'importation limitées, a provo-

qué un vaste débat sur la sécurité d'approvisionnement. La situation s'est ensuite détendue, sous l'effet des mesures d'urgence mises en place et de conditions météorologiques favorables. Si ces mesures d'urgence ont pu être adoptées, c'est grâce à la réactivité et à l'excellent travail de tous les acteurs concernés. De ce point de vue là, le risque de congestion a eu des aspects positifs. Durant la phase de crise, les parties concernées ont travaillé d'arrache-pied à la maîtrise de la situation, définissant leurs compétences respectives dans le cadre de groupes de travail et mettant en œuvre les mesures qui s'imposaient. Au niveau technique, on a accéléré les travaux portant sur des éléments essentiels du développement du réseau tels que le transformateur de Beznau. Reste à espérer, pour les hivers à venir, que la branche suisse de l'électricité aura su tirer les enseignements nécessaires de l'hiver 2015/16.

Du point de vue du régulateur, l'approvisionnement en électricité a fonctionné de façon satisfaisante ces dernières années. Ainsi, la qualité de l'approvisionnement est excellente en Suisse. Les coupures, planifiées et non planifiées, subies par les consommateurs suisses se sont élevées en moyenne à 21 minutes en 2015 (les valeurs de 2016 ne seront connues qu'à l'été 2017). Les coupures non planifiées n'ont représenté que onze minutes par consommateur. Ces chiffres comptent parmi les meilleurs d'Europe.

Les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base sont également satisfaisants. Les coûts d'utilisation du réseau sont stables depuis le début de nos relevés en 2009. Ils s'élèvent à environ 10 centimes par kilowatt-heure. Quant au prix de l'énergie, il oscille entre sept et huit centimes par kilowatt-heure, tandis que les différentes taxes et redevances cantonales et communales se montent à environ 1 centime. Seule la RPC a plus que triplé – avec l'approbation du souverain – pendant la période de relevé, si bien qu'elle atteint aujourd'hui 1,5 centime.

S'agissant de l'avenir, le régulateur estime que l'approvisionnement en électricité de la Suisse va au-devant de temps difficiles. À court terme, c'est-à-dire en ce qui concerne l'hiver 2016/17, la situation semble encore relativement bonne. Notre pays a fait ses devoirs, de sorte que, côté réseau, il dispose de capacités d'importation nettement plus élevées qu'en 2015/16. S'il devait manquer d'énergie en ruban, il pourrait donc en importer, à condition qu'elle soit disponible à l'étranger. Côté production, la situation est également loin du seuil critique, du moins à court terme, et ce malgré les arrêts provisoires des centrales nucléaires de Beznau 1 et de Leibstadt.

À moyen ou à long terme, la Suisse risque toutefois d'avoir à relever des défis de plus en plus importants. Le développement des énergies renouvelables ne progresse que lentement. Au rythme actuel, il nous faudrait environ 100 ans pour compenser le déficit de production dû à la désaffectation des centrales nucléaires. Or, comme l'explique le Conseil fédéral dans son message relatif à la Stratégie énergétique 2050, il nous faut combler au moins partiellement l'écart entre la consommation et la production nationales par le développement de la production indigène, faute de quoi nous devons importer davantage d'électricité. Dans le cadre de son rapport périodique sur la sécurité d'approvision-

nement, l'ElCom a émis, au cours de l'année sous revue, une mise en garde à propos des risques que présenterait une dépendance trop marquée vis-à-vis des importations. Les importations d'électricité ne sont possibles que moyennant la disponibilité, en temps réel, de la production et de l'infrastructure de transport requises à l'étranger ainsi que de capacités de transport suffisantes en Suisse.

En cas d'augmentation de la dépendance envers les importations, l'importance du contexte international s'accroît également. Les relations avec les pays voisins sont certes encore intactes sur le plan opérationnel. Nous avons avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) un protocole d'accord qui nous donne un statut d'observateur dans différents groupes de travail. Néanmoins, l'attitude de Bruxelles envers la Suisse est clairement hostile. Notre pays se voit ainsi refuser l'accès non seulement au couplage des marchés day ahead, mais aussi au processus Cross Border Intraday. Les négociations à venir sont donc loin de se présenter sous les meilleurs auspices. La focalisation croissante sur les questions institutionnelles a pour effet de reléguer au second plan l'optimisation de l'exploitation du réseau interconnecté, le fonctionnement des marchés et le maintien de la sécurité d'approvisionnement. Si les questions formelles continuent à jouer un rôle prépondérant, l'exploitation du réseau interconnecté et la sécurité d'approvisionnement risquent d'en pâtir.

Dans le domaine de la surveillance du marché, l'ElCom a introduit avec succès le système MATCH (qui équivaut au REMIT européen), qui assure le monitoring du marché de gros de l'électricité en Suisse. Depuis 2016, entre 40'000 et 45'000 contrats standards sont introduits chaque jour dans ce système, sans compter les avis OTC et les données fondamentales. Le système MATCH permet au régulateur de garantir le prix équitable de l'électricité, de disposer de solides connais-

sances du marché et de garder une vue d'ensemble du niveau de connaissance des autorités étrangères au sujet des données sensibles des entreprises suisses.

Dans le domaine des prix et tarifs, nous avons achevé avec succès la deuxième et dernière phase de test de la régulation Sunshine. Nous commencerons à appliquer cet instrument de régulation en 2017. Les résultats seront communiqués individuellement aux gestionnaires de réseau, comme c'était le cas durant les années tests. Ils ne sont pour l'heure pas publiés.

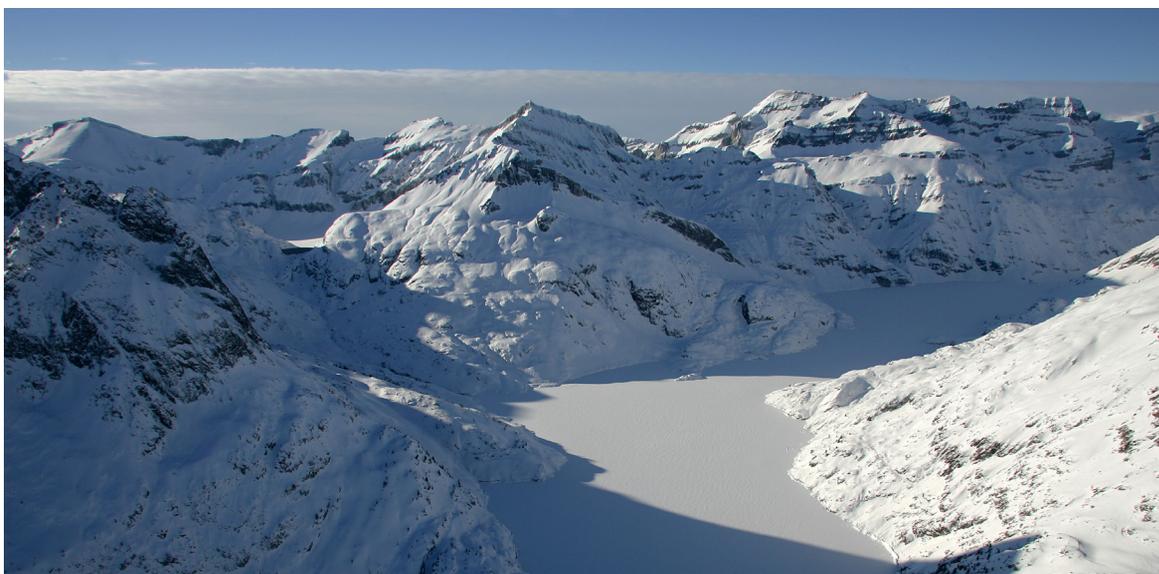
Dans le domaine du droit, l'arrêt rendu au cours de l'année sous revue par le Tribunal fédéral (TF) dans l'affaire CKW a confirmé la conformité au droit de la méthode dite du prix moyen, appliquée de longue date par l'ElCom et par plus de 80 % des gestionnaires de réseau pour la fixation des prix. Au vu des réactions du Parlement à cet arrêt, il faudra toutefois encore attendre pour connaître les conséquences qui en résulteront pour les gestionnaires de réseau de distribution n'ayant pas appliqué cette méthode.

En avril 2016, l'ElCom a par ailleurs rendu une décision de principe concernant la rétribution du courant injecté, et en particulier du courant solaire. Cette rétribution est fixée en fonction du prix d'achat payé par le gestionnaire de réseau pour l'acquisition de courant sans origine déclarée.

Vous trouverez dans le présent rapport une vue d'ensemble détaillée des activités de l'ElCom. Je vous en souhaite bonne lecture.



2 Sécurité de l'approvisionnement



Les bassins d'accumulation apportent une contribution importante à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, surtout pendant le semestre d'hiver. On voit ici le Lac d'Emosson, dans le canton du Valais.

La sécurité d'approvisionnement a figuré au centre des préoccupations de l'ECom en 2016. Des mesures à court terme, conjuguées à des conditions météorologiques favorables, ont permis de débloquer la situation d'approvisionnement tendue qui a caractérisé l'hiver 2015/16. L'ECom s'attend toutefois à ce que les risques augmentent à moyen ou à long terme. Renato Tami, directeur de l'ECom, décrit dans un entretien les tâches déjà menées à bien et les défis qui s'annoncent.

Le 2 décembre 2015, Swissgrid a fait savoir par voie de communiqué de presse que la situation d'approvisionnement s'annonçait tendue. Que s'est-il passé ?

Suite à un enchaînement de circonstances particulières, la situation en matière d'approvisionnement a été marquée par des tensions durant l'hiver 2015/16. L'indisponibilité des centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 a privé la Suisse d'une part considérable de sa production d'énergie en ruban. Ce déficit de production a dû être en majeure partie compensé par les bassins d'accumulation suisses, qui de ce fait ont atteint des niveaux inférieurs à la moyenne. La sécheresse de l'été et de l'automne 2015 a également eu un impact négatif : le débit des cours d'eau est resté très faible, ce qui a considérablement réduit la production des centrales au fil de l'eau, laquelle est essentielle à l'approvisionnement en électricité de la Suisse. En raison de ce concours de circonstances, il a fallu

importer davantage de courant de l'étranger. Si les capacités d'importation à la frontière nord se sont révélées suffisantes, il en est allé autrement des capacités de transformation entre les niveaux 380 et 220 kV.

Des mesures ciblées conjuguées à un temps doux et humide ont permis de débloquer la situation. Quelles ont été ces mesures ?

Il s'agissait de mesures techniques concernant le réseau et de mesures au niveau du marché. Adoptées en raison des tensions qui ont affecté l'approvisionnement durant l'hiver 2015/16, elles se sont vite révélées efficaces. Côté réseau, on s'est surtout employé à réduire la charge des transformateurs 380/220 kV, notamment en recourant à un transformateur de secours. Côté marché, on a par exemple acheté de l'énergie de réglage de façon anticipée. Différents groupes de travail ont en outre été institués. Ces mesures, conjuguées à un temps doux et riche en précipitations ainsi qu'à

la remise en service de Beznau 2, ont permis de débloquer la situation. Le rapport sur la sécurité d’approvisionnement durant l’hiver 2015/16 offre une vue d’ensemble du sujet. Il est disponible en allemand sur le site Internet de l’ElCom (Sonderbericht zur Versorgungssituation Winter 2015/16).

Parlons un peu d’avenir : les mesures prises permettent-elles d’exclure que se reproduise la situation de l’hiver 2015/16?

Même les mesures prises ne permettent malheureusement pas d’exclure totalement ce genre de situation. Nous estimons que de sérieux problèmes attendent la Suisse, en particulier en ce qui concerne sa sécurité d’approvisionnement à moyen et long terme. Ainsi, le rythme actuel de développement des énergies renouvelables ne suffit pas à compenser la production qui disparaîtra avec la mise à l’arrêt définitif des centrales nucléaires. La possibilité la plus simple de remplacer l’énergie manquante consiste à importer davantage. Une telle dépendance vis-à-vis des importations n’est cependant pas sans risques.

En quoi consistent les risques ? Le bas niveau des prix de l’électricité montre que l’énergie est véritablement pléthorique en Europe.

Il faut d’une part que le développement du réseau soit suffisamment avancé. Bien que de gros efforts aient été consentis l’hiver dernier, avec des progrès considérables à la clé, d’autres extensions doivent être réalisées de toute urgence, par exemple l’augmentation des capacités de transformation à Mühleberg et l’élévation de la tension sur la ligne Bassecourt-Mühleberg. D’autre part, la dépendance vis-à-vis des exportations suppose que les pays voisins soient en tout temps prêts à exporter de l’électricité sans aucune restriction. La situation montre toutefois qu’une telle hypothèse pourrait ne pas se vérifier à moyen terme déjà. En France, l’énergie est une denrée rare durant les mois d’hiver, si critiques. Au fil des ans, ce pays est devenu importateur net d’électricité, alors qu’il était exportateur net auparavant. Dans ce contexte, la disponibilité des centrales nucléaires françaises et l’évolution des températures jouent

un rôle essentiel. Lorsqu’il fait froid, le pays a besoin d’une puissance supplémentaire de plus de 2000 MW, soit près de deux fois la puissance de la centrale nucléaire de Leibstadt, à chaque fois que la température baisse d’un degré. En comparaison, la puissance supplémentaire requise en Suisse par degré de température en moins n’est que de 70 MW environ. En cas d’hiver rigoureux, cette particularité française est susceptible de perturber considérablement l’approvisionnement en électricité de toute l’Europe. Quant à l’Allemagne, elle entend déconnecter du réseau, d’ici 2022, celles de ses centrales nucléaires qui sont encore en service, dont quatre grandes installations situées dans le sud du pays, alors même que le développement de l’axe nord-sud de son réseau électrique a pris du retard. En d’autres termes, on ne sait pas non plus si ce pays continuera de disposer en tout temps d’une capacité d’exportation suffisante.



« L’idée d’un degré d’autarcie défini est très intéressante pour la Suisse. »

Renato Tami
Directeur de l’ElCom

Ne serait-il pas judicieux, au vu des considérations ci-dessus, de définir le degré d’autarcie que doit avoir la Suisse, c’est-à-dire le pourcentage de la consommation devant être produit dans le pays ?

Il existe différentes approches visant à soutenir la sécurité d’approvisionnement de la Suisse à moyen et long terme. L’idée d’un degré d’autarcie défini est très intéressante. L’important, dans l’intérêt de la sécurité d’approvisionnement, est que les milieux politiques se penchent rapidement sur la question. Les débats sur de nouveaux modèles de marché et de nouvelles conceptions du marché n’auront toutefois de sens que lorsqu’on sera parvenu à un consensus sur ce qu’est le degré d’autarcie.

2.1 Aperçu

En vertu de la loi sur l’approvisionnement en électricité (art. 22, al. 3 et 4, LApEl), l’ElCom est chargée de surveiller la sécurité de l’approvisionnement en électricité. Si la sécurité de l’approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou à long terme, l’ElCom propose au Conseil fédéral les mesures visées à l’art. 9, LApEl (augmentation de l’efficacité de l’utilisation de l’électricité, acquisition d’électricité, renforcement et développement des réseaux électriques). La sécurité de l’approvisionnement est garantie si la quantité d’énergie demandée est disponible en tout temps dans l’ensemble du réseau électrique au niveau de qualité requis et à des prix équitables.

En Suisse, l’hiver 2015/16 a été marqué, pour plusieurs raisons, par une situation tendue en matière de sécurité d’approvisionnement. Les faits ont été analysés dans un rapport, et différentes mesures ont été prises pour éviter qu’une telle situation ne se reproduise au cours de l’hiver 2016/17 (cf. paragraphe 2.2).

L’ElCom observe la sécurité de l’approvisionnement à moyen et long terme à l’aide d’un important dispositif de surveillance couvrant les domaines réseaux, production, coûts et tarifs ainsi que le contexte juridico-technique. À cet effet,

elle collecte notamment des données sur la qualité de l’approvisionnement et sur la disponibilité du réseau ou, plus précisément, sur la fréquence des coupures. En plus de la qualité de l’approvisionnement, l’ElCom observe, dans le cadre de sa surveillance, l’évolution des capacités d’importation disponibles aux frontières avec la France, l’Allemagne, l’Autriche et l’Italie (cf. paragraphe 2.3). Ces données sont publiées chaque année

La sécurité de l’approvisionnement dépend aussi des capacités de production et de la disponibilité de l’électricité. C’est la raison pour laquelle l’ElCom observe aussi les marchés étrangers et les activités des régulateurs étrangers dans le domaine des mécanismes de capacités (cf. paragraphe 2.4).

Des capacités de production suffisantes et des réseaux de transport et de distribution bien dimensionnés ne suffisent pas à eux seuls à garantir la sécurité de l’approvisionnement. Étant donné qu’il n’est pas possible de stocker l’énergie électrique dans le réseau, il faut que la quantité d’énergie qui y est injectée corresponde précisément, en tout temps, à celle qui en est soutirée. Cet ajustement se fait par le biais d’un service-système, l’énergie de réglage (cf. paragraphe 2.5).

2.2 La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives

2.2.1 Rétrospective de l’hiver 2015/16

Durant l’hiver 2015/16, la situation a été par moments critique. Ce sont les transformateurs 380/220 kV qui ont constitué le facteur limitatif de la capacité d’importation. Avec la participation significative de l’ElCom, la branche a analysé la situation dans le cadre du groupe de travail « hiver » et en a atténué le caractère tendu par différentes mesures. Un rapport détaillé sur la situation en matière d’approvisionnement qui a caractérisé l’hiver 2015/16 a été publié sur le site Internet de l’ElCom.

Dans le cadre du suivi de l’hiver en question, un autre groupe de travail, celui-là dirigé par l’ElCom, a fixé les responsabilités des différents acteurs. La séparation des réseaux, et plus précisément des activités de production, de négoce et de distribution découlant de l’entrée en vigueur de la LApEl, a eu pour effet de supprimer la responsabilité intégrale de la sécurité de l’approvisionnement qui incombait jusqu’alors conjointement à l’ensemble des acteurs. Les responsabilités de chacun d’entre eux sont néanmoins claires :

en vertu de la loi, l'approvisionnement des consommateurs finaux en régime d'approvisionnement de base incombe aux gestionnaires de réseau de distribution. Celui des clients finaux entrés sur le marché libre est réglé par des

contrats de fourniture de droit privé. Quant à Swissgrid, elle est chargée d'assurer l'exploitation sûre, performante et efficace du réseau de transport, mais n'a pas de responsabilité en matière de fourniture d'énergie d'approvisionnement.

2.2.2 Rapport sur la sécurité de l'approvisionnement en 2016

Tous les deux ans, l'ElCom établit un rapport détaillé sur la sécurité de l'approvisionnement à moyen terme de la Suisse. Le rapport actuel a été publié en été 2016 sur le site Internet de l'ElCom. L'analyse des paramètres d'observation pertinents donne un tableau contrasté : si la dimension prix et tarifs ne doit pas être considérée comme problématique pour la sécurité de l'approvisionnement, l'ElCom estime cependant qu'il existe un besoin d'agir dans les domaines réseaux électriques et production.

Les paramètres d'observation de la gestion système du réseau de transport sont restés stables ou ont évolué de manière légèrement positive. L'élément critique est la capacité d'importation permettant de compenser les déficits de production en Suisse, qu'ils soient prévus ou non. En se fondant sur les enseignements tirés de l'hiver 2015/16, Swissgrid a redéfini l'ordre de priorité de certains projets de développement, dont le renforcement des capacités du transformateur 380/220 kV de Laufenburg et le nouveau transformateur de Beznau. En complément des analyses effectuées par Swissgrid, l'ElCom a vérifié l'efficacité de ces mesures en collaboration avec le centre de re-

cherche Réseaux énergétiques de l'EPF de Zurich (FEN). La prochaine étape importante, dans la perspective de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Mühleberg, sera l'élévation de la tension de la ligne Bassecourt – Mühleberg. La durée des procédures relatives aux projets de ligne constituera l'un des défis à relever pour ces projets.

La sécurité de l'approvisionnement sur le réseau de distribution peut être qualifiée de très bonne. La disponibilité du réseau de distribution a été très élevée au cours des six dernières années. Tel est le constat qui ressort notamment de la comparaison entre pays publiée chaque année par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER).

Le parc suisse de centrales électriques comprend une part élevée d'installations destinées à couvrir les pointes de charge (centrales de pointe). En termes de puissance, il dispose donc de réserves. Toutefois, si l'on évalue ce parc dans l'optique de la production d'énergie, on constate que les risques tendent à augmenter. La puissance n'est utilisable que si l'énergie primaire nécessaire est disponible.

2.2.3 La situation durant l'hiver 2016/17

Le groupe de travail « Hiver » s'est réuni à titre préventif au cours de l'hiver 2016/17. La situation est restée calme jusqu'en décembre. Par la suite, les bassins d'accumulation ont été très fortement mis à contribution à des fins de production, si bien qu'ils ont atteint des niveaux extrêmement bas. Néanmoins, du fait des enseignements tirés de l'hiver précédent et des améliorations en découlant, la capacité d'importation est aujourd'hui beaucoup plus im-

portante, de sorte que l'approvisionnement reste sûr en dépit de ces bas niveaux.

Le niveau élevé de la production issue des bassins d'accumulation s'explique d'une part par le froid hivernal et d'autre part par le fait qu'une partie des parcs nucléaires suisse et français a été à l'arrêt. Comme les chauffages électriques sont très répandus en France, la consommation d'électricité et le niveau des

prix augmentent beaucoup dans ce pays lorsqu'il fait froid, ce qui pousse fortement à la hausse le niveau des prix en Suisse, de sorte qu'il devient rentable pour les exploitants de faire fonctionner les centrales à accumulation.

En France, environ un tiers des centrales nucléaires a été arrêté en octobre 2016 par mesure de précaution après que des anomalies eurent été consta-

tées. Une partie de ces centrales était à nouveau en service à la fin de l'année. Durant cette période très critique pour la France, l'Italie a temporairement limité ses exportations. Swissgrid a soutenu la France dans la mesure de ses possibilités et réfléchi à la situation en collaboration avec l'ElCom. Même si cette situation n'a pas eu de conséquences graves pour la Suisse, elle aurait présenté des risques en cas de dépendance élevée envers les importations.

2.2.4 Perspectives à plus long terme

Avec les conditions-cadres et les prix du marché actuels, les propriétaires des centrales électriques suisses ne semblent pas être en mesure d'effectuer des investissements et de financer le renouvellement de leurs centrales. L'arrêt progressif des centrales nucléaires entraînera, au cours des prochaines décennies, une réduction de la production d'énergie de 25 térawattheures (TWh) par an. Pour autant qu'on puisse en juger aujourd'hui, le développement des énergies renouvelables ne compensera pas assez vite ces baisses de production. Comme indiqué plus haut, la dépendance

vis-à-vis des importations comporte des risques. Ceux-ci sont d'autant plus importants que l'Allemagne prévoit de mettre hors service plusieurs grandes centrales situées dans le sud du pays, sans développer son réseau de transport de façon suffisante en parallèle.

L'ElCom constate que les instances politiques compétentes (Office fédéral de l'énergie, commission de l'énergie du Parlement) sont au courant de cette problématique. Elle suivra les discussions sur le sujet et interviendra s'il y a lieu afin que la sécurité de l'approvisionnement reste garantie en Suisse.

2.3 Qualité de l'approvisionnement

2.3.1 Disponibilité du réseau

La qualité de l'approvisionnement est notamment définie par une disponibilité élevée du réseau. En Suisse, l'évolution de la disponibilité du réseau est surveillée depuis 2010. Pour ses analyses, l'ElCom s'appuie sur les indices SAIDI (« System Average Interruption Duration Index ») et SAIFI (« System Average Interruption Frequency Index »), reconnus au niveau international. L'indice SAIDI indique la durée moyenne des coupures de courant par consommateur final, l'indice SAIFI leur fréquence moyenne par consommateur final. Le calcul de ces indices prend en compte toutes les interruptions non planifiées de plus de trois minutes imputables à un événement naturel, à une erreur humaine, à une cause fonctionnelle ou à l'influence de tiers.

Pour évaluer la disponibilité du réseau, l'ElCom analyse les coupures des 96 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Au travers de leurs réseaux, ces 96 gestionnaires génèrent 89 % du chiffre d'affaires lié à l'énergie produite en Suisse et assurent la fourniture des 80 % de l'énergie délivrée directement aux consommateurs finaux. En 2015, ces 96 gestionnaires de réseau ont enregistré 4401 coupures non planifiées (cf. tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a donc augmenté de près de 400 par rapport à l'année précédente. À lui seul, ce chiffre ne permet toutefois pas de tirer des conclusions définitives sur la disponibilité du réseau. Pour ce faire, il faut prendre en compte la durée des coupures et le nombre de consommateurs finaux touchés.

	2011	2012	2013	2014	2015 ¹	Unité
Coupures	4'264	5'038	4'615	4'039	4'401	Nombre
SAIDI	16	22	15	13	11	Minutes par consommateur final
SAIFI	0.28	0.34	0.28	0.22	0.23	Coupures par consommateur final

Tableau 1 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse (coupures non planifiées uniquement)

En 2015, la durée moyenne des coupures non planifiées s'est élevée à 11 minutes par consommateur final, ce qui, à l'échelle du pays, représente une amélioration de 2 minutes par rapport à l'année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a légèrement augmenté par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,23 par consommateur final.

ments naturels extraordinaires (tempête et chutes de neige). L'approvisionnement de la Suisse offre également une qualité élevée en comparaison internationale. Selon le « 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply », la Suisse fait partie du groupe des pays européens ayant la qualité d'approvisionnement la plus élevée d'Europe.

Dans l'ensemble, la disponibilité du réseau suisse évolue de façon positive depuis 2012. Les pics des indices SAIDI et SAIFI observés en 2012 s'expliquent essentiellement par des événe-

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement en 2016 seront publiés en juin 2017 et pourront être consultés sur la page Internet de l'ElCom.

2.3.2 Capacité d'importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d'importation à disposition est aussi un paramètre important de la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. C'est pourquoi l'ElCom suit l'évolution des capacités d'interconnexion transfrontalières disponibles (Net Transfer Capacity, NTC). La NTC indique quelle capacité de transport est disponible entre la Suisse et les États voisins sans contrevenir aux normes de sécurité. Swiss-

grid détermine cette valeur pour chacune des quatre frontières de la Suisse en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins. La capacité d'importation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage Suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation de courant en provenance d'Autriche. Le tableau 2 fournit un aperçu de l'évolution des capacités d'importation disponibles.

NTC (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
France	3'109	3'060	3'093	3'073	2'974
Allemagne	895	965	1'094	1'373	1'468
Autriche	456	512	612	779	803
Italie	1'724	1'726	1'722	1'722	1'717

Tableau 2 : Évolution de la capacité d'importation (NTC) à disposition de la Suisse durant la période 2012–2016

Étant donné que l'échange d'énergie avec les pays voisins passe essentiellement par le réseau 380 kV, mais que le courant importé est livré aux clients finaux suisses par le biais de réseaux de distribution 220 kV, c'est avant tout la capacité des transformateurs 380/220 kV qui détermine les capacités d'importation maximales possibles. Pendant la période 2012-2016, les capacités d'importation aux frontières de la Suisse sont restées relativement stables pour l'Italie, tandis qu'elles ont légèrement augmenté pour l'Allemagne et l'Autriche. L'augmentation des capacités d'importation en 2014 et 2015 s'explique d'une part par le déplacement et la construction de transformateurs 380/220 kV (Bassecourt et Bickigen ; accroissement physique des capacités), et d'autre part par la mise en œuvre de nouveaux systèmes de planification et de prévision qui ont permis à Swissgrid d'optimiser

la capacité d'importation aux frontières allemande et autrichienne pendant l'hiver 2015. En ce qui concerne la France, les capacités d'importation sont restées relativement stables entre 2012 et 2015, mais elles ont baissé en 2016.

Compte tenu des importants flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible vers l'Italie joue également un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays. Le niveau de cette capacité a une influence déterminante sur la disponibilité de la capacité d'importation aux frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche. Ces dernières années, TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien, a demandé assez souvent des réductions de capacités en vue d'assurer la stabilité du réseau intérieur italien (cf. tableau 3).

NTC (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Italie	2'826	2'767	2'557	2'948	2'986

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'exportation de la Suisse vers l'Italie pendant la période 2012–2016

2.4 Mécanismes de capacité

Le parc de production d'électricité d'Europe centrale et de l'ouest est en pleine restructuration. Les centrales conventionnelles, en particulier les centrales nucléaires, perdent en importance tandis que de plus en plus d'installations de production d'électricité renouvelable voient le jour. Cette évolution est notamment rendue possible par les programmes d'encouragement étatiques. Alors que l'on craignait initialement une pénurie d'électricité, une offre largement excédentaire s'est développée sur le marché européen, et ce malgré la mise hors service de centrales thermiques. La stagnation de la demande a renforcé cette tendance. Associée à la baisse des prix des combustibles et des certificats

CO₂, cette offre excédentaire a entraîné un effondrement durable des prix sur les marchés de gros de l'électricité. Sur SwissIX, le kilowattheure se négocie à la moitié du prix de la fin de la décennie précédente.

Deux stratégies sont envisagées en vue de garantir le maintien de la rentabilité des centrales existantes à l'avenir. Soit laisser libre cours aux forces du marché sur les bourses de l'électricité, de sorte qu'en situation de congestion, les prix de l'électricité puissent dans certains cas atteindre des niveaux plusieurs fois supérieurs aux prix moyens, ce qui permettrait de financer l'ensemble des coûts de revient des centrales conventionnelles

même sur quelques heures d'exploitation seulement par année. Soit l'État interdit toute hausse excessive des prix et limite ainsi les prix de l'électricité, tout en garantissant en paral-

lèle la mise à disposition suffisante de capacités de centrales de production grâce à des mécanismes dits « de capacité ».

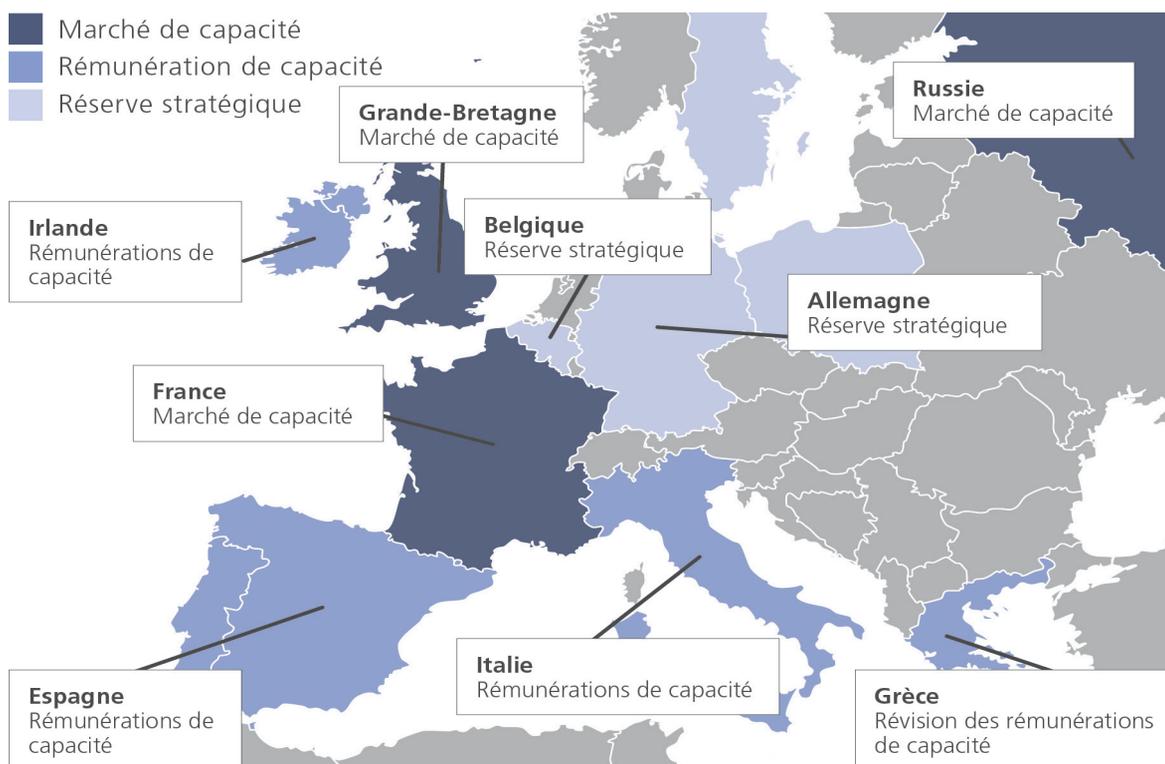


Figure 1: Vue d'ensemble simplifiée des mécanismes de capacité dans différents pays d'Europe

Dans de nombreux pays d'Europe, notamment au sein de l'UE, l'introduction de mécanismes de capacité est prévue ou déjà réalisée (cf. figure 1). En 2016, la Commission européenne a mené une enquête sectorielle qui lui a permis de répertorier pas moins de 35 de ces mécanismes dans les onze pays étudiés. Il s'agissait de mécanismes appliqués par le passé, en vigueur, rejetés ou prévus. Selon cette enquête, les mécanismes de capacité s'étendant à l'ensemble du marché sont les plus appropriés s'il existe un risque que la sécurité de l'approvisionnement soit compromise à long terme. En cas de risque transitoire, le mieux est, toujours selon cette

enquête, d'opter pour des réserves stratégiques. Après examen détaillé, la Commission européenne a approuvé le mécanisme de capacité français, auquel les fournisseurs d'autres États membres sont explicitement autorisés à participer. On ignore toutefois encore si les fournisseurs suisses bénéficieront aussi d'une telle autorisation.

Avec les capacités actuelles des centrales électriques, les possibilités d'importations sont suffisantes pour garantir la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. L'ElCom a toutefois attiré l'attention sur le fait qu'en misant sur les importations pour assurer la

sécurité de l’approvisionnement de la Suisse, on la met à la merci de risques exogènes. Par ailleurs, dans les conditions actuelles du marché, il ne faut pas s’attendre à ce que, sans le soutien de l’État, on puisse construire assez de nouvelles centrales pour répondre aux besoins à long terme.

Au vu de ces évolutions, l’ECom a décidé de réexaminer fondamentalement la nécessité d’introduire des mécanismes de capacité en Suisse, avant tout pour assurer un approvisionnement sûr à des prix équitables à moyen et à long terme.

2.5 Services-système

Afin de garantir la sécurité de l’approvisionnement, il faut disposer de capacités de production d’électricité suffisantes et de réseaux de transport et de distribution suffisamment dimensionnés pour permettre l’acheminement de l’énergie aux clients finaux. Étant donné que l’on ne peut pas stocker l’électricité dans le réseau, il faut que la quantité d’énergie injectée dans ce dernier soit à tout moment égale à celle qui en est soutirée. Il est cependant impossible de planifier exactement les volumes d’électricité produits et consommés, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. D’où la nécessité de compenser en permanence les écarts, même faibles, par rapport aux valeurs visées.

Cet ajustement intervient le plus souvent en adaptant la production d’électricité à la consommation du moment. Pour pouvoir équilibrer en continu la production et la consommation, il faut des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. La puissance de réglage fournie par ces centrales s’acquiert par une procédure axée sur le marché. Les coûts qui en découlent sont imputés aux clients finaux par le biais des tarifs pour les services-système généraux. En plus de ces tarifs, d’autres prestations nécessaires à l’exploitation sûre du réseau sont facturées : la gestion des bilans d’ajustement, l’aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage, le maintien de la tension et la compensation des pertes de transport. Financièrement parlant, c’est toutefois la puissance de réglage qui représente la part la plus importante des services-système.

En raison de la situation critique qui a affecté le réseau durant l’hiver 2015/16 (cf. Rapport d’activité de l’ECom 2015, paragraphe 3.5), il fallait s’attendre pendant l’année sous revue à une possible raréfaction des réserves des bassins d’accumulation, laquelle aurait à son tour pu entraîner une raréfaction de l’offre de produits de puissance de réglage, puisque ces derniers sont principalement fournis par les centrales à accumulation. Pour contrer cette évolution, Swissgrid a procédé à une évaluation des risques de réduction des réserves de puissance de réglage. Sur la base de cette analyse, elle a ensuite, au vu des risques constatés, décidé de réduire la puissance à garder en réserve tout en acquérant de façon anticipée les quantités minimales de puissance correspondantes.

Pendant l’année sous revue, les coûts de la puissance de réglage se sont élevés à quelque 169,7 millions de francs. C’est la puissance de réglage secondaire qui a représenté la plus grande part de cette somme (109,4 millions de francs). La figure 2 présente l’évolution des prix de la puissance de réglage secondaire pendant la période allant de 2012 à 2016. Pour 2016, les prix ont été subdivisés en deux catégories, ceux payés en cas d’achat anticipé (2016 a.a.) et ceux payés pour l’achat ordinaire de la quantité résiduelle (2016 a.o.). Du fait de la situation critique qui a affecté le réseau pendant l’hiver 2015/16 et de l’arrêt temporaire de plusieurs centrales nucléaires en France (cf. paragraphe 2.2), les prix de la puissance de réglage secondaire ont augmenté en début et en fin d’année.

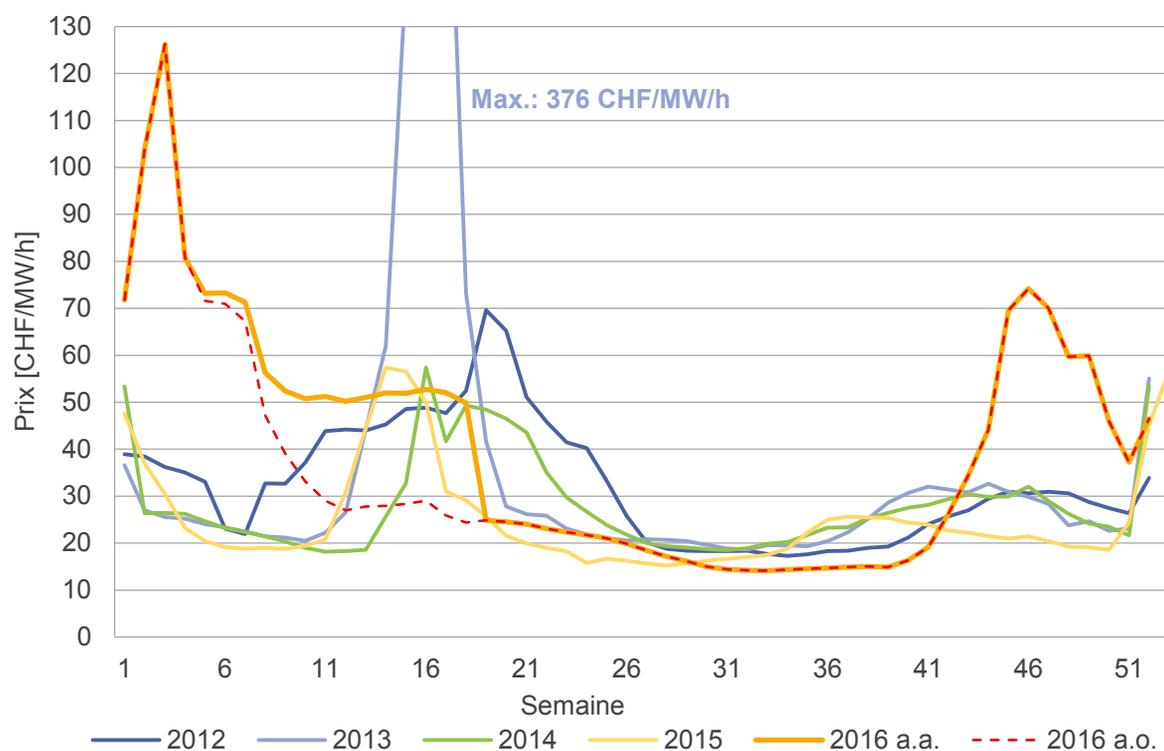


Figure 2: Évolution des prix de la puissance de réglage secondaire au cours de la période 2012–2016 compte tenu de l'achat anticipé (a.a.) et de l'achat ordinaire de la quantité résiduelle (a.o.)

L'achat anticipé a permis d'atténuer la hausse des prix habituellement observée au printemps. Les prix de la première tranche d'achat (2016 a.a. t1) sont toutefois restés élevés, alors que ceux des deuxième (2016 a.a. t2) et troisième (2016 a.a. t3) tranches ont baissé,

se rapprochant de ceux pratiqués pour l'achat ordinaire de la quantité résiduelle (2016 a.o.) (cf. figure 3). Ces derniers (2016 a.o.) se sont inscrits au-dessous de la moyenne pluriannuelle en début d'année (cf. figure 2).

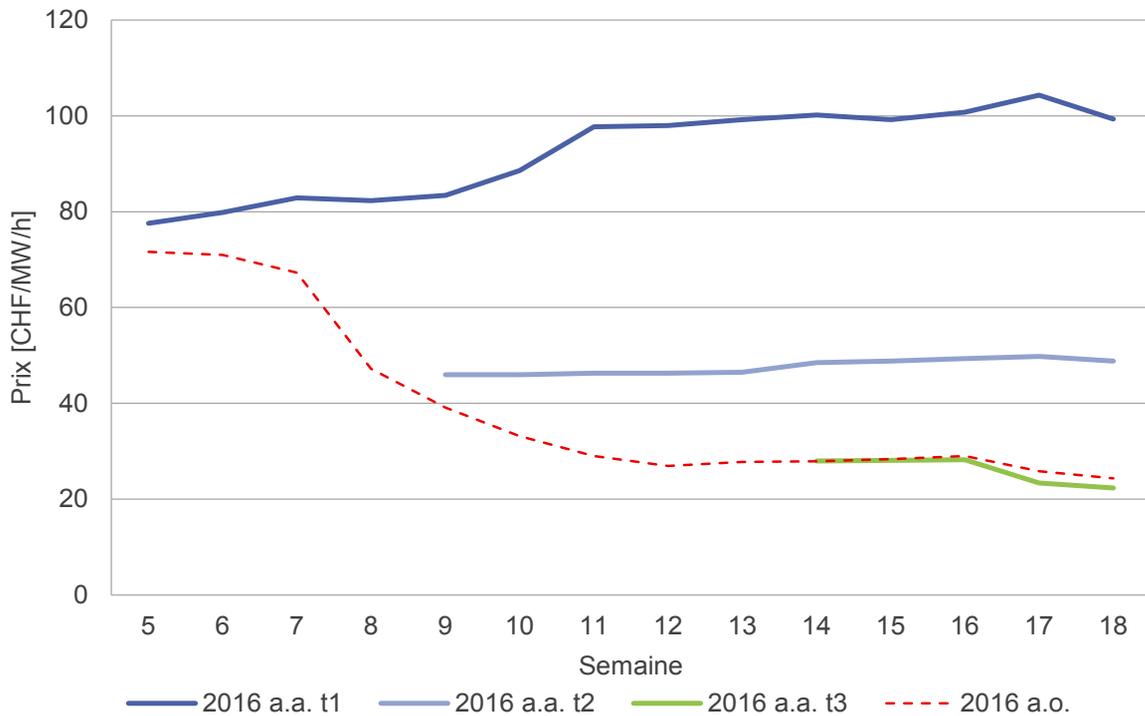


Figure 3 : Évolution des prix de la puissance de réglage secondaire en 2016 en cas d'achat anticipé

Une comparaison sur plusieurs années montre cependant que les prix de la puissance de réglage tendent à la baisse, et ce en raison de différents facteurs. D'une part, les exploitants des centrales se sont efforcés d'augmenter spécifiquement l'offre de puissance de réglage. D'autre part, certains gros consommateurs (entrepôts frigorifiques, pompes à chaleur, etc.)

peuvent réduire temporairement leur consommation, contribuant ainsi à équilibrer offre et demande. Un autre facteur est la mise en place de coopérations internationales. En outre, la collaboration avec les pays voisins ouvre des perspectives d'économies potentielles à l'achat de puissance de réglage.

3 Réseaux



Le réseau suisse à haute tension (NR5) a une longueur de près de 34'000 km. On voit ici une ligne de moyenne tension située dans le Simmental bernois.

3.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ElCom répertorie chaque année les réseaux suisses d'électricité en les subdivisant en différentes classes d'installations. Dans la plupart des catégories, la quantité d'installations a légèrement augmenté au cours des dernières années

(cf. tableau 4). Conformément aux attentes, le nombre de lignes aériennes et de postes transformateurs aériens du réseau de distribution est en baisse alors que la part des lignes souterraines et des stations de transformation a augmenté.

Classe d'installations	2011	2012	2013	2014	2015	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	102'832	104'894	111'626	116'477	119'621	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'917	1'980	1'976	2'031	1'911	km
Lignes souterraines MT (NR5)	31'370	32'174	32'833	33'544	33'870	km
Lignes souterraines BT (NR7)	72'491	73'382	75'127	76'311	77'590	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	46'454	47'957	50'972	52'569	53'931	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'750	6'750	6'750	6'750	6'750	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	6'935	6'918	7'059	7'158	6'904	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	11'888	11'570	11'151	10'914	10'590	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	11'117	10'835	10'227	9'719	10'653	km triphasé

Classe d'installations	2011	2012	2013	2014	2015	Unité
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	1'192	1'144	1'097	1'314	963	Nombre
Transformateurs NR2	158	154	155	152	146	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	164	185	163	177	165	Nombre
Transformateurs NR3 ²	96	97	82	81	78	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'268	2'577	2'449	2'545	2'606	Nombre
Transformateurs NR4	1'140	1'147	1'144	1'145	1'143	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	1'781	1'906	1'952	2'110	2'078	Nombre
Transformateurs NR5 ²	758	585	536	454	327	Nombre
Stations de couplage NR5 ¹	27'811	27'366	29'468	26'727	28'226	Nombre
Stations transformatrices NR6	49'190	51'100	51'862	52'425	53'405	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	6'150	5'716	5'831	5'685	5'748	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	158'937	156'839	170'285	171'712	174'897	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	683	679	671	659	650	

1) Les stations de couplage englobent les stations de couplage supérieures et inférieures de chaque niveau de réseau, à l'exception du niveau de réseau 2, pour lequel conformément à l'art. 2, al. 2, OApEl, la station de couplage supérieure est rattachée au niveau de réseau 1.

2) Les transformateurs aux niveaux de réseau 3 et 5 concernent toujours des plages de tension variables au sein du même niveau de réseau (p. ex. 110 et 50 kV au NR 3).

Tableau 4 : Installations du réseau de distribution suisse

La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution s'élève à plus de 18 milliards de francs. Les recettes pour l'utilisation du réseau de distribution (sans les redevances et prestations à la collectivité ni la redevance pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant) ont été de 3,4 milliards de francs en 2015. Ce chiffre prend en compte uniquement les recettes perçues auprès des clients finaux (et non des clients revendeurs) de manière à éviter les doubles décomptes.

Les deux figures ci-après montrent comment la propriété et les recettes provenant de l'utilisation du réseau sont réparties en fonction de la taille des entreprises. Les 100 plus grands gestionnaires de réseau y sont présentés par groupes de dix, les quelque 550 gestionnaires restants étant réunis dans une catégorie dis-

tincte. En termes de valeur, les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) possèdent ensemble un peu plus de 40 % des installations déclarées, les 50 plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé, bleu clair, vert, jaune et orange) en possèdent environ les trois quarts, les 50 gestionnaires de réseau suivants en possèdent moins de 10 % et les 550 gestionnaires de réseau les plus petits (reste) n'en possèdent qu'un sixième (figure 4).

Les produits (recettes) résultant de l'utilisation du réseau de distribution, qu'on appelle rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 5), sont répartis de manière similaire aux parts de propriété. La répartition tant de ces produits que des parts de propriété est restée stable durant la période d'observation.

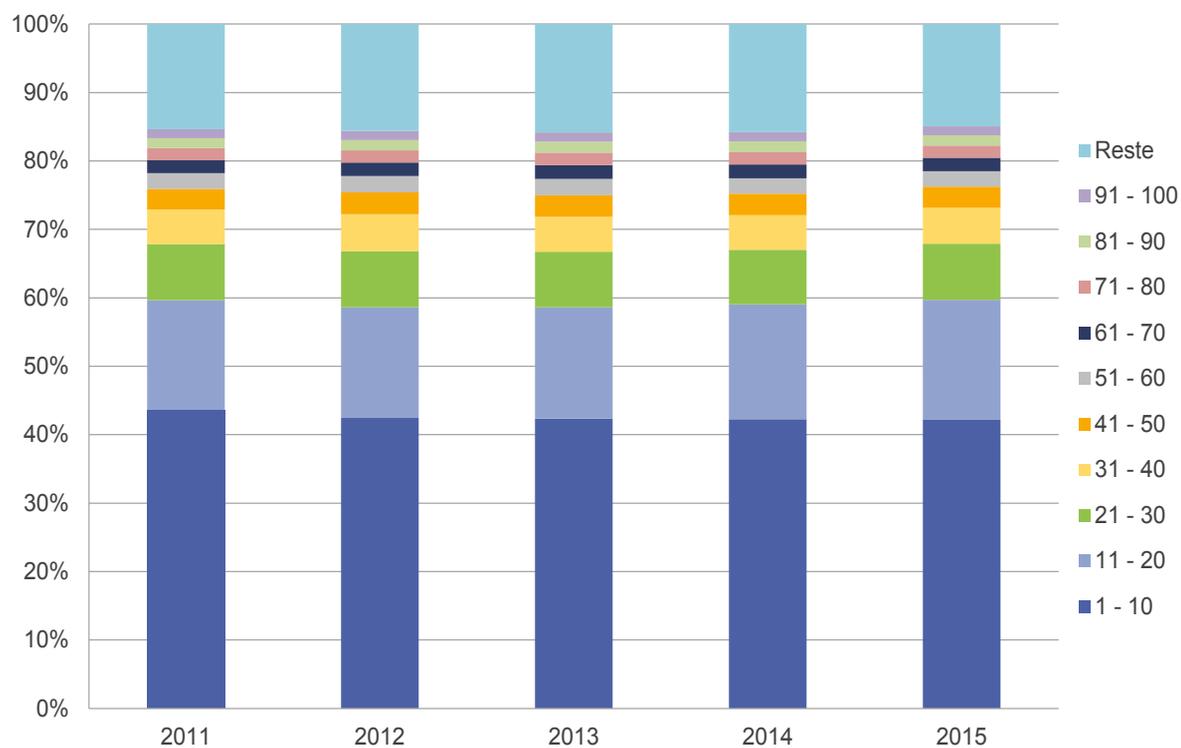


Figure 4 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

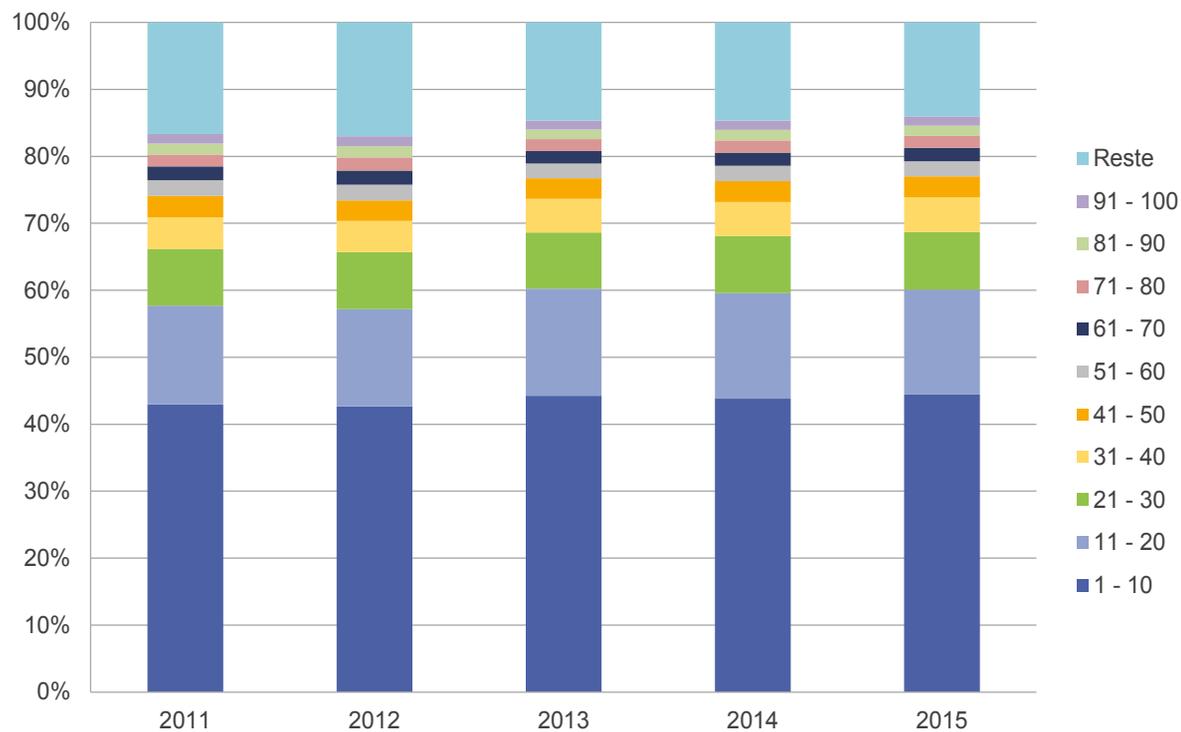


Figure 5 : Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

La figure 6 présente la composition des coûts de réseau (y c. les charges fiscales ainsi que les redevances et prestations), qui ont atteint un montant total de 4.56 milliards de francs en 2015. Les coûts de capital et d'exploitation, qui représentent la plus grande partie de ce montant (presque 80 %), se sont élevés à un total d'environ 3.5 milliards de francs. La différence entre ces 3.5 milliards et les 3.4 milliards de produits de l'utilisation du réseau mentionnés plus haut fait apparaître une

sous-couverture totale d'environ 100 millions de francs. Le reste des coûts de réseau correspond aux impôts directs ainsi qu'aux redevances et prestations fournies à la collectivité (y c. la rétribution à prix coûtant du courant injecté [RPC] et la redevance pour la protection des eaux et des poissons). La RPC est passée de 0.6 à 1.1 ct./kWh entre 2014 et 2015, ce qui explique l'essentiel de l'augmentation de la part des redevances et prestations.

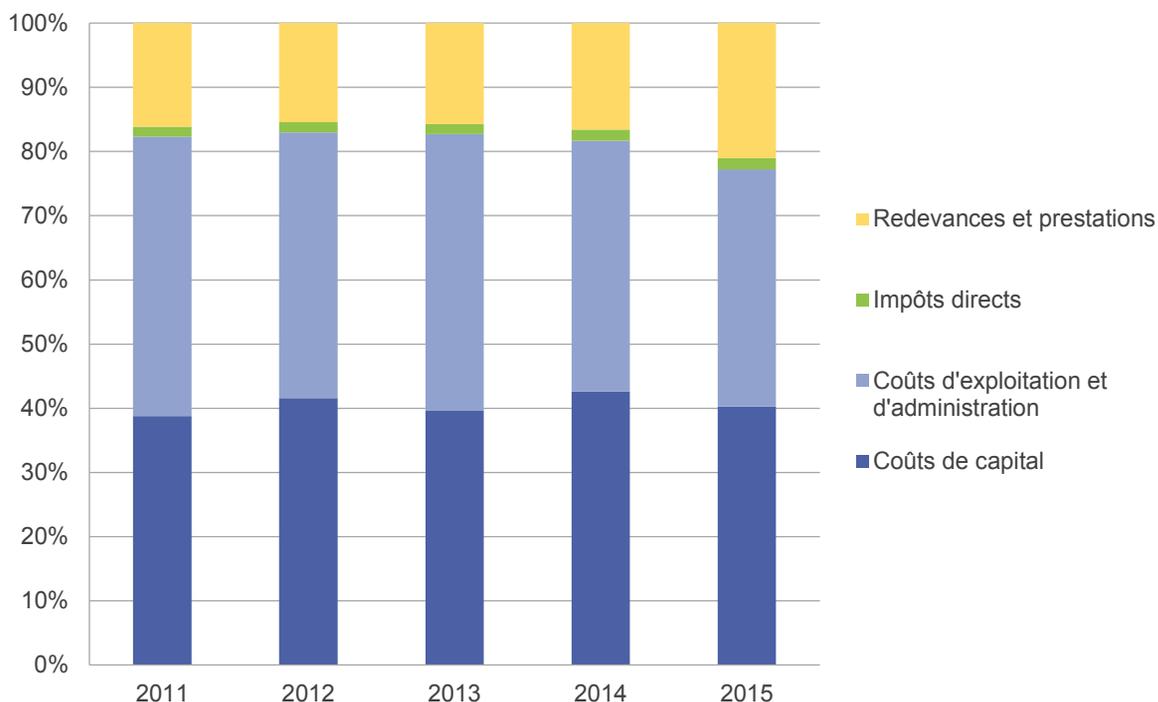


Figure 6 : Composition des coûts de réseau

3.2 Développement et planification des réseaux

3.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Plusieurs décisions concernant des procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans devront être prises ces prochaines années à l'échelon de la Confédération, sur la base notamment des critères fixés par la LApEl. L'ElCom, qui participe elle aussi à ces procédures, a besoin de bases de planification objectives et transparentes pour pouvoir se prononcer.

Swissgrid a achevé son rapport sur le réseau stratégique 2025 au début 2015 et l'a présenté au public en avril 2015. On dispose ainsi d'une planification du réseau de transport coordonnée à l'échelle du pays, ce qui répond pour l'essentiel aux exigences de la LApEl (art. 8, al. 2, art. 20, al. 2, let. a).

L'ElCom estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 de Swissgrid représente une étape importante pour la planification du réseau de transport à l'échelle de toute la Suisse. Ce rapport peut aussi contribuer à améliorer la coordination transfrontalière pour l'utilisation et le financement du réseau. Les ordres de grandeur mentionnés pour les investissements dans les extensions et le maintien du réseau semblent vraisemblables. Sur la base de cette planification, la pérennité de la valeur du réseau de transport peut donc être assurée. Toutefois, il faut améliorer la transparence, notamment en ce qui concerne le financement transfrontalier de l'infrastructure et l'utilisation des recettes dégagées par les enchères de capacités d'interconnexion. C'est pourquoi l'ElCom estime que la prochaine planification pluriannuelle technique devra être examinée en lien avec la planification pluriannuelle financière.

De manière générale, le rapport sur le réseau stratégique 2025 tient compte du critère de l'adéquation des investissements (art. 22, al. 3, LApEl). Les incertitudes concernant la « performance » du réseau semblent cependant nettement plus grandes que ne le laissent supposer les nombreux calculs précis concernant le bénéfice monétaire net avéré. Pour poursuivre ce débat dans le cadre de la planification pluriannuelle et évaluer les variantes lors des procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans, il faut quantifier les incertitudes à l'aide d'analyses de sensibilité, ce qui accroît la pertinence de l'approche coût-bénéfice. Dans la perspective d'un financement et d'une allocation des coûts transfrontaliers (CBCA – Cross Border Cost Allocation), il s'agira d'approfondir les discussions portant sur la méthode menées entre Swissgrid, l'ElCom et toutes les autres instances concernées.

Grâce au rapport de Swissgrid, le critère d'efficacité, difficilement mesurable, peut maintenant être évalué à l'aide d'une méthode aussi objective que possible et d'hypothèses transparentes, ce qu'il convient de saluer. Toutefois, les incertitudes qui caractérisent l'appréciation du « bénéfice » brouillent aussi l'évaluation du critère d'efficacité. C'est pourquoi il faut là aussi mener les mêmes réflexions quant à la sensibilité que pour les incertitudes liées au calcul du bénéfice.

3.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

En vertu de la LApEI (art. 8, al. 2), les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir des plans pluriannuels pour assurer la sécurité du réseau, sa performance et son efficacité. Cette obligation s'applique aux réseaux d'une tension de 36 kV et plus. Elle concerne, si l'on applique cette disposition à la lettre, 50 gestionnaires de réseau.

Par le passé, l'ElCom suivait une approche consistant à commencer par mettre au net la systématique de la planification pluriannuelle au niveau du réseau de transport, et à n'envisager que dans un second temps un éventuel « déploiement » sur le réseau de distribution 36 kV et plus. L'ElCom discutait toutefois avec les gestionnaires du réseau de distribution des éléments de la planification pluriannuelle qui lui paraissaient importants de son point de vue de régulateur, en particulier en cas d'incertitudes concernant l'imputabilité des coûts de différentes variantes d'extension (p. ex. hypothèses déterminantes pour les investissements et leur imputabilité dans le contexte de la construction d'installations de production renouvelable).

En automne 2015, l'ElCom a mené une enquête sur la planification pluriannuelle auprès des gestionnaires de réseau de niveau 3. Cette enquête a montré que la plupart des gestionnaires de réseau se fondent sur les dispositions légales en vigueur et éventuellement sur les prescriptions à venir pour établir leurs planifications pluriannuelles. L'ElCom estime donc qu'il n'y a pour l'heure pas lieu d'intervenir dans la procédure générale suivie pour établir ces planifications. Elle se penchera à nouveau sur la question dès que le cadre légal concernant les « réseaux d'approvisionnement électrique intelligents » aura été défini plus clairement.

En attendant, l'ElCom recommande aux gestionnaires de réseau de prendre comme cadre d'élaboration provisoire le document de la branche « Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3 » de l'Association des entreprises électriques suisses (AES). En cas de doute quant à l'imputabilité des coûts des différentes variantes d'extensions, elle leur conseille en outre de prendre contact à un stade précoce avec son Secrétariat technique.

3.2.3 Participation aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans

La participation de l'ElCom aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans concernant les projets de développement du réseau est régie pour l'essentiel par l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques. L'ElCom, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) ont en outre prévu de conclure une convention de collaboration en vue d'améliorer la coordination dans le cadre de ces procédures. Dans son appréciation des projets de développement,

l'ElCom veille tout particulièrement à ce que la question de la rentabilité soit prise en compte.

En 2016, l'ElCom a pris position dans le cadre de son mandat légal sur deux projets importants concernant le réseau de transport : le raccordement de la centrale électrique de Nant de Drance et le renforcement de la ligne Bassecourt-Mühleberg. En ce qui concerne le réseau de distribution, elle a avant tout émis des prises de position sur des projets d'élévation de la tension.

3.3 Investissements dans l'infrastructure de réseau

3.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Pendant la période de réalisation 2016, les investissements planifiés ont diminué de 28 millions, passant de 177 à 149 millions de francs. Cette baisse s'explique pour l'essentiel par les retards pris par les appels d'offres publics, par

les procédures d'autorisation et par les planificateurs en charge des projets. Elle est néanmoins aussi due à des optimisations apportées lors de la réalisation, surtout pour les projets concernant des sous-stations.

3.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Dans le cadre de ses tâches de surveillance, l'El-Com veille à ce que les investissements soient suffisants pour maintenir le réseau électrique en bon état. Pendant la période allant de 2011 à 2015, les gestionnaires du réseau de distribution ont effectué des investissements d'environ 1.4 milliard de francs et des amortissements de

0.8 à 0.9 milliard de francs par an (cf. figure 7). Étant donné que la qualité de l'approvisionnement est bonne en comparaison internationale (cf. paragraphe 2.3) et que les investissements dépassent largement les amortissements, l'El-Com considère que les investissements dans le réseau de distribution sont suffisants.

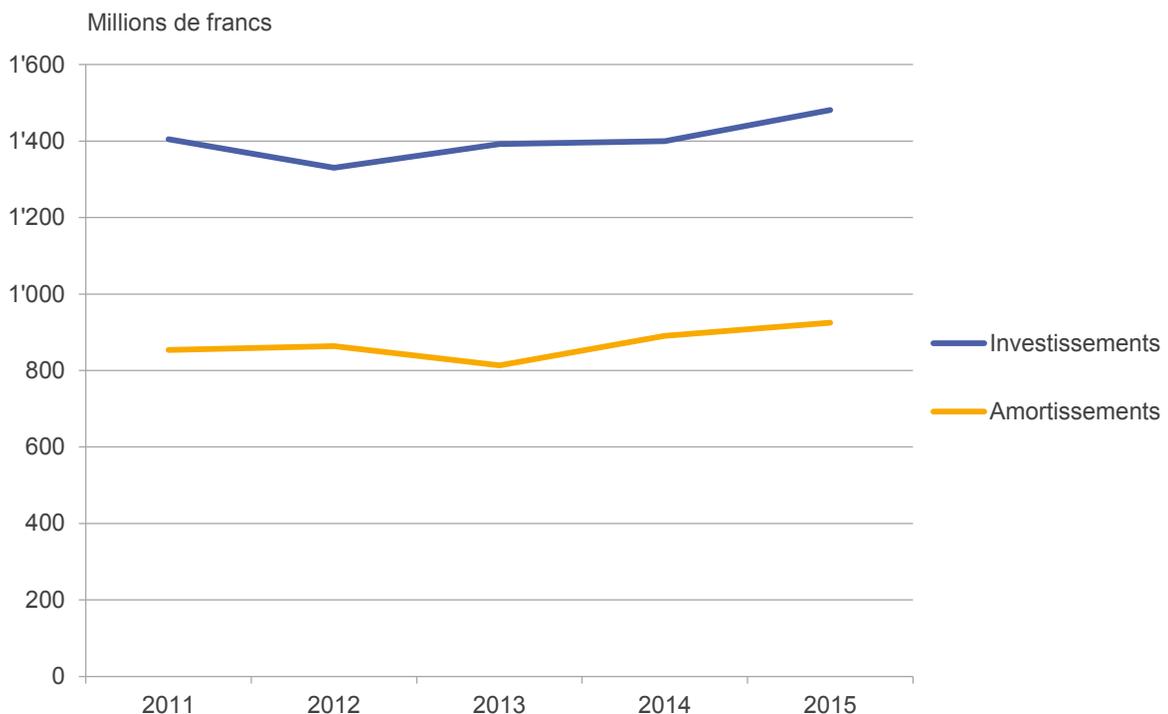


Figure 7: Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

3.4 Renforcements de réseau

Des renforcements de réseau peuvent notamment s'avérer nécessaires pour raccorder de nouveaux producteurs d'électricité d'origine renouvelable au réseau de distribution. Les coûts de ces renforcements sont remboursés par Swissgrid, qui les intègre dans le tarif de ses services-système (tarif « SDL »), raison pour laquelle cette indemnisation requiert l'approbation de l'EiCom. À cet effet, l'EiCom se réfère à une directive qui fixe les principes applicables à

l'évaluation des requêtes en remboursement des coûts de renforcement de réseau, tout en servant de fil conducteur aux gestionnaires de réseau pour le dépôt de telles requêtes.

Durant l'année sous revue, l'EiCom a statué sur 155 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau. Au cours des six dernières années, elle a rendu en tout 532 décisions en la matière (cf. figure 8).

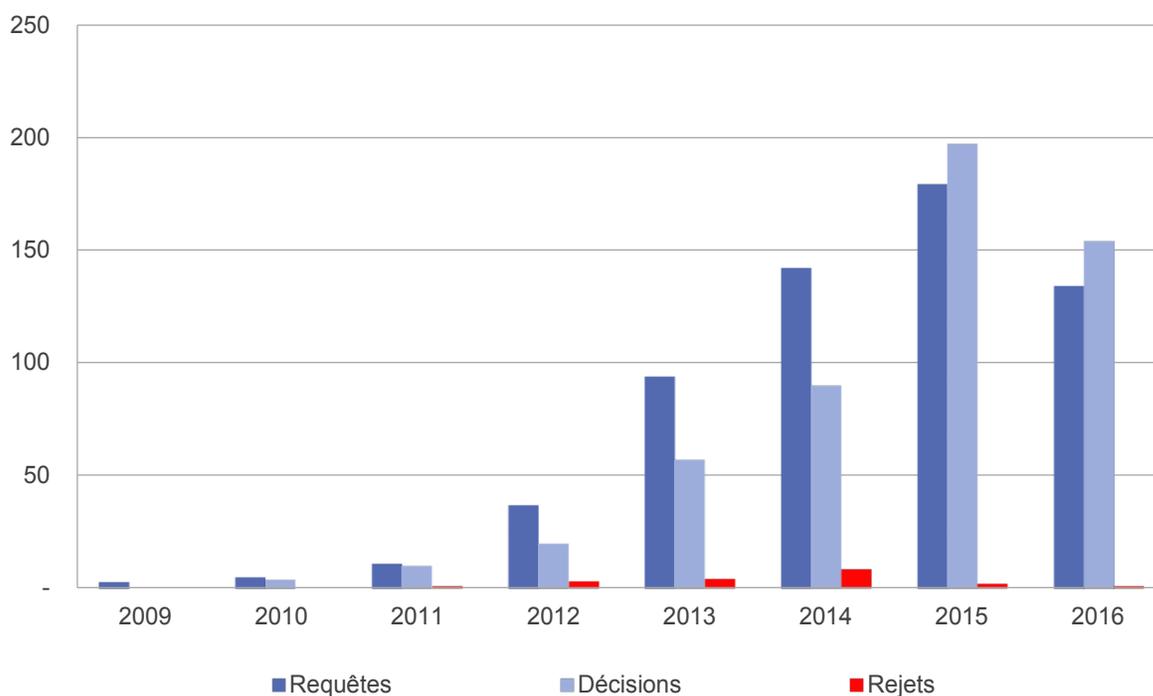


Figure 8 : Évolution du nombre de décisions relatives à des renforcements du réseau

À fin 2016, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 57.29 millions de francs, pour une puissance de production totale de 228.6 MW. Le tableau 5

donne un aperçu des chiffres clés concernant les renforcements de réseau effectués pendant la période allant de 2009 à 2016.

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	532	506	3	23
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	9	9	3'000	22
Puissance du générateur [kW], valeur maximale ²	74'000	2'038	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	228'647	80'832	23'000	124'816
Puissance du générateur [kW], moyenne	436	162	7'667	5'427
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	19'311
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	619'657	9'262'389	2'117'200
Coûts, total [CHF]	57'287'702	37'402'842	13'523'872	6'360'989
Coûts moyens [CHF] ³	109'328	75'106	4'507'957	276'565
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴	7'418	7'418	819	3'498
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	251	463	588	51

1) P. ex. biomasse, petites centrales hydroélectriques et demandes concernant différents types d'installations

2) Par requête/décision

3) Correspond à la valeur moyenne des coûts de renforcement du réseau autorisés par décision

4) Les coûts relatifs correspondent au quotient des coûts par la puissance installée

Tableau 5 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2016

3.5 Société nationale du réseau de transport

En vertu de la LApEI (art. 33, al. 4), les entreprises anciennement propriétaires du réseau de transport avaient jusqu'à fin 2012 pour transférer à Swissgrid le réseau de transport à l'échelle de toute la Suisse. Parmi plusieurs actionnaires, le groupe Alpiq a publiquement annoncé en 2014 qu'il aliénait sa participation à Swissgrid SA et lançait le processus de vente. Concrétisant ses intentions de vente, Alpiq a conclu le 28 mai 2015 un contrat de vente de ses actions avec la Société d'Investissement de Suisse occidentale SA (SIRESO). Peu de temps plus tard, la société BKW Netzbeteiligung AG a fait valoir son droit de préemption sur les actions Swissgrid qu'Alpiq détenait jusque-là. Le 8 septembre 2015, SIRESO s'est

adressée à l'EiCom, lui demandant notamment d'ordonner des mesures provisionnelles, demande que l'EiCom a rejetée par décision incidente du 15 octobre 2015. SIRESO a interjeté recours contre cette décision auprès du Tribunal administratif fédéral (TAF).

Dans son arrêt A-7429/2015 du 23 mai 2016, le TAF a approuvé le recours de SIRESO en ce qui concerne le prononcé de mesures provisionnelles. L'EiCom a ainsi été chargée de ré-examiner, à la lumière des considérants de cet arrêt, les conditions requises pour l'adoption de pareilles mesures. En août 2016, l'EiCom a été informée par les parties que celles-ci avaient trouvé une solution à l'amiable. SIRE-

SO a ensuite retiré sa demande du 8 septembre 2015. Par courrier du 20 octobre, l'ElCom a classé l'affaire faute d'objet.

Les anciens propriétaires du réseau de transport suisse ont dû transférer l'ensemble de ce réseau à Swissgrid. Jusqu'ici, la méthode d'évaluation et, partant, la valeur déterminante à hauteur de laquelle Swissgrid doit indemniser les anciens propriétaires n'avaient pas été définies. Suite à une requête, l'ElCom s'est penchée sur cette question en 2012 et a conclu que la valeur régulatoire était déterminante. Plusieurs parties ont recouru contre cette décision. Le TAF a admis ces recours. Il a constaté que la valeur régulatoire ne constituait pas une indemnisation pleine et entière, et a exposé différents principes d'évaluation susceptibles de permettre le calcul d'une indemnisation pleine et entière. Conformément au principe de subsidiarité, l'ElCom a ensuite invité les parties à négocier sur l'évaluation du réseau.

Au cours de l'année sous revue, les parties se sont mises d'accord sur la méthode d'évaluation à appliquer pour déterminer l'indemnisation due pour le transfert du réseau de transport. En septembre 2016, elles ont soumis un

contrat d'évaluation signé à l'ElCom. Cette dernière a constaté, après examen, que les dispositions contractuelles étaient conformes aux bases légales et à l'arrêt rendu par le TAF en 2013. La méthode d'évaluation utilisée dans ce contrat s'appuie aussi bien sur la valeur d'acquisition amortie – c'est-à-dire la valeur régulatoire – que sur la valeur de remplacement, la première étant pondérée avec le coefficient 1, la seconde avec le coefficient 2. Cette méthode d'évaluation engendre une augmentation des coûts pour Swissgrid : le montant de l'indemnisation atteint près de trois milliards, dépassant ainsi de quelque 400 millions de francs la valeur régulatoire du réseau de transport. Swissgrid peut répercuter ces coûts une seule fois sur ses tarifs. Pour éviter de brusques hausses de tarifs, le produit des ventes aux enchères des années 2013 à 2016 sera utilisé.

Début 2016, de nouveaux éléments du réseau de transport ont été transférés à Swissgrid, comme cela avait déjà été le cas les années précédentes. Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu cinq décisions fixant la valeur régulatoire provisoire de ces installations, qui sert de base à l'indemnisation provisoire s'appliquant aux éléments transférés.

3.6 Décisions et mesures concernant les réseaux

Durant l'année sous revue, l'ElCom a de nouveau eu à examiner, dans le cadre de procédures contentieuses, des questions concernant les conditions de raccordement au réseau.

Dans le contexte de l'attribution d'éléments de réseau aux différents niveaux du réseau, l'ElCom a conclu dans une décision que, sur leur propre réseau, les gestionnaires déterminent en principe eux-mêmes les conditions régissant le raccordement des consommateurs finaux et des installations de production aux différents niveaux de réseau. Ces conditions doivent être non discriminatoires et viser la solution la plus efficace sur les plans technique et économique. L'ElCom est également parvenue à la conclusion que le point de raccordement au réseau et le point d'injection d'une installation de production d'énergie ne forment qu'un seul et même point du réseau. En fixant le point de raccordement au réseau le plus avantageux techniquement et économiquement, le gestionnaire de réseau définit également le niveau de réseau auquel se fait le raccordement à son réseau. Le point de transition (limite de responsabilité entre les installations électriques privées et le réseau de distribution) doit lui aussi être attribué au niveau de réseau en question. Ce n'est donc pas le point de transition qui détermine le niveau de réseau, mais l'inverse.

Dans le cadre d'une mesure provisionnelle, l'ElCom a par ailleurs décidé qu'un gestionnaire de réseau devait reprendre sans compteur de production supplémentaire l'énergie excédentaire issue d'une installation photovoltaïque de moins de 10 kW avec consommation propre. Elle a précisé qu'un compteur bidirectionnel mesurant la consommation totale doit être installé côté réseau.

Le TAF a par ailleurs confirmé en grande partie une décision de l'ElCom concernant la modification de la tension sur un raccordement au réseau existant. L'ElCom était parvenue à la conclusion que dans un réseau moyenne tension, qui avait par le passé été porté de 12 à 20 kV, la dernière personne raccordée au réseau à une tension de 12 kV n'avait pas droit à ce que ce raccordement (12 kV au lieu de 20) soit maintenu. Elle a au contraire estimé que l'application non discriminatoire des directives du gestionnaire de réseau relatives à ce raccordement exigeait que la personne raccordée au réseau se voie elle aussi approvisionner en courant à 20 kV. Sur le fond, le TAF a jugé la décision de l'ElCom conforme au droit mais lui a néanmoins renvoyé l'affaire afin qu'elle fixe un nouveau délai de mise en œuvre. La personne raccordée au réseau a fait recours contre cet arrêt auprès du Tribunal fédéral (TF).

4 Marché suisse de l'électricité



« L' étoile de Laufenbourg » est considérée comme l'un des fondements du réseau international interconnecté. C'est là que les réseaux suisse, français et allemand ont été interconnectés en 1958 déjà.

4.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Le nombre de gestionnaires de réseau de distribution présents en Suisse a diminué d'environ 5 % depuis 2011 pour s'établir à 650 en 2015. Ce recul s'explique principalement par les fusions de gestionnaires de réseau résultant des fusions de communes. En effet, le nombre de communes suisses est passé de 2551 à 2324 pendant la même période (source : Office fédéral de la statistique). Cette évolution va de pair avec l'augmentation du nombre de

clients finaux par gestionnaire de réseau. Il ressort toutefois de la figure 9 que le gestionnaire de réseau typique est plutôt petit : il dessert quelque 1440 clients finaux en moyenne. Seuls 77 gestionnaires de réseau, à savoir un sur neuf, approvisionnent plus de 10'000 clients finaux, 11 en approvisionnent plus de 100'000. Le total cumulé de clients approvisionnés en électricité par les gestionnaires de réseaux suisses dépasse les 5 millions.

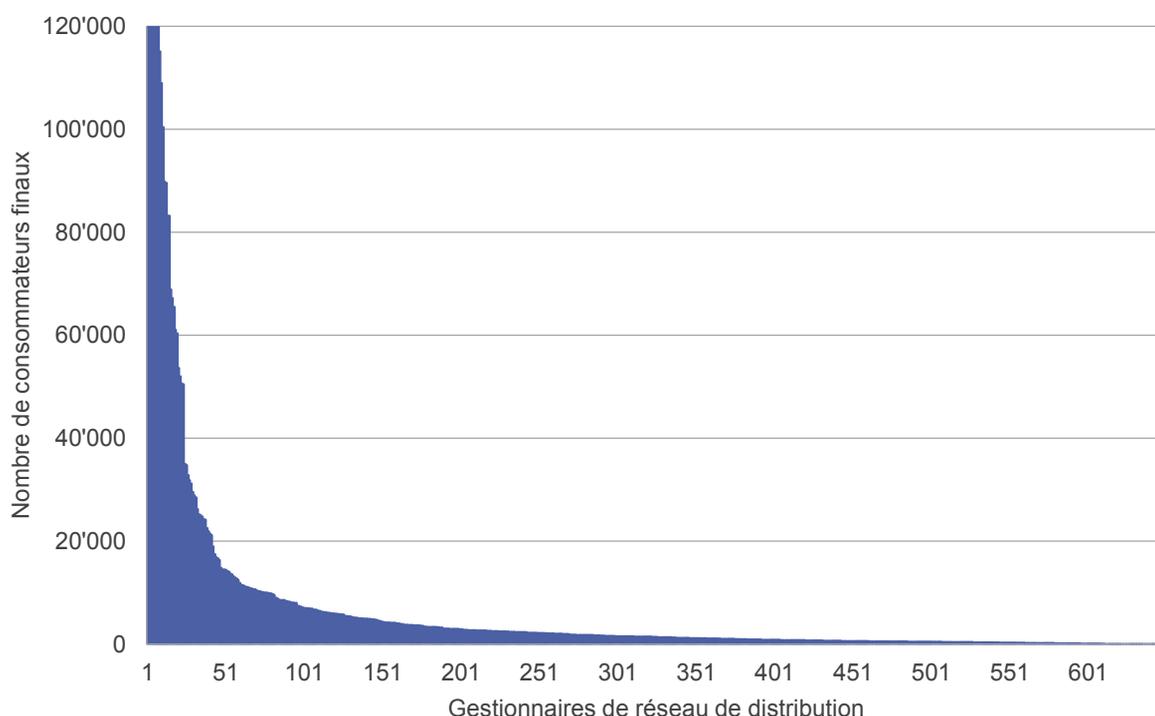


Figure 9 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau. Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120'000 consommateurs finaux (cela concerne huit gestionnaires de réseau).

4.2 Accès au marché et taux de changement

Au premier stade de l'ouverture du marché suisse de l'électricité, seuls les grands consommateurs (ceux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh) peuvent faire valoir leur droit d'accès au marché libre. Ils ont jusqu'à fin octobre de chaque année pour décider s'ils veulent changer de fournisseur pour l'année suivante ou rester en approvisionnement de base. Une fois sur le marché libre, un consommateur ne peut plus revenir sous le régime de l'approvisionnement de base.

Afin de déterminer le nombre de consommateurs finaux qui participent au marché libre,

l'ElCom organise un relevé auprès des 80 plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Ceux-ci couvrent près de 75 % de la consommation finale de la Suisse. La consommation totale de la Suisse se monte à environ 53.65 TWh par an sans les transports publics (moyenne des années 2006–2015, source : OFEN). Dans l'échantillon utilisé, sur lequel repose la figure 10, quelque 31'000 consommateurs finaux disposent d'un droit d'accès au marché libre (soit un peu moins de 1 % des consommateurs finaux de l'échantillon). Ce groupe de grands consommateurs consomme un volume total d'électricité d'environ 21 TWh.

La figure 10 présente le taux de grands consommateurs ayant fait valoir leur droit d'accès au marché libre. Le droit de choisir librement son fournisseur a été relativement peu utilisé les premières années suivant l'ouverture du marché. À fin 2011, seuls 7 % des grands consommateurs avaient fait usage de ce droit (ligne orange). Ce chiffre a fortement augmenté les années suivantes. Aujourd'hui, près des deux

tiers des consommateurs finaux éligibles ont opté pour le marché libre, où les prix sont devenus meilleur marché que ceux pratiqués dans l'approvisionnement de base. Ce pourcentage est encore plus élevé (environ 80 %) si l'on prend en compte la quantité d'énergie consommée (ligne bleue), ce qui indique que les consommateurs qui ne font pas valoir leur droit d'accès au réseau sont relativement petits.

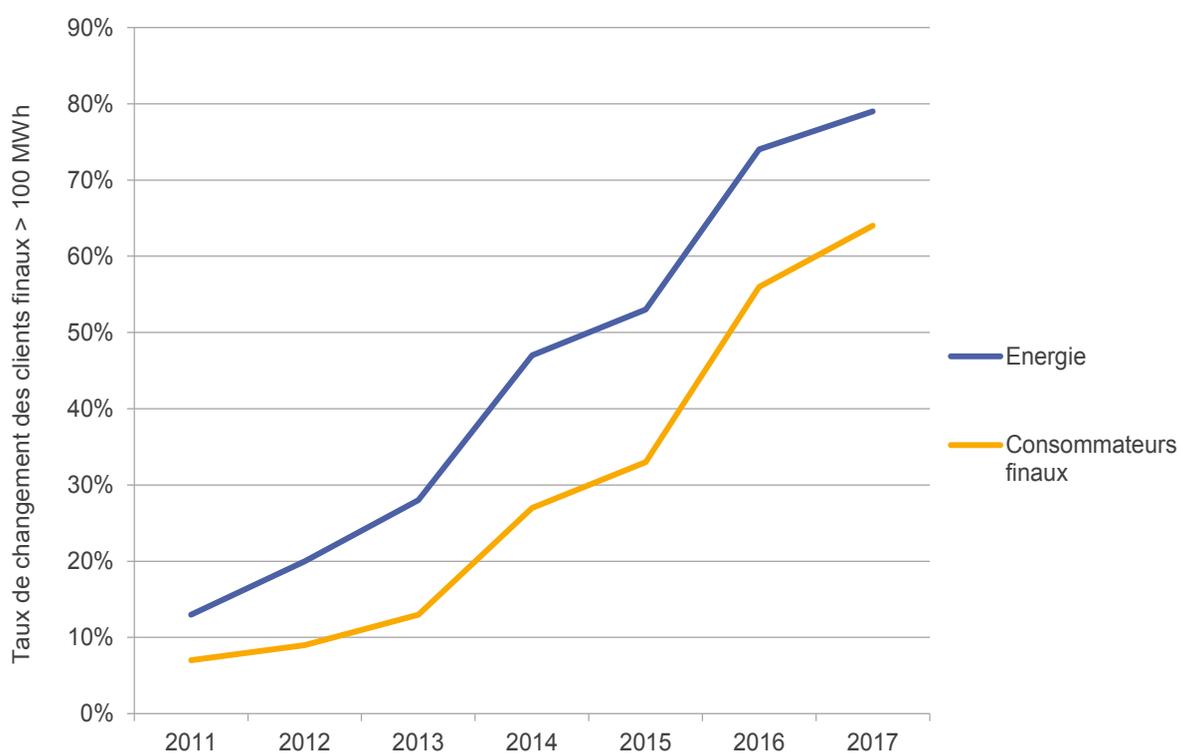


Figure 10 : Passage au marché libre

La figure 11 montre la distribution de la quantité d'énergie fournie en fonction de la taille des gestionnaires de réseau. Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent quelque 40 % de la quantité d'électricité totale délivrée aux consommateurs finaux

par le réseau de distribution, les 50 plus grands (bleu foncé, bleu clair, vert, jaune et orange) plus de 70 %. Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble un dixième de l'électricité consommée par les consommateurs finaux, le reste en fournit un sixième.

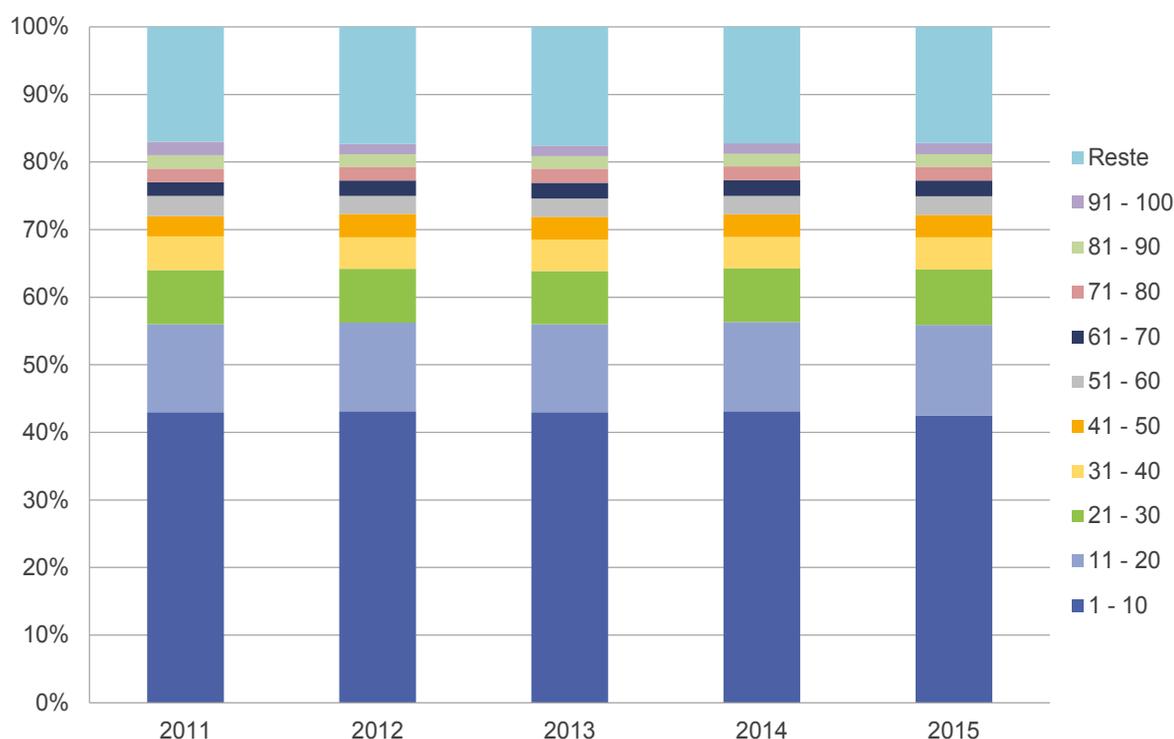


Figure 11: Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

4.3 Tarifs du réseau de transport

De 2013 à 2017, les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux du réseau de transport ont subi des variations considérables (cf. ta-

bleau 6) en raison de différentes décisions judiciaires ayant entraîné des versements en faveur des propriétaires du réseau de transport et des centrales.

	2013	2014	2015	2016	2017
Utilisation du réseau					
Tarif de travail [ct./kWh]	0.16	0.19	0.22	0.25	0.25
Tarif de puissance [CHF/MW]	24'600	30'900	36'100	41'000	41'000
Tarif de base fixe par point de prélèvement	235'400	285'500	336'300	387'700	387'700
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0.31	0.64	0.54	0.45	0.40

Tableau 6 : Évolution des tarifs appliqués aux gestionnaires de réseau de distribution et aux consommateurs finaux pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux du réseau de transport (source : Swissgrid SA)

Les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux du réseau de transport s'élèvent à 1.23 ct./kWh pour l'année 2017. Un consommateur final de la catégorie H4 (logement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique ;

consommation de 4500 kWh par année) paiera en 2017 en moyenne 9.86 ct./kWh pour l'utilisation du réseau (cf. paragraphe suivant, figure 12). Ainsi, la part imputable au réseau de transport des tarifs totaux de l'utilisation du réseau s'élève à près de 13 %, comme c'était déjà le cas les années précédentes.

4.4 Tarifs du réseau de distribution

Le prix moyen de l'électricité en Suisse pour un profil de consommation H4 est de 20.05 ct./kWh (hors TVA) en 2017, soit un peu moins qu'en 2016. Le prix de l'électricité se compose de plusieurs éléments que les gestionnaires de réseau doivent publier chaque année, au plus tard à la fin août, pour les tarifs de l'année suivante. Il s'agit de la rémunération pour l'utilisation du réseau (coûts de réseau), du prix de l'énergie, de la

rétribution à prix coûtant (RPC, y compris la redevance pour la protection des eaux et des poissons) et des redevances aux collectivités publiques. On observe des tendances opposées pour les tarifs 2017. D'une part, pour un ménage type, les tarifs de l'énergie et de l'utilisation du réseau sont en baisse. D'autre part, cette baisse est en partie compensée par la hausse de la RPC et des redevances communales.

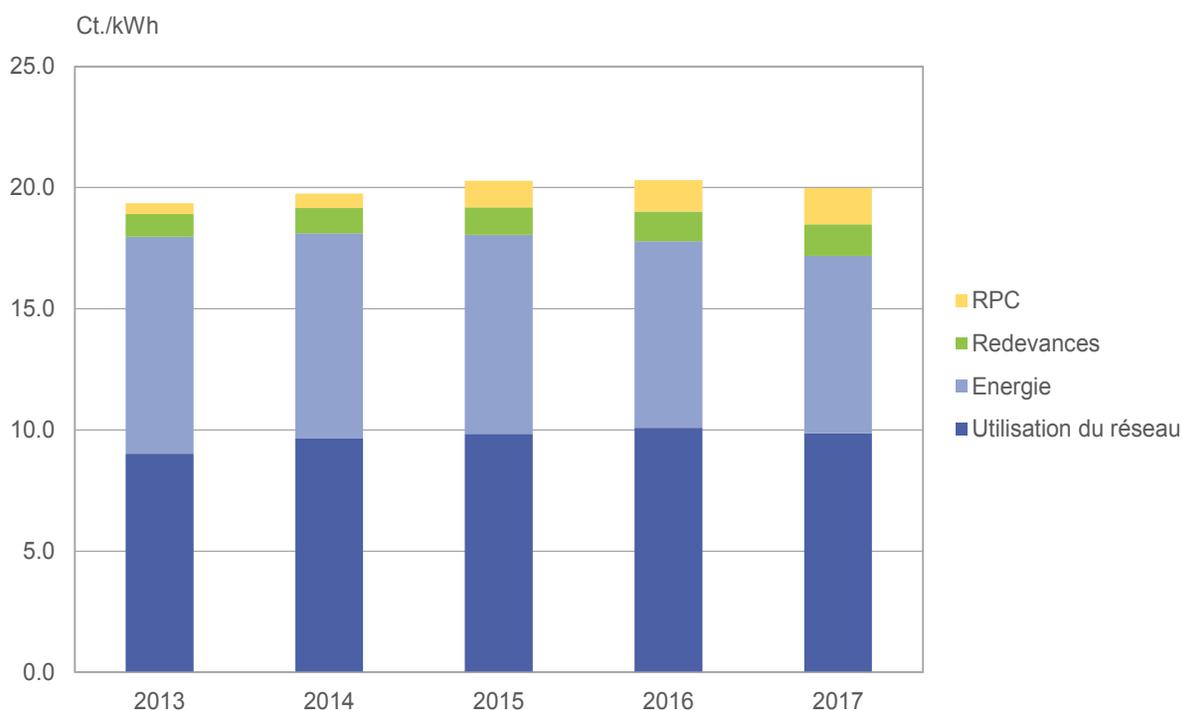


Figure 12 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Il existe des disparités tarifaires aux niveaux cantonal et communal. Des informations détaillées sur les tarifs de chaque commune ainsi qu'une carte interactive sont disponibles sur le site Internet de l'ElCom (www.elcom.admin.ch). Les figures 13 à 16 comparent les tarifs can-

tonaux médians, tels que la moitié des habitants paie un prix plus élevé et l'autre moitié un prix plus bas. Plus le tarif médian d'un canton s'éloigne de la médiane suisse, plus la couleur du territoire correspondant tend vers le rouge (tarif plus élevé) ou vers le vert (tarif plus bas).

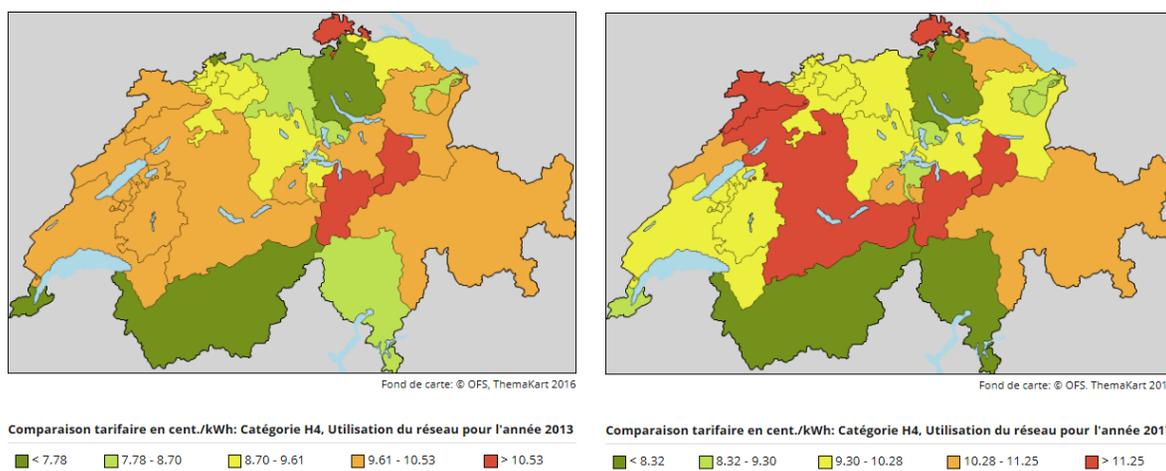


Figure 13 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux d'utilisation du réseau (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2013 et 2017

Entre 2013 et 2017, les tarifs médians cantonaux appliqués à la catégorie H4 ont augmenté d'environ 0.6 ct./kWh pour l'utilisation du réseau, mais diminué de 1.4 ct./kWh pour l'énergie.

En parallèle, les disparités cantonales se sont accentuées pour ces deux composantes tarifaires, comme le montrent les figures 13 et 14.

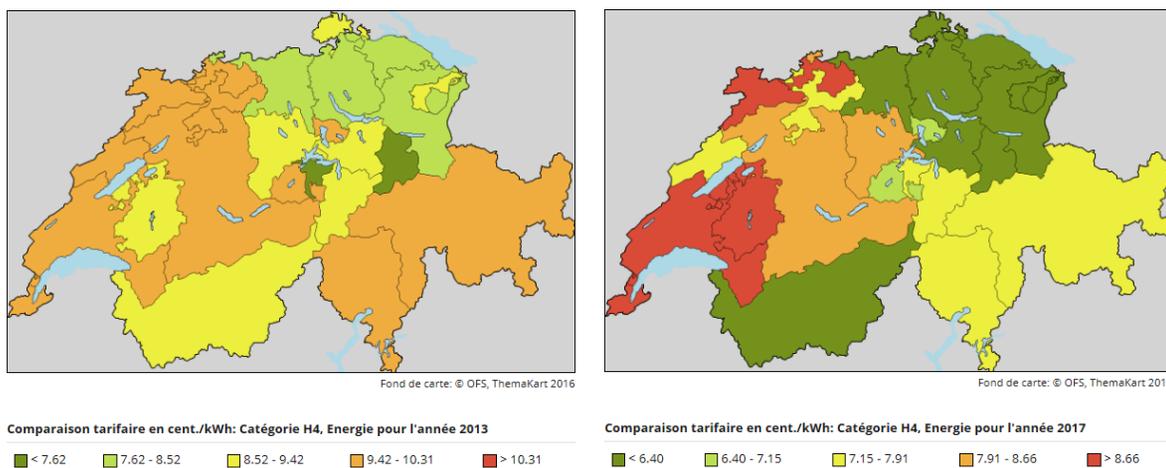
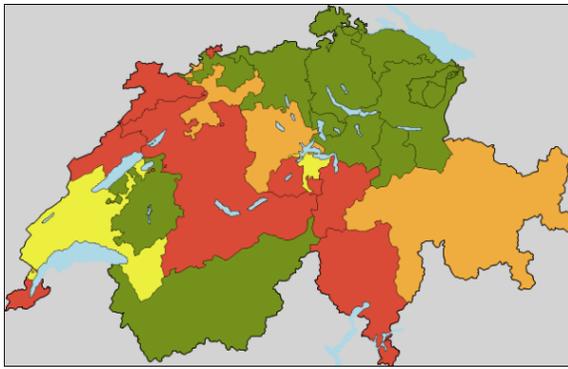


Figure 14 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux de l'énergie (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2013 et 2017

Les redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques sont présentées sous forme de médianes à la figure 15. Dans ce cas, les redevances pour l'encouragement des énergies renouvelables (RPC) et pour la protection des eaux et des poissons ne sont pas prises en compte puisqu'il s'agit d'un montant unique pour toute la Suisse. Contrairement aux coûts d'utilisation du réseau et de l'énergie, le montant des redevances et presta-

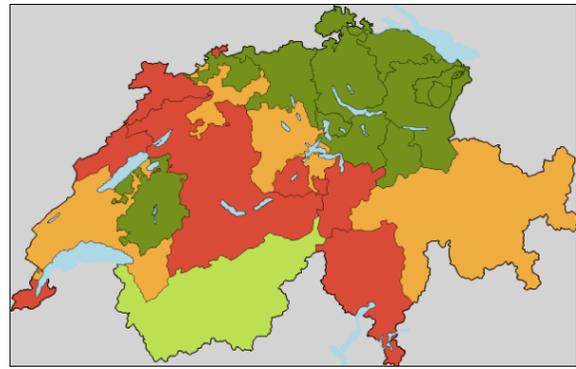
tions n'est pas contrôlé par l'ElCom, mais déterminé dans le cadre de processus de décision politiques. On constate là aussi que les disparités entre cantons sont importantes ; néanmoins, la situation n'a pratiquement pas changé entre 2013 et 2017. Enfin, la figure 16 présente une comparaison du prix total de l'électricité, à savoir du cumul des quatre composantes de ce dernier (y compris la RPC, qui est passée de 0.45 ct./kWh en 2013 à 1.5 ct./kWh en 2017).



Fond de carte: © OFS, ThemaKart 2016

Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Redevances pour l'année 2013

< 0.77	0.77 - 0.86	0.86 - 0.95	0.95 - 1.04	> 1.04
--------	-------------	-------------	-------------	--------

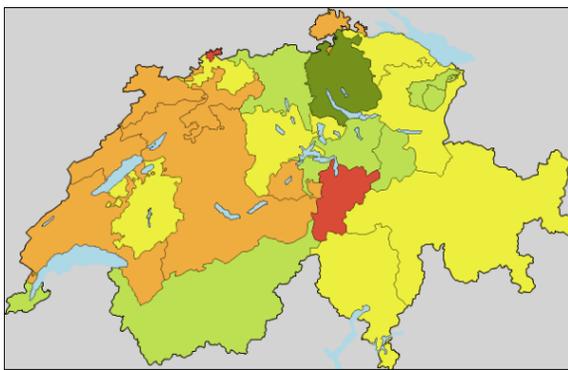


Fond de carte: © OFS, ThemaKart 2016

Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Redevances pour l'année 2017

< 0.77	0.77 - 0.86	0.86 - 0.95	0.95 - 1.04	> 1.04
--------	-------------	-------------	-------------	--------

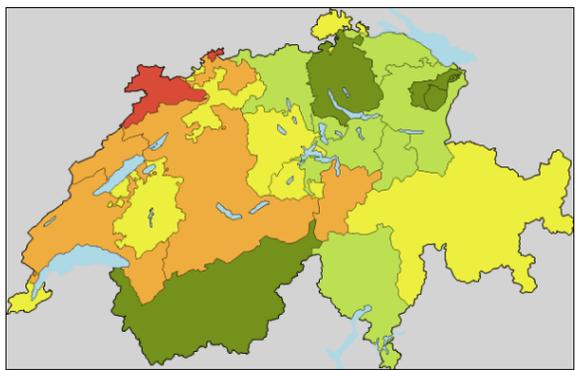
Figure 15 : Comparaison des tarifs médians cantonaux des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques pour le profil de consommation H4, années 2013 et 2017



Fond de carte: © OFS, ThemaKart 2016

Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Prix total pour l'année 2013

< 16.72	16.72 - 18.69	18.69 - 20.65	20.65 - 22.62	> 22.62
---------	---------------	---------------	---------------	---------



Fond de carte: © OFS, ThemaKart 2016

Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Prix total pour l'année 2017

< 17.13	17.13 - 19.14	19.14 - 21.16	21.16 - 23.17	> 23.17
---------	---------------	---------------	---------------	---------

Figure 16 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux (médiane) pour le prix total de l'électricité, profil de consommation H4, années 2013 et 2017

4.5 Examens des tarifs

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a contrôlé la conformité des tarifs de quatre manières différentes :

- Tous les gestionnaires de réseau doivent remettre au plus tard à la fin août leur comptabilité analytique, laquelle sert de base à la fixation des tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante. L'ElCom soumet cette comptabilité à quelque 150 tests pour vérifier qu'elle ne comporte pas d'erreurs, d'incohérences ou de données non plausibles, puis en envoie une évaluation au gestionnaire de réseau pour correction éventuelle. Les 634 gestionnaires de réseau qui ont remis leur comptabilité analytique dans les temps, ou à l'échéance du premier rappel, ont reçu avant la fin de l'année sous revue une évaluation leur demandant, si nécessaire, de vérifier les données potentiellement anormales et de les corriger ou de les justifier.
- Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a à nouveau examiné les données des gestionnaires de réseau sur la base de différents critères, notamment le montant des tarifs, les coûts et le respect de la règle des 95 francs. Dans 79 cas au total, la documentation n'a rien révélé d'anormal. L'ElCom a notifié à ces gestionnaires qu'elle renoncerait l'année suivante à ouvrir une procédure d'office concernant leurs tarifs.
- Lorsqu'un gestionnaire de réseau présente toujours des valeurs contraires à la loi ou non plausibles dans sa comptabilité analytique, même après avoir remanié cette dernière, il est soumis à des examens ciblés dans les domaines concernés. Durant l'année sous revue, l'ElCom a avant tout constaté des irrégularités dans le calcul des différences de couverture issues des années précédentes. Ce calcul consiste d'une part à déterminer les différences de couverture propres à une année donnée et d'autre part à les reporter sur l'année suivante. Plusieurs gestionnaires de réseau ont en outre été invités à réduire le prix, trop élevé, facturé pour la compensation des pertes d'énergie.
- Enfin, dans certains cas, l'éventail complet des coûts de réseau et de l'énergie (ces derniers uniquement pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base) est soumis à un examen détaillé. Différentes procédures qui avaient été suspendues ont pu être reprises à la fin de l'été, suite à l'arrêt du Tribunal fédéral (TF) en la cause CKW (cf. paragraphe 4.6), dans le cadre duquel cette instance a statué sur des questions liées à la répartition des coûts de l'énergie pour les consommateurs en approvisionnement de base et sur la qualité de partie des consommateurs. Dans deux cas, l'ElCom a pu rendre des décisions concernant le réseau et l'énergie, et clore ainsi la procédure. Deux autres cas concernaient le domaine des coûts du réseau, un troisième l'énergie.

Durant l'année sous revue, les vérifications tarifaires ont en particulier porté sur les thèmes décrits ci-après.

Évaluation du réseau

Les principaux problèmes n'ont pas changé par rapport aux années précédentes. Il arrive régulièrement que la valeur synthétique d'installations ne soit pas déterminée correctement et pas suffisamment documentée. La valeur synthétique doit être déterminée de manière transparente et vérifiable sur la base des coûts d'acquisition ou de construction d'installations comparables, faute de quoi elle risque de dépasser celle des installations en question, ce qui contreviendrait à l'art. 13, al. 4, OApEI.

Certaines entreprises commencent à amortir leurs installations non pas au moment de la mise en service, mais seulement l'année suivante ou à partir de la comptabilisation définitive dans le système. Cette pratique contreviendrait à l'art. 13, al. 2, OApEI, en vertu duquel les installations doivent être amorties de façon linéaire sur toute leur durée de vie, jusqu'à la valeur zéro. Tout retard dans l'amortissement d'une installation augmente de manière illicite la valeur résiduelle de cette dernière et, par là, les intérêts calculés.

Des divergences sont également apparues dans le traitement des coûts de démolition des installations devant être remplacées : un gestionnaire de réseau a ajouté ces coûts aux coûts d'acquisition et de construction de sa nouvelle installation. Ce procédé a pour effet d'amortir et de rémunérer ces coûts sur la durée de vie de la nouvelle installation au lieu de les ajouter à ceux de l'année en cours.

L'ElCom a décidé que les coûts de démolition et les coûts des installations provisoires font partie des coûts de l'année en cours, car en vertu de la législation sur l'approvisionnement

en électricité, les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition et de construction des installations existantes. Or, les objets à démolir et les installations provisoires n'existent plus après la construction de la nouvelle installation. L'intégration de ces coûts dans les coûts d'acquisition et de construction d'une nouvelle installation n'est donc pas admissible. Une rémunération par le WACC d'installations ayant cessé d'exister générerait un bénéfice disproportionné pour le gestionnaire de réseau. Un recours contre cette décision est pendant.

L'ElCom s'est à nouveau vu poser la question de savoir comment gérer les coûts d'une installation devant être remplacée de manière anticipée. Elle a publié à ce sujet la communication « Incidence sur les tarifs des amortissements extraordinaires ». En vertu de ce document, les amortissements extraordinaires sont imputables sur les tarifs de l'année de la mise hors service lorsque l'installation est endommagée, lorsqu'elle n'est plus utilisée, lorsqu'elle doit être remplacée en raison d'un changement de système nécessaire, ou lorsque son remplacement a pour effet de réduire les coûts de réseau. Les amortissements extraordinaires ne sont pas imputables aux tarifs lorsque la mise hors service n'est pas indispensable et qu'elle n'a pas pour effet d'abaisser les coûts de réseau.

L'ElCom s'est par ailleurs exprimée pour la première fois dans le cadre d'une décision sur sa compétence en matière de redevances et prestations aux collectivités publiques, se déclarant en principe compétente.

Coûts d'exploitation

Comme les années précédentes, la plupart des corrections imposées par l'ElCom ont porté sur l'imputation des coûts et sur la clé de répartition des coûts par secteur.

En vertu de l'art. 15, al. 1, LApEl, les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Les coûts qui ne remplissent pas ces conditions ne sont pas imputables. C'est le cas notamment des coûts de marketing, de sponsoring et de diverses autres activités externes au réseau telles que l'éclairage public ou les tâches administratives liées à d'autres domaines d'affaires.

Concernant la clé de répartition des coûts par secteurs, il a de nouveau été observé que la rémunération pour l'utilisation du réseau était grevée de frais généraux trop élevés. De plus, certains gestionnaires de réseau optent pour des clés de répartition contraires aux dispositions de l'art. 7, al. 5, OApEl, telles que les coûts supportables pour un secteur ou le chiffre d'affaires. Ce dernier n'est pas admis dans une régulation fondée sur les coûts, car il donne un résultat circulaire : toute augmentation du chiffre d'affaires entraîne une hausse des coûts imputables, laquelle entraîne une nouvelle progression du chiffre d'affaires, ce qui accroît encore les coûts imputables.

La fixation du prix de l'énergie de compensation des pertes a elle aussi constitué un point litigieux. Dans la plupart des cas, la question est de savoir si un gestionnaire de réseau a le droit, en tant que fournisseur d'énergie, de dé-

gager un bénéfice supérieur à la rémunération du capital investi en cas de vente d'énergie de compensation à son propre réseau. Tandis que les gestionnaires de réseau revendiquent un bénéfice calculé de diverses façons, l'ElCom accepte pour sa part au maximum une rémunération du capital investi conforme à l'art. 15, LApEl, en relation avec l'art. 13, OApEl. Le montant des coûts imputables et du bénéfice admis doit être indépendant de toute subdivision de l'entreprise en différentes unités organisationnelles et de la facturation interne en résultant.

Divers gestionnaires de réseau invoquent la plus-value écologique pour justifier le coût élevé de l'énergie de compensation. L'ElCom a donc édicté la directive « Pertes actives : imputation d'énergie de qualité différente » (1/2016). Elle reconnaît les surcoûts dus à l'achat d'une qualité supérieure de courant uniquement pour la part que représente ce type de courant dans le produit standard du gestionnaire de réseau (sans la part de bénéfice). Par produit standard, on entend le produit attribué par le gestionnaire de réseau de distribution à un consommateur final en approvisionnement de base qui achète son électricité sans avoir opté pour un produit déterminé.

Dans un autre cas, c'est l'utilisation du produit de la vente d'une installation de réseau déjà entièrement amortie qui a été contestée. Le gestionnaire de réseau avait comptabilisé ce produit comme un revenu exceptionnel hors réseau. L'ElCom a cependant décidé qu'il fallait le déduire des coûts du réseau.

Coûts de l'énergie

En 2015, l'ElCom avait suspendu toutes les procédures relatives à l'énergie en raison d'un arrêt du TAF. Ces procédures ont été relancées en été 2016 suite à l'arrêt du TF dans l'affaire CKW.

L'ElCom a dû intervenir plusieurs fois en raison de bénéfices trop élevés dans le domaine de la distribution d'énergie. Conformément à sa pratique concernant la règle des 95 francs, elle a réduit les bénéfices de telle manière que la somme des coûts de distribution et du bénéfice ne dépasse pas le montant de 95 francs par destinataire de facture. Dans les procédures de 2016, l'ElCom a appliqué la méthode du prix moyen, conformément à la pratique confirmée par le TF, pour répartir les coûts du courant issu de diverses sources (centrales de production appartenant au gestionnaire de réseau, achats sur le marché, etc.).

L'ElCom s'est par ailleurs exprimée pour la première fois dans le cadre d'une décision sur sa compétence dans le domaine du contrôle des produits de courant vert. Par le passé, différents gestionnaires de réseau avaient déjà avancé que l'ElCom n'était compétente, en ce qui concerne la vérification des tarifs de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux en approvisionnement de base, que pour l'un des éléments suivants : soit l'offre d'énergie grise, soit le produit standard. Ils s'estimaient par conséquent libres de fixer eux-mêmes la tarification des produits comportant une plus-value écologique. L'ElCom n'est pas de cet avis : elle estime être compétente pour juger du caractère équitable des tarifs de l'ensemble de l'énergie fournie aux consommateurs finaux sous le régime de l'approvisionnement de base. La part des tarifs se rapportant à l'énergie doit être fixée sur la base des coûts de production, quelle que soit la qualité écolo-

gique du courant fourni (art. 4, al. 1, OApEl). Dans des cas antérieurs, les gestionnaires de réseau avaient fini par accepter le point de vue de l'ElCom. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a rendu pour la première fois une décision sur cette question, dans laquelle elle n'a pas reconnu l'augmentation des bénéfices revendiquée pour les produits de courant vert.

Dans le cadre d'une procédure litigieuse, l'ElCom s'est par ailleurs penchée sur la question de savoir si un fournisseur aval ayant par le passé contribué financièrement à la construction d'une sous-station appartenant au fournisseur amont a droit à un tarif réduit d'utilisation du réseau. L'ElCom est arrivée à la conclusion que les tarifs spéciaux fixés sur mesure pour une seule personne raccordée au réseau vont à l'encontre du principe de l'uniformité des tarifs et de l'exigence d'une structure tarifaire simple. Pareils tarifs ne sont donc pas admis. Le montant d'une participation aux coûts facturée individuellement n'est pas non plus un critère justifiant la formation d'un groupe de clients particulier. Le principe de causalité peut néanmoins justifier l'application du tarif d'utilisation du réseau se rapportant à un niveau de réseau plus élevé. Ce point a été admis dans la procédure en question car la personne raccordée au réseau supportait elle-même l'essentiel des coûts de capital de l'installation située au niveau de réseau du fournisseur amont qu'elle utilisait. De plus, d'autres personnes raccordées au même niveau de réseau avaient en moyenne fourni des contributions financières individuelles nettement plus basses aux coûts des installations utilisées. Dans ce contexte, il faut aussi tenir compte de la question de savoir qui paie les coûts d'exploitation de ces installations.

4.6 Jurisprudence

Dans son arrêt pilote du 20 juillet 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015) concernant CKW, le TF s'est exprimé tout d'abord sur les coûts de l'énergie imputables sous le régime de l'approvisionnement de base. Il a admis intégralement un recours déposé par le DETEC sur demande de l'ElCom. L'ElCom ventile les coûts du portefeuille énergétique (production propre et achats) entre les consommateurs finaux sous le régime de l'approvisionnement de base et les consommateurs au marché libre selon les quantités d'énergie livrées. Le TF a confirmé que cette méthode basée sur le prix moyen (en allemand : « *Durchschnittspreis-Methode* »), est conforme au droit. Il a en outre confirmé l'admissibilité de la comparaison de l'efficacité effectuée par l'ElCom pour ce qui est du montant maximal de 150 francs imputable au titre des coûts administratifs et de distribution (bénéfice inclus). Il a conclu que l'ElCom avait le droit de couper les coûts dépassant ce plafond. Dans son arrêt, le TF s'est en outre penché sur la question de savoir si et dans quelle mesure des consommateurs finaux peuvent revêtir la qualité de partie dans les procédures en vérification des tarifs. Si les vérifications sont menées d'office par l'ElCom (art. 22, al. 2, let. b, LApEI), les consommateurs finaux n'ont pas la qualité de partie. Il en va autrement lorsqu'un consommateur final demande à l'ElCom de vérifier les tarifs qui lui sont appliqués. L'ElCom statue alors non pas d'office en sa qualité d'autorité de surveillance, mais dans un cas de litige (art. 22, al. 2, let. a, LApEI). Dans pareille procédure litigieuse, les consommateurs finaux ont forcément qualité de partie.

Les deux plus hautes instances judiciaires ont dénié l'obligation des grands exploitants de centrales de production d'assumer une partie des coûts d'acquisition des services-système. Tous les exploitants de centrales ont par la suite récupéré les montants versés à Swissgrid en 2009 et en 2010. Certains d'entre eux ont en outre réclamé le paiement d'intérêts moratoires. En 2013, l'ElCom a ordonné à Swissgrid de verser un intérêt moratoire de 5 % à partir du rappel. Dans neuf arrêts rendus le 23 mai 2016 (2C_348/2015 à 2C_356/2015), le Tribunal fédéral a confirmé les décisions de l'ElCom, précisant que ces intérêts ne courent qu'à partir du rappel juridiquement valable et que les paiements effectués sous réserve d'une demande de remboursement ultérieure ne constituent pas des rappels juridiquement valables.

Au cours de l'année sous revue, le TF a pour la première fois statué sur l'accès au réseau. Dans deux décisions rendues en 2014, l'ElCom avait approuvé la demande d'accès au réseau de deux groupes de construction organisés sous forme de sociétés simples. Le TAF avait admis les recours déposés contre ces décisions au motif que ces groupes de construction n'étaient pas des consommateurs finaux au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Le TF a annulé les arrêts du TAF et confirmé les décisions de l'ElCom en dernière instance.

4.7 Régulation Sunshine

La régulation Sunshine vise, au travers d'un processus de comparaison transparent et standardisé, à assurer une meilleure visibilité de la qualité et de l'efficacité des gestionnaires de réseau. En août 2016, l'ElCom a décidé d'introduire définitivement cette forme de régulation, en complément à la procédure actuelle de vérification des tarifs. Des indicateurs choisis dans les domaines de la qualité de l'approvisionnement et des services ainsi que des coûts et des tarifs mesurent les qualités, les coûts et l'efficacité de la fourniture de prestations de chaque fournisseur. Cette comparaison directe des gestionnaires de réseau doit les inciter à corriger leurs éventuels points faibles, sans que le régulateur doive intervenir. Pour cette analyse, les gestionnaires sont regroupés en fonction de leurs similitudes structurelles.

Les travaux liés à la régulation Sunshine ont occupé l'ElCom tout au long de l'année. La révision de la LApEl, qui vise à créer une base légale permettant la publication des résultats, a figuré au premier plan. En début d'année, l'ElCom a analysé un bref questionnaire relatif à la diversité des produits, à la fourniture de services et aux avantages tirés de contrats de concession avec des centrales électriques. En principe, l'ElCom utilise pour la régulation Sunshine les données fournies chaque année par les gestionnaires de réseau dans le cadre de la comptabilité analytique et des enquêtes sur la qualité de l'approvisionnement. Elle fait également appel à des données de l'Office fédéral de la statistique (OFS) qui sont accessibles au pu-

blic. Ainsi, la régulation Sunshine n'induit pratiquement aucune charge administrative supplémentaire pour les gestionnaires de réseau.

Les premiers mois de l'année sous revue ont avant tout été consacrés à la constitution des groupes de comparaison et au calcul des indicateurs. L'ElCom a ainsi réparti les quelque 650 gestionnaires de réseau en huit groupes en fonction de données topographiques (densité d'urbanisation) et de la quantité d'énergie soutirée par les consommateurs finaux (densité énergétique). Elle a en outre calculé les indicateurs nécessaires à la deuxième phase de tests. Les résultats individuels ont été envoyés aux gestionnaires à partir de la mi-avril. Comme l'année précédente, les résultats comparatifs n'ont été communiqués qu'aux gestionnaires concernés. La diversité des produits et certains aspects de la fourniture de services ont été présentés autrement que lors de la première phase de tests. La publication sur Internet de nombreux documents explicatifs concernant la deuxième phase de tests constitue une autre nouveauté. Les gestionnaires ont à nouveau été invités à s'exprimer au sujet de la régulation Sunshine et de sa mise en œuvre. L'analyse de ces retours d'information constitue une base précieuse pour l'aménagement des modalités futures de la régulation Sunshine. C'est ainsi que des adaptations seront apportées à la base de coûts et que de nouveaux indicateurs (concernant p. ex. le respect de la règle des 95 francs) seront introduits.

4.8 Système de mesure

Dans le cadre d'une procédure, l'ElCom s'est penchée sur la question de savoir si la concurrence règne ou non dans le système de mesure. En octobre 2015, elle a rendu une décision (233-00056) par laquelle elle rejetait la demande d'un exploitant d'installation photovoltaïque de faire réaliser le comptage non pas par son gestionnaire de réseau, mais par un tiers. Se fondant sur la disposition relative au système de mesure (art. 8, OApEI), l'exploitant de l'installation en question demandait à l'ElCom d'obliger son gestionnaire de réseau à accepter ce changement. Dans sa décision, l'ElCom a certes constaté que les prestations de mesure ne constituent pas un monopole des gestionnaires de réseau et que, du point de vue technique et économique, la concurrence est possible. Elle a cependant estimé que les prestations de mesure constituent traditionnellement une tâche des gestionnaires de réseau, que le droit de l'approvisionnement en électricité n'est pas axé sur la concurrence dans ce domaine, et qu'il n'existe pas de base légale permettant d'imposer la concurrence dans le système de mesure.

L'exploitant de l'installation photovoltaïque (destinataire de la décision) a recouru contre cette décision auprès du TAF. Dans son arrêt A-7561/2015 du 8 novembre 2016, le TAF a re-

jeté la demande visant à ce que l'exploitant soit autorisé à changer de prestataire de mesure. Il s'est ainsi rallié à la conception juridique de l'ElCom, indiquant qu'une libéralisation du système de mesure aurait des effets sur les droits et les obligations fondamentaux de personnes, avec à la clé un impact financier très important. Il a ainsi estimé que la libéralisation, selon la forme qu'elle pourrait prendre, était susceptible de toucher un grand nombre d'acteurs et qu'il fallait dans tous les cas compter avec des résistances de la part des gestionnaires de réseau concernés. Toujours selon le TAF, la libéralisation du système de mesure requiert donc une base légale ayant la forme d'une loi fédérale et comportant des dispositions régissant les droits et obligations de personnes. En l'espèce, a poursuivi l'instance fédérale, l'exploitant de l'installation fonde sa demande d'autorisation de changement de prestataire sur l'art. 8, al. 2, OApEI. Étant donné toutefois qu'une disposition réglementaire ne constitue pas une base légale suffisante et qu'il ne semble pas exister d'autre base légale, le TAF a conclu que cette demande doit être refusée.

Un recours a été déposé contre cet arrêt auprès du TF.

4.9 RPC, RU et tarifs de reprise

Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu au total 23 décisions relatives à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), à la rétribution unique (RU), et aux tarifs de reprise. Dix-huit d'entre elles portaient sur le dédommagement forfaitaire unique de 150 francs par kWc (kilowatt crête) attribué en compensation des surcoûts consentis pour rendre une installation qualifiée d'ajoutée conforme aux critères d'intégration. Ces décisions ont fait suite à un arrêt du Tribunal administratif fédéral (TAF) reconnaissant le droit à la protection de la bonne foi des porteurs de projet ayant réalisé une installation respectant strictement le deuxième principe directeur développé par l'OFEN dans son ancienne directive sur la RPC, principe qui se rapportait aux installations apparemment intégrées (installations dites « *scheinintegriert* »).

L'ElCom a par ailleurs rendu une décision de principe portant sur la rétribution de reprise. Dans ce document, elle a indiqué que par « prix d'une énergie équivalente pratiqués sur le marché » (élément déterminant pour la rétribution), il faut entendre le prix d'achat payé par le gestionnaire de réseau pour l'acquisition d'énergie grise au moyen du portefeuille d'approvisionnement existant. Les coûts de production d'une éventuelle production propre dudit gestionnaire ne sont pas pris en compte. Une rétribution différenciée par saison ou par heure du jour est admise pour autant que les prix d'achat payés par le gestionnaire de réseau pour l'énergie grise varient également au fil du temps. Si les prix d'achat effectivement payés par le gestionnaire de

réseau au moment de l'injection ne sont pas connus, il faut s'appuyer sur les coûts planifiés pour déterminer la rétribution, et compenser ultérieurement, sous une forme appropriée, la différence par rapport aux prix d'achat déterminés après coup.

Deux autres décisions portaient sur des litiges relatifs à la catégorisation d'installations photovoltaïques. D'autres encore concernaient le refus d'octroyer tant la RPC que la RU à une installation photovoltaïque de moins de 10 kWc mise en service avant le 31 décembre 2013 et annoncée le 1^{er} avril 2014 seulement, et le retrait de la RPC.

L'ElCom a en outre été appelée à examiner la question de savoir si c'était à juste titre qu'il avait été décidé de rétribuer au prix du marché, avec effet rétroactif à l'année 2015, la production de deux petites centrales hydroélectriques. Ces deux installations ayant été notablement agrandies ou renouvelées, elles ont pu bénéficier de la RPC. En raison de contraintes imposées par les pouvoirs publics, elles n'ont toutefois pas atteint l'augmentation annuelle de production requise. Les contraintes en question comprenaient une augmentation des débits résiduels et la construction d'une échelle à poissons. L'ElCom est arrivée à la conclusion que, pour les installations qui ne remplissent pas le critère d'investissement, les contraintes imposées par les pouvoirs publics ne doivent pas être prises en compte dans la fixation de l'augmentation de production requise. C'est donc à bon droit qu'il avait été décidé de rétribuer au prix du marché la production des installations en question.

5 Surveillance du marché



Entre 40'000 et 45'000 contrats standards – sans compter les notifications OTC et les données fondamentales – sont enregistrés chaque jour dans le système de surveillance du marché de l'ElCom.

5.1 La transparence sur le marché de gros de l'électricité

Les marchés qui fonctionnent bien reposent sur des signaux de prix fiables, qui reflètent fidèlement l'offre et la demande et ne sont pas manipulés. Le bon fonctionnement des marchés est notamment bénéfique à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de tous les aspects du marché apporte donc une plus-value à de nombreux égards: d'une part, elle assure au consommateur final un prix de l'électricité équitable, transparent et non manipulé ; d'autre part, elle prévient les manipulations du marché et les délits d'initiés.

En vertu des dispositions des art. 26a à 26c, OApEl, qui portent sur la communication d'informations relatives au marché de gros de l'électricité, l'ElCom est responsable de la surveillance du commerce de gros de l'électricité. Les moyens d'information et de traitement des données (ressources informatiques) nécessaires à cet effet ont été mis en place dès 2015. Il s'agit notamment de l'infrastructure permettant aux acteurs du marché concernés de four-

nir les données et informations requises à l'ElCom et de s'enregistrer auprès de cette dernière. Les ressources informatiques mises en place permettent à l'ElCom de sauvegarder, de traiter et d'analyser les données reçues, ce qui garantit la surveillance du marché suisse de l'électricité. En cas d'irrégularités, l'ElCom peut contacter rapidement les acteurs concernés.

Fin 2016, l'ElCom a achevé un projet informatique qui complète ce monitoring par un système automatisé de surveillance du marché baptisé MATCH. Ce logiciel lui permet d'analyser automatiquement et systématiquement les données reçues. Les travaux préparatoires de la section Surveillance du marché sont donc désormais achevés. Une première évaluation de la qualité des données a montré que ces dernières ne sont pas encore conformes aux exigences. L'application des art. 26a à 26c, OApEl par l'ElCom est caractérisée par d'importantes interdépendances avec la mise en œuvre du système REMIT au

sein de l'UE. En tant qu'État non-membre de l'UE, la Suisse est coupée de flux d'information essentiels. Elle s'emploie donc à exploiter aussi efficacement que possible les possibilités de travail en réseau existant avec l'UE. L'EiCom a ainsi participé à plusieurs tables rondes d'ACER afin d'entretenir les contacts avec cette instance et ses différentes parties prenantes. Elle collabore en outre activement avec le groupe de travail CEER Market Integrity and Transparency et avec la task force CEER Wholesale Energy Markets. Dans le cadre de ses activités, la section Surveillance du marché de l'EiCom entretient également

des contacts avec les acteurs du marché. Début 2016, elle a organisé un atelier sur le thème du devoir d'information visé à l'art. 26a, OApEI (Reporting under ESO26a) à l'intention des acteurs du marché concernés. À l'échelon national, il existe un échange avec l'autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA) et la Commission fédérale de la concurrence (COMCO). À l'échelon international, l'EiCom collabore avec les régulateurs de l'énergie, les bourses et les fournisseurs de données des pays voisins, ainsi qu'avec l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators).

5.2 Section Surveillance du marché – les chiffres de 2016

À l'heure actuelle, 62 acteurs du marché suisse opérant également sur le marché de l'UE sont enregistrés auprès de l'EiCom. Ces acteurs fournissent leurs données par l'intermédiaire de huit fournisseurs de données enregistrés auprès de l'EiCom (RRM). L'EiCom se procure par ailleurs les données fondamentales relatives à la Suisse et aux pays voisins sur la plate-forme de l'ENTSO-E.

Depuis le 7 avril 2016, les acteurs concernés rendent compte non plus seulement des contrats standard, mais aussi des contrats dits non standardisés. Parmi ceux-ci figurent les contrats dits « Over the counter » (OTC) ou de « de gré à gré » et les contrats de transport.

Le nombre de données transmises a largement dépassé les prévisions. À fin 2016, les RRM enregistrés auprès de l'EiCom avaient ainsi fourni à cette dernière pas moins de 19'670'365 éléments d'information, pour un volume de données total d'environ 70 Go. Sur les 17'424'692 entrées relatives à des transactions standard, quelque 30 % se rapportaient à des transactions clôturées et 70 % aux ordres y relatifs. 87.6 % des transactions concernaient le marché spot, tandis que seulement 12.4 % relevaient d'opérations financières. Le nombre important de contrats communiqué montre que les acteurs du marché suisse sont très actifs sur les plates-formes de commerce de gros des pays voisins.

6 Affaires internationales



Pas moins de 30 centrales à accumulation ou au fil de l'eau produisent de l'énergie le long de la frontière suisse. Ici, la centrale frontalière d'Eglisau-Glattfelden.

6.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé aux réseaux des pays limitrophes par de nombreux points d'interconnexion : quatorze lignes traversent la frontière entre l'Allemagne et la Suisse, quatre la frontière avec l'Autriche, et dix celle avec l'Italie. Entre la France et la Suisse, neuf lignes contribuent à l'échange international d'énergie. La gestion de ces lignes est assurée par Swissgrid en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseau des pays voisins.

Les capacités de ces lignes transfrontalières constituent un paramètre essentiel de la sécurité du réseau, si bien qu'elles sont soumises à des restrictions et que les négociants d'électricité doivent les acquérir explicitement par le biais d'enchères. Ce mode d'attribution des capacités des lignes transfrontalières est appelé gestion des congestions. En Suisse, la base légale régissant la mise aux enchères de ces capacités est l'art. 17, al. 1, LApEl.

Dans le cadre de la mise en œuvre du marché intérieur européen de l'électricité, les capacités d'interconnexion entre les pays de l'UE sont adjudgées non plus par enchères explicites, mais implicites au travers de marchés couplés. À fin 2016, tous les pays d'Europe centrale, de même que l'Espagne, le Portugal et l'Italie au sud, et que la Grande-Bretagne, la Norvège, la Suède, la Finlande, l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie au nord étaient couplés entre eux. Depuis l'entrée en vigueur, à la mi-août 2015, du règlement de l'UE relatif à l'allocation de la capacité et la gestion des congestions, la Suisse est exclue de ce couplage des marchés. Par conséquent, l'attribution de capacités à la Suisse continue de se faire par le principe explicite des enchères.

Il conviendra de continuer à observer les impacts de cette mise à l'écart sur la stabilité du réseau et, par là, sur la sécurité de l'approvi-

sionnement. Il faut toutefois s'attendre à ce que l'exploitation de l'infrastructure existante reste entachée d'inefficacités considérables dues à l'attribution des capacités transfrontalières par voie d'enchères explicites. Selon l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces coûts d'opportunité aux frontières suisses se sont élevés à quelque 105 millions d'euros en 2015. De manière générale, Swissgrid a réussi à partir de 2015 à augmenter la capacité d'importation utile depuis l'Allemagne et l'Autriche en optimisant l'exploitation du réseau de transport (cf. paragraphe 3.3.1). Les fournisseurs suisses d'énergie disposent ainsi de capacités supplémentaires pour l'acquisition d'énergie sur le marché de gros de l'électricité allemand, qui offre des prix avantageux.

La législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit tout de même des dérogations à l'attribution des capacités axée sur les règles du marché (enchères). En vertu de l'art. 17, al. 2, LApEI, les livraisons reposant sur des contrats d'achat et de fourniture internationaux conclus avant le 31 octobre 2002 sont exemptées d'enchères et donc prioritaires. Il en va de même de la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux en approvisionnement de base et de la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables (art. 17, al. 2, en relation avec art. 13, al. 3I, LApEI).

En 2014, un fournisseur d'énergie a demandé une priorité pour la fourniture d'électricité à des consommateurs finaux en approvisionnement de base. Selon la décision rendue par l'El-

Com, ce type de fourniture n'est cependant prioritaire lors de l'attribution de capacités que si le gestionnaire de réseau est dans l'incapacité de satisfaire à son obligation d'approvisionnement sans importation (art. 17, al. 2, LApEI en relation avec l'art. 20, al. 2, OApEI), ce qui n'était pas le cas en l'espèce. Le TAF a confirmé la décision de l'ElCom. Un recours est maintenant pendant devant le Tribunal fédéral (TF).

Une initiative parlementaire (iv. pa. 15.430) a proposé de supprimer les priorités qui, en vertu de l'art. 17, al. 2, LApEI, sont applicables à la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux sous le régime de l'approvisionnement de base et à la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables. Ce texte prévoit de maintenir la priorité accordée à la fourniture d'énergie provenant de centrales frontalières dans la mesure où le transport transfrontalier d'électricité est nécessaire pour garantir les quotas respectifs souveraineté qui reviennent aux pays limitrophes (cf. paragraphe 6.2). L'ElCom a apporté son concours au traitement de cette initiative, élaborant le rapport explicatif et répondant à différentes questions techniques lors de séances de la CEATE. Le Conseil des États a approuvé cette initiative lors de la session d'hiver 2016, se ralliant ainsi à l'avis du Conseil fédéral. La CEATE-N se penchera à son tour sur la question en janvier 2017.

6.2 Centrales frontalières

Pas moins de 30 centrales hydrauliques sont situées le long de la frontière suisse, où elles produisent de l'électricité à partir de cours d'eau frontaliers. Il s'agit d'une part de grandes centrales (à accumulation ou à pompage-turbinage) comme celles d'Emosson ou de Hinterrhein, et d'autre part de centrales au fil de l'eau sur le Rhin ou de petites centrales hydrauliques comme celle de La Goule sur le Doubs. Ces centrales représentent un cas particulier du point de vue de l'utilisation de la capacité de transport transfrontalière, car elles sont souvent soumises à des accords bilatéraux conclus de longue date entre la Suisse et les pays voisins pour régler la répartition de l'énergie. Pour certaines d'entre elles, cette répartition ne peut se faire qu'à travers le réseau de transport transfrontalier, sujet à congestions. D'autres installations sont en revanche raccordées aux réseaux de distribution des deux côtés de la frontière, si bien que la répartition de l'énergie entre les États peut s'opérer indépendamment du réseau de transport.

6.3 Merchant Lines

Les lignes marchandes (« Merchant Lines ») sont des lignes du réseau de transport transfrontalier qui ne sont pas soumises à l'obligation d'accès non discriminatoire au réseau. La gestion de la capacité de ces lignes est assurée par les gestionnaires de réseau, mais leur utilisation revient à l'investisseur. Il peut soit utiliser lui-même leur capacité, soit recevoir, de la société nationale du réseau de transport, le produit de la vente par enchères de la capacité qu'il n'a pas employée. Cette réglementation

Certaines centrales bénéficient, souvent indépendamment des conditions du réseau, de dérogations au principe d'acquisition par enchères des capacités du réseau de transport transfrontalier (priorités). En 2015, l'ElCom a vérifié la légalité de ces priorités compte tenu des conditions-cadres techniques et juridiques, et rendu cinq décisions. L'une d'entre elles est aujourd'hui entrée en vigueur, tandis que les quatre autres ont été portées par les exploitants devant le Tribunal administratif fédéral (TAF). En 2016, ce dernier a renvoyé deux de ces décisions à l'ElCom, à la suite de quoi elles ont été contestées et portées devant le TF. À fin 2016, ce dernier ne s'était pas encore prononcé.

En plus des cinq décisions visées plus haut, une requête en octroi de priorité pour la fourniture transfrontalière d'énergie a été déposée en 2016 par une centrale frontalière. La situation n'ayant pas été entièrement clarifiée, l'ElCom n'avait pas encore rendu de décision à la fin de l'année sous revue.

dérogatoire est limitée dans le temps. À l'échéance du délai, la ligne devient propriété de la société nationale du réseau de transport.

Actuellement, la Suisse possède deux lignes marchandes à la frontière italienne. L'ElCom a été appelée à réévaluer le volume de capacité exempté de l'accès non discriminatoire pour ces deux lignes. Une procédure a pu être clôturée au cours de l'année sous revue. En ce qui concerne l'autre procédure, l'arrêt du TAF n'a pas encore été rendu.

6.4 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjudgées par Swissgrid au moyen d'enchères. Les produits de ces enchères sont partagés à toutes les frontières pour moitié entre Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport étranger concerné. Ils peuvent être utilisés pour couvrir les coûts de la fourniture transfrontalière d'électricité ou les coûts imputables du réseau de transport, de même que pour le maintien et l'extension de ce dernier (art. 17, al. 5, LApEI). C'est l'ElCom qui statue au sujet de l'utilisation des recettes des enchères, sur proposition de Swissgrid (art. 22, al. 5, let. c, LApEI).

De 2009 à 2012, près de 40 millions de francs ont été versés chaque année pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport. S'agissant des recettes des enchères de

2013, il était prévu qu'elles soient affectées en majeure partie au maintien et à l'extension de ce réseau. Étant donné toutefois que, ces dernières années, les investissements dans le réseau de transport n'ont pas pu être réalisés dans l'ampleur initialement prévue, et compte tenu des conséquences financières de décisions judiciaires, Swissgrid a proposé que les recettes des années 2014, 2015, 2016 et maintenant aussi 2013 soient intégralement utilisées pour réduire les tarifs du réseau.

Avec la décision « Transaktion Übertragungsnetz / Massgeblicher Wert / Neuverfügung Bewertungsmethode » du 20 octobre 2016 (cf. paragraphe 3.5), l'ElCom a statué sur l'utilisation des produits des enchères de 2013 à 2016. Ceux-ci seront utilisés pour abaisser les tarifs du réseau, comme proposé par Swissgrid.

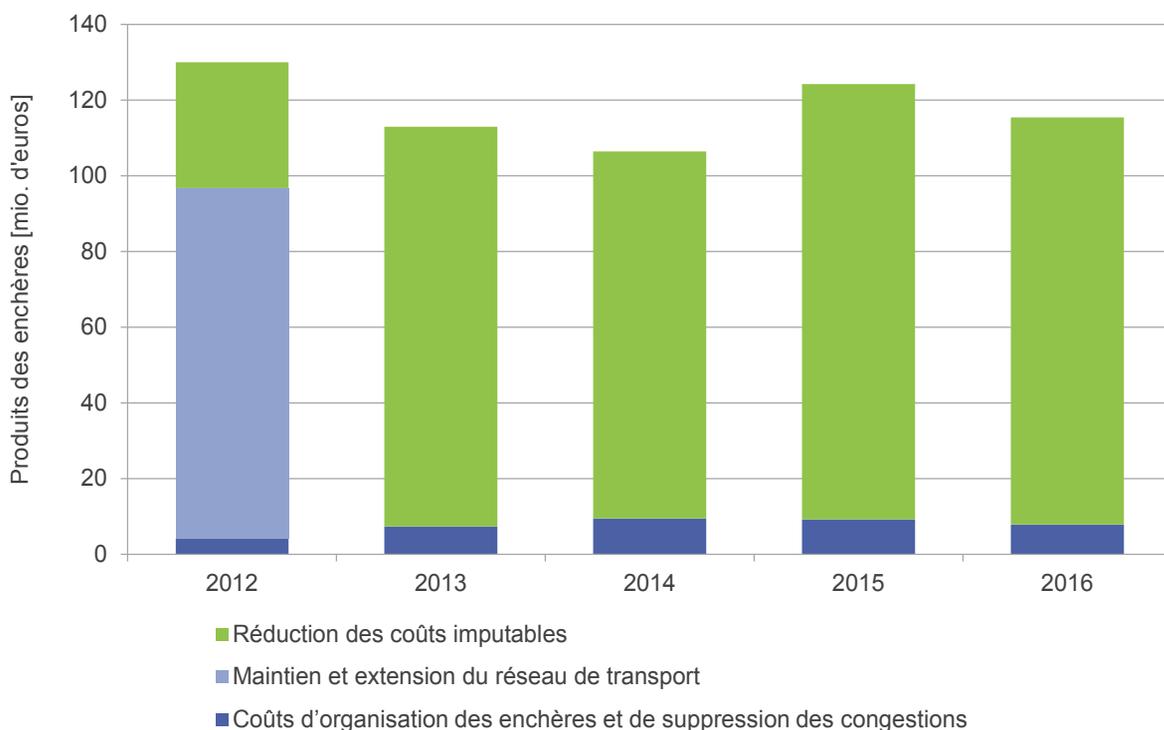


Figure 17 : Utilisation des produits des enchères de 2012 à 2016

6.5 Plates-formes internationales pour l'énergie de réglage

L'offre et la demande d'électricité doivent toujours être égales. De brefs écarts se produisent néanmoins chaque jour, par exemple en raison d'imprécisions dans les prévisions de consommation, de défaillances d'installations de production ou d'une production éolienne d'une ampleur inattendue. Ces écarts doivent être compensés dans les plus brefs délais, ce qui se fait au moyen de l'énergie de réglage. En Suisse, cette compensation est effectuée par Swissgrid dans le cadre d'un processus à trois niveaux (énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire). La compensation se fait tout d'abord sur le marché national en priorisant les énergies renouvelables. Swissgrid acquiert toutefois aussi de l'énergie de réglage au niveau international : l'objectif principal est de garantir la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, dont la robustesse peut être accrue par la coopération transfrontalière, puisque cette dernière permet à davantage de fournisseurs de différentes régions d'apporter leur contribution à la stabilisation du réseau suisse. Une telle coopéra-

tion a en outre des effets positifs sur les prix. En sa qualité de régulateur, l'ElCom participe à la surveillance de ces projets internationaux.

Mené avec les pays voisins du nord de la Suisse, le projet PRL a pour but de permettre l'achat en commun de puissance de réglage primaire. C'est en 2016 qu'a été préparée la procédure de consultation internationale qui doit permettre à toutes les parties concernées de faire valoir leurs intérêts. L'adhésion de la France au projet a également été préparée, afin d'élargir la base des achats communs.

Quant au projet TERRE, il vise l'achat international d'énergie de réglage tertiaire au sein d'un groupe de partenaires d'Europe méridionale et occidentale. Une première consultation internationale a été menée. Elle a rencontré un large écho, notamment parmi les fournisseurs suisses. L'objectif est d'élaborer des produits communs pour le marché afin de pouvoir atténuer les situations critiques du réseau à une échelle aussi large que possible.

6.6 Instances internationales

Comme les années précédentes, le rapport annuel de surveillance des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz d'ACER, l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, indique que l'efficacité d'utilisation des interconnexions électriques s'accroît au sein de l'UE. Faute de couplage des marchés, la Suisse essuie toujours une importante perte sociale (cf. paragraphe 6.1), résorbée presque partout ailleurs. Les inefficacités dues aux flux d'électricité non planifiés deviennent une préoccupation majeure de l'UE et entravent la création de l'Union énergétique qu'elle a relancée fin novembre 2016 en proposant une vaste révision législative. Le Parlement et le Conseil de l'UE examineront ce projet en 2017/18 pour application vers 2020/21 ou ultérieurement. L'ElCom a participé à l'enquête relative au rapport y afférent.

L'ElCom s'est également engagée dans d'autres activités d'ACER lui permettant d'exercer de l'influence, laquelle est toutefois limitée par son statut restreint d'observatrice au seul « ACER Electricity Working Group » et aux groupes de travail qui y sont subordonnés. Ce statut d'observatrice permet notamment à l'ElCom de participer aux discussions sur la conception du marché (market design) et sur l'aménagement des marchés de l'électricité. Le renforcement de l'intégration de la Suisse au sein d'ACER dépend des négociations bilatérales entre la Suisse et l'UE. L'implication de l'ElCom dans le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER), où elle est également observatrice, est restée modeste, même si elle a notamment participé à un rapport sur l'indépendance et les compétences des régulateurs établi en complément à de précédents travaux de l'OCDE.

7 Perspectives

En 2017, la sécurité de l'approvisionnement – surtout à moyen et long terme – restera un thème central pour l'ElCom. Du fait de l'évolution rapide des conditions-cadres non seulement en Suisse, mais aussi et surtout en Europe, des adaptations doivent être apportées à la façon dont le marché est conçu (market design). En raison de la sortie du nucléaire par plusieurs pays européens, les échanges d'énergie entre pays d'Europe sont appelés à augmenter. S'agissant de la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse à long terme (adéquation du système), il est évident que les risques liés à l'importation vont s'amplifier. Pour les contrer, il faut créer de nouvelles incitations au développement de la production indigène. Alternativement, une adaptation du cadre politique pourrait aussi permettre de garantir la sécurité de l'approvisionnement à long terme. Le développement du réseau, et en particulier les transformateurs de Mühleberg et la ligne Bassecourt-Mühleberg, revêtent un rôle essentiel pour notre avenir. L'objectif à court terme de l'ElCom est de maintenir la sécurité de l'approvisionnement au moins à son niveau actuel, qui est élevé. Toujours en lien avec la sécurité de l'approvisionnement, l'une des priorités de l'ElCom en 2017 sera de déterminer la conduite à tenir et les éventuelles mesures à prendre après la votation populaire relative à la Stratégie énergétique 2050.

La phase de test ayant été achevée en 2016, la régulation Sunshine sera introduite en 2017. Pour l'heure, cela ne change pas grand-chose pour les gestionnaires de réseau, car les tests continueront d'être menés sur la base d'une grille d'évaluation à cinq dimen-

sions : qualité de l'approvisionnement, coûts du réseau, tarifs, qualité du service et conformité (compliance). Les résultats seront envoyés aux gestionnaires de réseau sous forme anonymisée, ils ne seront pas communiqués au public. La question de savoir s'ils seront un jour publiés, et quand, sera tranchée lors de la révision de la LApEl.

S'agissant de la mise en œuvre de l'arrêt CKW et plus précisément de la méthode du prix moyen, l'ElCom attend les dernières réactions du Parlement, prévues pour 2017. Celles-ci détermineront les conséquences de cet arrêt pour les quelques gestionnaires de réseau qui n'avaient jusqu'à présent pas appliqué cette méthode.

Le monitoring du marché suisse de gros de l'électricité (MATCH) entrera dans sa phase opérationnelle en 2017. Depuis 2016, entre 40'000 et 45'000 transactions sont enregistrées chaque jour dans ce système, sans compter les notifications OTC et les données fondamentales.

Dans le cadre des objectifs stratégiques de l'administration fédérale en matière de gestion immobilière (héberger les unités organisationnelles dans des bâtiments appartenant à la Confédération), le Secrétariat technique de l'ElCom déménagera à la Christoffelgasse, en ville de Berne. Ce déménagement est prévu pour décembre 2017.

Un changement de personnel aura lieu au sein de la commission en 2017. L'ElCom fournira de plus amples informations à ce sujet en temps opportun.

8 Commission fédérale de l'électricité (ElCom)



La commission (de gauche à droite) : Anne d'Arcy, Christian Brunner, Brigitta Kratz (vice-présidente), Matthias Finger, Laurianne Altwegg, Antonio Taormina (vice-président), Carlo Schmid-Sutter (président)

La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est chargée de surveiller le marché suisse de l'électricité et de garantir le respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). En sa qualité d'autorité de surveillance étatique indépendante, elle accompagne le passage d'un approvisionnement en électricité de nature monopolistique à un marché de l'électrici-

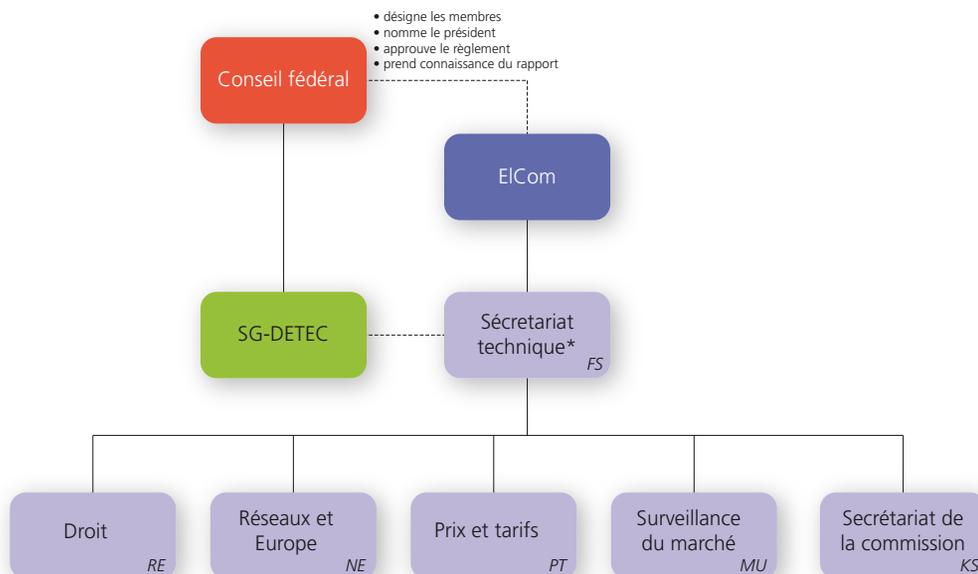
té axé sur la concurrence. Il lui incombe notamment de surveiller les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base. Elle veille également à l'entretien permanent de l'infrastructure de réseau et, au besoin, à son extension afin que la sécurité de l'approvisionnement reste assurée à l'avenir également.

La commission est pourvue de compétences étendues en vue notamment d'accomplir les tâches suivantes :

- Elle contrôle la conformité au droit des rémunérations pour l'utilisation du réseau (lesquelles servent à indemniser l'utilisation du réseau pour l'acheminement d'électricité sur le marché libéralisé de l'énergie) ;
- Elle contrôle les tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux captifs (ménages et autres consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh et qui sont donc sous le régime dit de l'approvisionnement de base) et pour tous les consommateurs finaux qui renoncent à l'accès au réseau ;
- Elle statue sur les litiges relatifs au libre accès au réseau électrique : depuis le 1er janvier 2009, les grands consommateurs (ceux dont la consommation annuelle est d'au moins 100 MWh) ont le libre choix de leur fournisseur d'électricité ;
- Elle statue sur les litiges relatifs à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), qui est versée depuis le 1er janvier 2009 aux producteurs d'énergie renouvelable ;
- Elle surveille la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'état des réseaux électriques ;
- Elle détermine les procédures d'attribution des capacités du réseau en cas de congestion des lignes transfrontalières et elle coordonne son activité avec celle des régulateurs européens de l'électricité ;
- Elle exerce une surveillance approfondie sur la société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA) depuis que la propriété de ce réseau a été transférée à cette dernière (séparation des activités) ;
- Elle surveille le marché de gros de l'électricité.

8.1 Organisation et personnel

L'ECom se compose de cinq à sept membres indépendants, désignés par le Conseil fédéral, et d'un secrétariat technique. Elle est indépendante des autorités administratives et n'est soumise à aucune directive du Conseil fédéral.



*Rattachement administratif au SG-DETEC

Figure 18 : Organigramme de l'ECom

8.1.1 Commission

Les sept membres de l'ElCom sont indépendants de la branche de l'électricité. Ils exercent leur fonction à titre accessoire. La Commission se réunit en moyenne une fois par mois en séance plénière. À cela s'ajoutent les réunions des cinq sous-commissions « Prix et tarifs », « Réseaux et sécurité de l'approvisionnement », « Droit », « Relations internationales » et « Surveillance du marché ».

Durant l'année sous revue, la commission était composée comme suit :

Président

- Carlo Schmid-Sutter (depuis 2007) : ancien conseiller d'État, avocat et notaire

Vice-présidents

- Brigitta Kratz (depuis 2007) : dr en droit., LL.M., avocate, chargée de cours de droit privé à l'Université de Saint-Gall, chargée de cours de droit de l'énergie à la Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW)
- Antonio Taormina (depuis 2014) : math. dipl. EPFZ, ancien membre de la direction et responsable de la Division Énergie Europe de l'Ouest du groupe Alpiq

Membres

- Laurianne Altwegg (depuis 2015) : lic. en sciences politiques, responsable des dossiers agriculture, environnement et énergie à la Fédération romande des consommateurs (FRC)
- Anne d'Arcy (depuis 2007) : dr en économie, professeur en gouvernement d'entreprise et contrôle de gestion à l'Université économique de Vienne
- Matthias Finger (depuis 2007) : dr en sciences politiques, professeur de management des industries de réseaux à l'EPFL
- Christian Brunner (depuis 2014) : ing. électricien dipl. EPFZ, ancien directeur de l'Unité réseaux d'Alpiq

Sous-commissions

Durant l'année sous revue, la commission a comporté les sous-commissions suivantes :

Prix et tarifs

- Anne d'Arcy (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Droit

- Brigitta Kratz (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Christian Brunner (pilotage)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Relations internationales

- Antonio Taormina (pilotage)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Christian Brunner

Surveillance du marché

- Matthias Finger (pilotage)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina

Démissions et nominations

Il n'y a pas eu de démission ni de nomination au cours de l'année sous revue.

Représentation des sexes et des régions linguistiques

L'ElCom se compose de trois femmes et de quatre hommes ; les femmes sont donc représentées à 43 %. L'objectif de la Confédération est de 30 %. En moyenne, 39 % des membres des commissions extraparlimentaires sont des femmes.

Pour ce qui est de la représentation des régions linguistiques, quatre membres de l'ElCom sont

germanophones (57 %), deux sont francophones (29 %) et un est italophone (14 %). L'objectif de la Confédération est une représentation des langues latines (français, italien et romanche) de 40 % au total. La représentation des langues au sein des commissions extraparlimentaires est en moyenne de 65.1 % pour l'allemand, de 25.5 % pour le français, de 8.6 % pour l'italien et de 0.8 % pour le romanche.

Chiffres clés concernant la branche

L'ElCom surveille le marché de gros de l'électricité et la branche de l'électricité, y compris Swissgrid, notamment en ce qui concerne les tarifs d'utilisation du réseau, les tarifs de l'électricité des clients finaux captifs, la sécurité de l'approvisionnement, l'état des réseaux électriques ainsi que l'attribution de la capacité de réseau en cas de congestion aux frontières.

Nombre de gestionnaires de réseau : environ 650

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques : niveau de réseau 1 – env. 6'750 km | niveau de réseau 3 – env. 9'000 km | niveau de réseau 5 – env. 44'000 km | niveau de réseau 7 – env. 142'000 km (lignes aériennes et souterraines, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : au niveau de réseau 2 – 146 | au niveau de réseau 4 – 1'143 | au niveau de réseau 6 – env. 59'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau : 3.4 milliards de francs

Investissements annuels : env. 1.5 milliard de francs

Consommation annuelle d'électricité : 58 TWh

Production : 66 TWh

Importations d'électricité : 42 TWh

Exportations d'électricité : 43 TWh

8.1.2 Secrétariat technique

Le Secrétariat technique soutient la commission sur le plan technique, prépare ses décisions et les met en œuvre. Il dirige les procédures de droit administratif et procède aux investigations nécessaires. Indépendant des autres autorités, il est soumis aux seules directives de la commission. Sur le plan administratif, il est rattaché au Secrétariat général du DETEC. Quant au secrétariat de la commission, il est le point de contact de la commission avec le public, la branche et les médias. Il coordonne en outre les activités de la commission et du Secrétariat technique, et seconde cette dernière sur le plan administratif.

Au 31 décembre 2016, le Secrétariat technique comptait 43 collaborateurs (dont 3 stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 38,5 postes en équivalents plein temps (EPT). 14 de ces personnes sont des femmes, et 29 des hommes. Leur âge moyen est de 40 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- italien : 2 collaborateurs
- français : 7 collaborateurs
- allemand : 34 collaborateurs



Chef du Secrétariat technique (43 collaborateurs)

Renato Tami
lic. en droit, avocat et notaire



Section Réseaux et Europe (8 collaborateurs)

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



Section Prix et tarifs (12 collaborateurs)

Stefan Burri
dr en sciences politiques



Section Surveillance du marché (5 collaborateurs)

Cornelia Kawann
ing. dipl., dr en sciences techniques, MBA



Section Droit (10 collaborateurs)

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



Section Secrétariat de la commission (7 collaborateurs)

Barbara Wyss
dr en économie

8.2 Finances

Un budget de 12.2 millions de francs était à la disposition de l'ElCom durant l'année sous revue. Les dépenses effectives se sont élevées à 10.4 millions de francs. Ce montant a couvert l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris les dépenses supplémentaires induites par la mise en place de la surveillance du marché.

Quant aux recettes, elles ont atteint 5.3 millions de francs. Elles proviennent de la redevance de surveillance dont s'acquitte Swissgrid pour la coopération de l'ElCom avec les autorités étrangères et des émoluments de procédure versés par les parties.

8.3 Manifestations organisées par l'ElCom

Forum ElCom 2016

Le septième Forum ElCom, qui a eu lieu le 18 novembre à Winterthour, était consacré à la question suivante : « L'approvisionnement en électricité de la Suisse est-il garanti ? ». Des intervenants de haut niveau ont présenté leur point de vue dans des exposés, avant de débattre du sujet lors d'une table ronde animée qui s'est tenue devant un parterre de

plus de 300 spécialistes. S'il est un point sur lequel la branche semble d'accord, c'est que les défis à relever pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sont importants, surtout à moyen et long terme.

Le prochain Forum ElCom se tiendra le vendredi 17 novembre 2017 à Lausanne.

Séances d'information pour gestionnaires de réseau

Durant l'année sous revue, l'ElCom a en outre organisé dix séances d'information en divers endroits de Suisse. Elles étaient consacrées à la régulation Sunshine, aux coûts de réseau ainsi qu'aux questions juridiques d'actualité. L'OFEN a par ailleurs présenté les principales évolutions de la politique énergétique suisse. Au total, quelque 700 personnes ont participé à ces séances, qui étaient proposées au prix de revient. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces

séances ont constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

En plus de ces séances d'information, l'ElCom a organisé un cours spécifique sur la comptabilité analytique à l'intention des gestionnaires de réseau. Ces derniers ont ainsi pu poser des questions détaillées sur la manière de remplir la comptabilité analytique et sur la structure de cette dernière.

Atelier sur la surveillance du marché

L'ElCom a organisé en janvier 2016, comme elle l'avait déjà fait en 2015, un atelier sur la surveillance du marché. La manifestation, qui a eu lieu

à Berne, a été avant tout consacrée au règlement de l'UE concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

9 Annexe

9.1 Statistique des affaires traitées

En 2016, 406 nouveaux cas ont été dénombrés, dont un peu moins de la moitié concernaient des requêtes pour le renforcement du réseau. 197 de ces nouveaux cas, soit 49 %, ont pu être réglés avant la fin de l'année. Au total, 426 cas ont pu être réglés en 2016. Le taux de cas réglés par année a donc dépassé les 100 % en 2016, tout comme en 2015.

Depuis début 2016, le nombre de questions dites ordinaires est lui aussi relevé de façon systématique. Il s'agit des demandes qui arrivent au moyen du formulaire de contact disponible

sur le site de l'ElCom ou par courriel et qui traitent de questions de routine. Elles sont généralement traitées en quelques heures ou en quelques jours, et ne donnent lieu à des procédures que dans quelques rares cas. En 2016, l'ElCom a reçu 241 de ces questions ordinaires. À deux exceptions près, elles ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 99 %).

Type d'affaire	Reportées des années précédentes	Introduites en 2016	Réglées en 2016	Reportées en 2017
Plaintes spécifiques sur les tarifs	74	71	107	38
Rétribution de l'injection à prix coûtant	69	63	102	30
Renforcements du réseau	95	166	179	82
Autres cas	214	106	268	52
Total	452	406	656	202
Questions ordinaires	n. a.	241	239	2
Total, questions ordinaires incluses	452	647	895	204

Tableau 7 : Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2016

9.2 Statistique des procédures de recours

En 2016, 194 décisions ont été rendues. Une grande partie d'entre elles concernait des requêtes pour le renforcement du réseau. Le nombre total de décisions rendues entre 2008

et 2016 est de 848. 723 d'entre elles n'ont pas été contestées et sont donc entrées en vigueur. Les autres ont été déférées au Tribunal administratif fédéral (TAF) ou au Tribunal fédéral (TF).

	Pas de recours	Recours au TAF	Recours au TF
848 décisions rendues 2008–2016	723	93	32

Tableau 8 : Décisions rendues et recours déposés durant la période 2008–2016

9.3 Statistique des séances

Les membres de l'ElCom se réunissent chaque mois en séance plénière. À ces séances s'ajoutent les réunions des cinq sous-commissions, des ateliers et d'autres séances spéciales. Durant l'année sous revue, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diverses

compositions, à 14 séances d'une journée et à 32 séances d'une demi-journée. Toutes ces séances ont eu lieu en Suisse. Une fois par an, l'ElCom effectue une retraite quelque part en Suisse et cherche à cette occasion à rencontrer les gestionnaires de réseau locaux.

9.4 Publications

Directives

30.08.2016	Pertes actives : imputation d'énergie de qualité différente
17.11.2016	Obligations des gestionnaires de réseau relatives au relevé et à la communication des données concernant la qualité de l'approvisionnement pour 2017
22.12.2016	Méthode de décompte pour les coûts des services-système (PSS) et les suppléments LEne

Communications

17.02.2016	Revision FMG Vernehmlassung Elektrizitätskommission
28.04.2016	Incidence sur les tarifs des amortissements extraordinaires
19.09.2016	Rétribution de reprise de l'électricité au sens de l'art. 7, al. 2, de la loi sur l'énergie
22.12.2016	Attribution des coûts du portefeuille énergétique d'un gestionnaire de réseau de distribution aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base

Rapports et études

09.06.2016	La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2016
09.06.2016	Sonderbericht zur Versorgungssituation Winter 2015/16
16.08.2016	Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2015. Rapport de l'ElCom

9.5 Glossaire

Accès au réseau	Droit d'utiliser le réseau afin d'acheter de l'électricité auprès d'un fournisseur de son choix ou d'injecter de l'électricité.
ACER	Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie
AES	Association des entreprises électriques suisses
BT	Basse tension
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators ; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
Concept de sécurité n-1	Le concept de sécurité n-1 garantit qu'en cas de panne d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne soient pas trop élevées. Les valeurs de charge n-1 sont calculées à l'avance dans une simulation.
Consommateur final	Client qui achète de l'électricité pour ses propres besoins. Cette définition n'englobe ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage.
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
EICom	Commission fédérale de l'électricité
Énergie d'ajustement	Énergie électrique facturée pour compenser la différence entre la consommation ou la fourniture effective d'un groupe-bilan et sa consommation ou sa fourniture programmée.
Énergie de réglage	Énergie pouvant être appelée soit automatiquement, soit par des centrales dans le but de maintenir les échanges d'électricité au niveau prévu et de garantir l'exploitation sûre du réseau.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort

FEN	Centre de recherche « Réseaux énergétiques » de l'EPF de Zurich
Gestion des bilans d'ajustement	Ensemble des mesures servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité ; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des données mesurées et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
Gestion des congestions	Ensemble de mesures préventives (détermination de la capacité de transfert nette NTC, mise aux enchères de capacités, etc.) et opérationnelles (redispatching, réductions, etc.) qui servent à assurer une exploitation sûre du réseau.
GR	Gestionnaire de réseau
Groupe-bilan	Groupement de nature juridique d'acteurs du marché de l'électricité visant à constituer vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport une unité de mesure et de décompte dans le cadre de la zone de réglage suisse.
HT	Haute tension
kWc	Kilowatt crête
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
MT	Moyenne tension
Négoce day-ahead	Négoce d'énergie le jour précédent sa consommation ou sa fourniture effective
Négoce intraday	Transactions à court terme effectuées à la clôture du négoce day-ahead, notamment dans le but de corriger les différences de charge par rapport aux prévisions, de réagir face aux pannes de blocs de centrales et de réduire les différences par rapport au programme prévisionnel.
Net Transfer Capacity	Programme d'échange maximum entre deux zones de desserte, qui est conforme aux standards de sécurité des deux zones et qui tient compte des incertitudes techniques liées à la situation future du réseau.
NR 1 à NR 7	Niveaux de réseau 1 à 7

NTC	Net Transfer Capacity
OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
OCDE / OECD	Organisation de Coopération et de Développement Économiques Organisation for Economic Cooperation and Development
OFAE	Office fédéral pour l’approvisionnement économique du pays
OFEN	Office fédéral de l’énergie
PAP	Procédure d’approbation des plans
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d’électricité
PV	Photovoltaïque
REMIT	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l’intégrité et la transparence du marché de gros de l’énergie ; Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency - Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency
Réseau de distribution	Réseau électrique à haute, moyenne ou basse tension servant à l’approvisionnement de consommateurs finaux ou d’entreprises d’approvisionnement en électricité.
Réseau de transport	Réseau électrique généralement exploité à des niveaux de tension de 220/380 kV, qui sert à transporter de l’électricité sur de grandes distances en Suisse ainsi qu’à assurer l’interconnexion avec les réseaux étrangers. Sont notamment des composants du réseau de transport : a) les lignes électriques, pylônes compris ; b) les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication ; c) les équipements utilisés conjointement avec d’autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace ; d) les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique.
RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
RRMs	Registered Reporting Mechanisms

RU	Rétribution unique
SAIDI	L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) donne la durée moyenne d'interruption de l'approvisionnement d'un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
SAIFI	L'indice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) donne le nombre moyen des coupures de courant pour un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
Services-système, SDL	Prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux. Elles comprennent notamment la coordination du système, la gestion des bilans d'ajustement, le maintien en réserve de puissance de réglage, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage pour les producteurs, le maintien de la tension (part d'énergie réactive comprise), les mesures effectuées aux fins de l'exploitation et la compensation des pertes de transport.
TSO	Transmission System Operator (gestionnaire de réseau de transport)
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
WACC, CMPC	Weighted Average Cost of Capital : les coûts d'utilisation du réseau constituent une composante importante du prix de l'électricité. Ils comprennent les charges d'exploitation et les coûts de capital. S'agissant du capital immobilisé dans les réseaux électriques existants ou devant être investi dans de nouveaux réseaux, le bailleur de fonds a droit à une rémunération. Cette rémunération correspond à un taux d'intérêt calculé, soit le coût moyen pondéré du capital (CMPC) ou Weighted Average Cost of Capital (WACC).
Zone de réglage	Zone dans laquelle le réglage du réseau est assuré par la société nationale du réseau de transport. Cette zone est délimitée physiquement par des points de mesure.





Commission fédérale de l'électricité ElCom
Effingerstrasse 39, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33, fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch