



Rapport d'activité de l'ElCom 2019



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Impressum

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Photos

Gino Gallucci (page 1, 78)
ElCom / www.bildkultur.ch (page 4, 7, 65, 69)
Swissgrid AG (page 6)
Axpo Holding AG (page 26)
BKW AG (page 38)
Chris Liverani (page 49)
iStock (page 56)

Tirage

D: 60, F: 30, I: 30, E: 30

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2020

Table de matières

1	Avant-propos du président	4
2	Marché suisse de l'électricité	6
2.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses	8
2.2	Accès au marché et taux de changement	9
2.3	Tarifs du réseau de transport	11
2.4	Tarifs du réseau de distribution	12
2.5	Examens des tarifs	17
2.6	Jurisprudence	21
2.7	Régulation Sunshine	22
2.8	Système de mesure	23
2.9	Séparation des activités	23
2.10	RPC, RCP, rétribution unique et appel d'offres concurrentiels	24
3	Réseaux	26
3.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	26
3.2	Développement et planification des réseaux	32
3.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	32
3.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution	33
3.2.3	Participation aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans	34
3.3	Investissements dans l'infrastructure de réseau	34
3.3.1	Investissements dans le réseau de transport	34
3.3.2	Investissements dans le réseau de distribution	34
3.4	Renforcements de réseau	35
3.5	Société nationale du réseau de transport	37
3.6	Décisions et mesures concernant les réseaux	37
4	Sécurité de l'approvisionnement	38
4.1	Introduction	38
4.2	La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives	39
4.2.1	Rétrospective de l'hiver 2018/2019	39
4.2.2	La situation durant l'hiver 2019/2020	39
4.2.3	Autres événements survenus au cours de l'année	40
4.3	Flux non planifiés	40
4.4	Cybersécurité	41
4.5	Qualité de l'approvisionnement	42
4.5.1	Disponibilité du réseau	42
4.5.2	Capacité d'importation	43
4.5.3	Capacité d'exportation	44
4.5.4	Capacité totale d'importation et d'exportation	46
4.5.5	Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées	46
4.6	Services-système	47
5	Surveillance du marché	49
5.1	La transparence sur le marché de gros de l'électricité	49
5.2	Surveillance du marché – les chiffres de 2019	51
5.3	Erreur de manipulation dans le cadre du marché day ahead	52
5.4	Indice du marché intraday en Suisse	54
6	Affaires internationales	56
6.1	Gestion des congestions	56
6.2	Centrales frontalières	58
6.3	Merchant lines	59
6.4	Produits des enchères	59
6.5	Plateformes internationales pour l'énergie de réglage	61
6.6	Instances internationales	62
7	Perspectives	64
8	À propos de l'ElCom	65
8.1	Organisation et personnel	67
8.1.1	Commission	67
8.1.2	Secrétariat technique	69
8.2	Finances	70
8.3	Manifestations organisées par l'ElCom	70
9	Annexe	71
9.1	Statistique des affaires traitées	71
9.2	Statistique des séances	71
9.3	Publications	72
9.4	Glossaire	73

1 Avant-propos du président



Carlo Schmid-Sutter

Président de l'EICOM

La situation en matière d'approvisionnement a été moins critique au cours de l'hiver 2018/2019 et de la première moitié de l'hiver 2019/2020. Les niveaux des lacs d'accumulation ont été supérieurs à la moyenne, grâce notamment aux précipitations améliorant le débit des rivières et aux températures élevées. En revanche, le problème des flux d'électricité non planifiés, qui surcharge de plus en plus le réseau suisse, persiste. La nouvelle solution du redispatching trilatéral devrait permettre de désamorcer la situation en Suisse lors des périodes critiques. À la demande de la Suisse, l'Allemagne et la France prendront des mesures coordonnées pour améliorer la situation tendue au niveau du réseau suisse.

L'approvisionnement en électricité au cours de l'hiver 2019/2020 est marqué par la mise hors service pour la première fois d'une centrale nucléaire en Suisse. Après 47 années d'exploitation, la centrale de Mühleberg a été retirée du réseau, avant tout pour des raisons économiques. La production d'environ cinq pour cent des besoins totaux en électricité de la Suisse est ainsi perdue, ce qui est regrettable du point de vue du régulateur. L'énergie manquante devra être compensée par une augmentation des importations d'électricité. Seul aspect positif à court terme, les quatre centrales nucléaires suisses restantes devraient être comme prévu opérationnelles durant tout l'hiver. La situation de l'approvisionnement sera plus marquée lorsque toutes les centrales nucléaires de Su-

isse seront retirées du réseau, ce qui sera le cas d'ici 10 à 15 ans, compte tenu d'une durée d'exploitation de 50 ans. La Suisse devra alors recourir à des importations d'électricité jusqu'à concurrence de 17 térawattheures au cours du semestre d'hiver, ce qui représente la moitié de sa consommation durant ce semestre. Il s'agit d'une situation particulièrement difficile à gérer pour les réseaux suisses. Souvenons-nous de l'hiver 2016/2017, où seulement 10,3 térawattheures avaient amené le réseau suisse à la limite de ses capacités. Budgétiser avec une importation sensiblement plus élevée que la normale signifie, selon l'expérience actuelle, exploiter en permanence le réseau à la limite des capacités, ce qui n'est pas acceptable pour une infrastructure critique qui fonctionne en temps réel. L'environnement n'a également rien à gagner si, au lieu de produire une énergie sans émissions de CO₂, nous importons une grande quantité d'électricité produite à partir du charbon dans les pays voisins.

Dans le même temps, il faut continuer à encourager le développement des énergies renouvelables. Au rythme actuel, il faudra plus de 100 ans pour compenser l'énergie produite durant le semestre d'hiver par les centrales nucléaires qui ne sont plus en service. De plus, la forte croissance du photovoltaïque met le réseau à rude épreuve en été. Il est nécessaire de disposer d'une production hivernale supplémentaire en Suisse. Pour ce faire, il convient de prendre en compte le facteur temps : la planification, la construction et la mise en service des centrales de production d'électricité prennent des années. Dans ce contexte, comme l'a déjà souligné le message du Conseil fédéral sur la Stratégie énergétique 2050, la construction et l'exploitation de centrales à gaz à cycle combiné (CCC), dont les émissions de CO₂ par kilowattheure d'électricité produite ne représentent que la moitié de celles des centrales à charbon, doivent être considérées comme une solution transitoire qui peut être mise en œuvre à court terme.

Étant donné que le présent rapport d'activité est le dernier préfacé par le soussigné, celui-ci se permet donc une brève rétrospective depuis la

création de l'ElCom. L'instauration d'une nouvelle autorité représente une occasion intéressante pour tous les acteurs concernés. Dans un délai relativement court, il s'agit de mettre en place des structures organisationnelles, de prendre des décisions en matière de personnel, de définir des procédures administratives et d'obtenir les ressources financières nécessaires. Cependant, la création d'une autorité de régulation constitue un défi particulier. Certes, cette autorité est élue par le Conseil fédéral, mais elle est indépendante des autorités administratives et n'est pas soumise aux instructions du Conseil fédéral. Les autorités de régulation indépendantes constituent une anomalie dans l'ordre constitutionnel suisse, une importation de traditions juridiques étrangères, qui ne peut être comprise que dans le contexte de l'évolution internationale. La création de l'ElCom en 2007 résulte de la volonté de la Confédération de conclure un accord sur l'électricité avec l'UE. Pour ce faire, il a fallu adopter certaines institutions de l'UE, comme par exemple la mise en place d'un régulateur indépendant du gouvernement national. Ainsi, au début de son activité, l'ElCom évoluait sur un terrain peu sûr sur le plan du droit constitutionnel, dont les limites et la stabilité devaient encore être définies. Concernant les relations internationales, l'ElCom n'a pas de mandat politique ; elle doit respecter la primauté de la politique et veiller à ce que les autres acteurs qui sont les gestionnaires de réseaux de transport respectent également cette règle dans leurs relations avec l'étranger et n'utilisent pas de moyens techniques pour créer des faits de politique d'intégration qui sont réservés aux autorités fédérales ou au souverain.

L'ElCom ne joue pas non plus un rôle conceptuel sur le plan de la politique intérieure. Elle n'est pas tenue de mener une politique structurelle pour le secteur de l'électricité ni une politique énergétique ; elle doit remplir son mandat légal, à savoir garantir l'accès au réseau pour les ayants droit et, surtout, veiller à la sécurité de l'approvisionnement. Dans le domaine de la surveillance des tarifs, elle doit faire respecter l'exigence légale de la réglementation « cost-plus » dans l'approvisionnement relevant du monopole et des services de base, ce qui demande

plutôt beaucoup de ressources et de temps, compte tenu des quelque 650 gestionnaires de réseau, dont certains sont procéduriers et bénéficient de l'appui de cabinets d'avocats. Ceci est d'autant plus vrai que, contrairement aux exigences légales, les tribunaux saisis se prononcent eux-mêmes à peine sur le fond. Ils se contentent d'encaisser les décisions de l'ElCom - pour autant qu'ils ne la soutiennent pas - et de les lui renvoyer pour nouvelle décision.

La judiciarisation de l'activité administrative est l'un des défis majeurs pour l'ElCom (mais pas uniquement), car elle peut être utilisée à mauvais escient pour bloquer l'administration, d'autant plus que les effectifs sont conçus pour faire face à une charge de travail normale. Ni le législateur ni les tribunaux ne devraient tolérer ou contribuer à paralyser l'activité administrative ordinaire par des actions en justice. L'autre défi majeur dans le secteur de l'électricité est sans aucun doute d'assurer la sécurité de l'approvisionnement tout en conciliant la sortie du nucléaire avec la neutralité carbone. À l'avenir, il incombera à l'ElCom de sensibiliser les autorités politiques aux conséquences de leurs décisions concernant la sécurité de l'approvisionnement tout en leur rappelant - comme par exemple avec les CCC - qu'il faut souvent louvoyer pour parvenir au but. La question de savoir si un accord sur l'électricité avec l'UE pourrait aider à relever les défis à venir reste ouverte.

Il me reste à remercier tous les collègues anciens et actuels de la Commission, le directeur et le personnel du secrétariat technique pour le travail qu'ils ont accompli et continuent d'accomplir. Le niveau élevé de leurs compétences techniques, leur intérêt pour les nouveautés et une indépendance incontestable dans l'application du droit suisse sur l'approvisionnement en électricité concourent à faire de l'ElCom un serviteur fidèle de l'État et un régulateur équitable pour les administrés.



2 Marché suisse de l'électricité



Les centres de contrôle du réseau de Swissgrid à Aarau et Prilly forment le cœur du réseau de transport suisse.

Plus de dix ans de surveillance du marché de l'électricité par l'ECom : une raison suffisante pour faire le point. Le directeur Renato Tami revient sur les origines de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), l'évolution de l'ECom et les défis futurs du marché de l'électricité.

1. Douze ans après l'introduction de la loi sur l'approvisionnement en électricité, quels sont les principaux changements en matière de jurisprudence ?

Lorsque la LApEI est entrée en vigueur, les prix de l'électricité ont augmenté de 10 à 20 %. Cette augmentation des prix a déclenché une avalanche de procédures judiciaires, dans lesquelles il a fallu notamment clarifier des questions relatives au calcul et au niveau des prix de l'électricité. Au début, il restait encore de nombreuses questions ouvertes concernant l'interprétation des dispositions légales. Ces points controversés ont été débattus dans le cadre de procédures judiciaires souvent très longues. Il ne faut pas oublier qu'il y a énormément d'argent en jeu dans le marché de l'électricité. Il est donc tout à fait compréhensible que le secteur de l'électricité ait voulu que ces questions juridiques soient traitées par les plus hautes juridictions. Dans l'intervalle, presque toutes les questions juridiques ont été clarifiées et toutes les parties savent comment appliquer la loi. Et même s'il y a contestation par l'ECom, il est possible de se référer dans la plupart des cas à

des décisions juridiquement contraignantes. Le nombre de procédures a fortement diminué.

Comment la pratique de l'ECom en matière de régulation a-t-elle évolué au cours de cette période ?

Au début, l'ECom a été contrainte d'exercer principalement des fonctions de surveillance des tarifs et de régulation des prix de l'électricité. Puis la sécurité de l'approvisionnement a gagné en importance : avec la sortie progressive du nucléaire et la transition du système énergétique vers davantage d'énergies renouvelables, la question de la sécurité de l'approvisionnement est devenue centrale. Les semestres d'hiver 2015/2016 et 2016/2017, marqués par une congestion critique du réseau ou par un problème d'approvisionnement, ont joué un rôle dans cette évolution.

En ce qui concerne la surveillance des tarifs, il convient de mentionner quelques changements. Alors que de nombreux contrôles ont été réalisés par le passé, nous comptons aujourd'hui de plus en plus sur la régulation Suns-

hine, c'est-à-dire que nous nous basons sur un référentiel. Sur la base de divers indicateurs, des incitations sont prescrites en vue d'assurer une plus grande efficacité – et cela sans que des décisions de justice l'imposent. L'objectif est d'optimiser les coûts et les avantages tant pour les entreprises d'approvisionnement en énergie que pour nous, en tant que régulateur.

De nombreux autres pays ont mis en place une régulation incitative dans le secteur de l'électricité, et en Suisse, l'accent a été mis jusqu'à présent sur le principe de la régulation « cost-plus ». En tant que directeur de l'EiCom, comment évaluez-vous ces modèles ?

Selon moi, le régime « cost-plus » a fait ses preuves par le passé. Certes, il n'induit pas nécessairement les tarifs d'électricité les plus efficaces ; et dans ce cas un modèle incitatif pourrait sembler préférable. Cependant, il existe également un grand potentiel d'efficacité dans la régulation « cost-plus », à condition de l'exploiter correctement. Le WACC, tel est le mot-clé. En général, le choix du modèle le plus approprié dépend des circonstances. En Suisse, nous sommes actuellement à réorganiser le système énergétique pour faire davantage de place aux énergies renouvelables, passant d'un approvisionnement centralisé à un approvisionnement décentralisé. Cela représente un grand défi pour nos réseaux, qui doivent être étendus, renforcés et équipés de systèmes de contrôle intelligents. Par conséquent, le modèle de régulation doit également garantir des investissements dans les réseaux, ce qui devrait être davantage le cas avec une approche « cost-plus ».

Quels sont les plus grands défis de l'EiCom dans les années à venir ?

Le plus grand défi des années à venir consistera à garantir un approvisionnement en électricité sûr, notamment pendant les mois d'hiver. Avec la mise hors service des centrales nucléaires, une part considérable de la production indigène ne sera plus disponible ces prochaines années. Elle devra être remplacée par des énergies renouvelables, ce qui constitue un énorme défi car l'énergie en ruban fournie par le

nucléaire fera défaut pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Nous devons donc veiller à ce que la stratégie énergétique ne se transforme pas insidieusement en une stratégie d'importation en raison d'un développement insuffisant des énergies renouvelables. Du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, il est important qu'une part substantielle de la production actuelle d'électricité durant le semestre d'hiver reste en Suisse.



Renato Tami
Directeur de
l'EiCom

« Dans ce contexte, il est absolument essentiel qu'à l'avenir également la régulation des réseaux soit conçue de manière à assurer le financement de ces réseaux. »

En général, la complexité de l'approvisionnement en électricité a augmenté. Avec la production décentralisée d'électricité et les systèmes de contrôle intelligents, de nouveaux modèles sont développés en vue de charger uniquement les niveaux inférieurs du réseau. C'est la raison pour laquelle des baisses de la rémunération pour l'utilisation du réseau, voire une suppression s'imposent. L'exploitation des réseaux électriques suisses coûte environ 5,3 milliards de francs par an. Ce montant représente un poste fixe. Il importe ici que ces coûts ne soient pas transférés unilatéralement et que l'exploitation et l'entretien des réseaux restent garantis. À plus long terme, un nouveau modèle tarifaire est nécessaire pour créer les bonnes incitations à construire des réseaux intelligents et à instaurer des modèles d'approvisionnement efficaces, mais aussi pour garantir que les gestionnaires de réseau continuent à recevoir suffisamment d'argent pour exploiter les réseaux de manière sûre et efficace.

2.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Le nombre de gestionnaires de réseau présents en Suisse a diminué d'environ 7 % depuis 2014 pour s'établir à 632 en 2019. Cette évolution observable depuis un certain temps s'explique d'une part par de nombreuses reprises de réseaux et d'autre part par des fusions de communes. Entre 2013 et 2018, le nombre de communes a baissé de 2408 à 2205, soit d'environ 9 % (source : Répertoire officiel des communes de Suisse). Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique de plus de 4 % au cours de la même

période, le nombre de consommateurs finaux par gestionnaire de réseau est en augmentation. Toutefois, comme le montre la figure 1, un gestionnaire de réseau de distribution typique demeure relativement petit ; en moyenne, il approvisionne 1500 consommateurs finaux. Seuls 81 gestionnaires de réseau comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, dont treize en approvisionnent plus de 100 000. Au total, les gestionnaires de réseau suisses approvisionnent plus de 5,1 millions de clients en électricité.

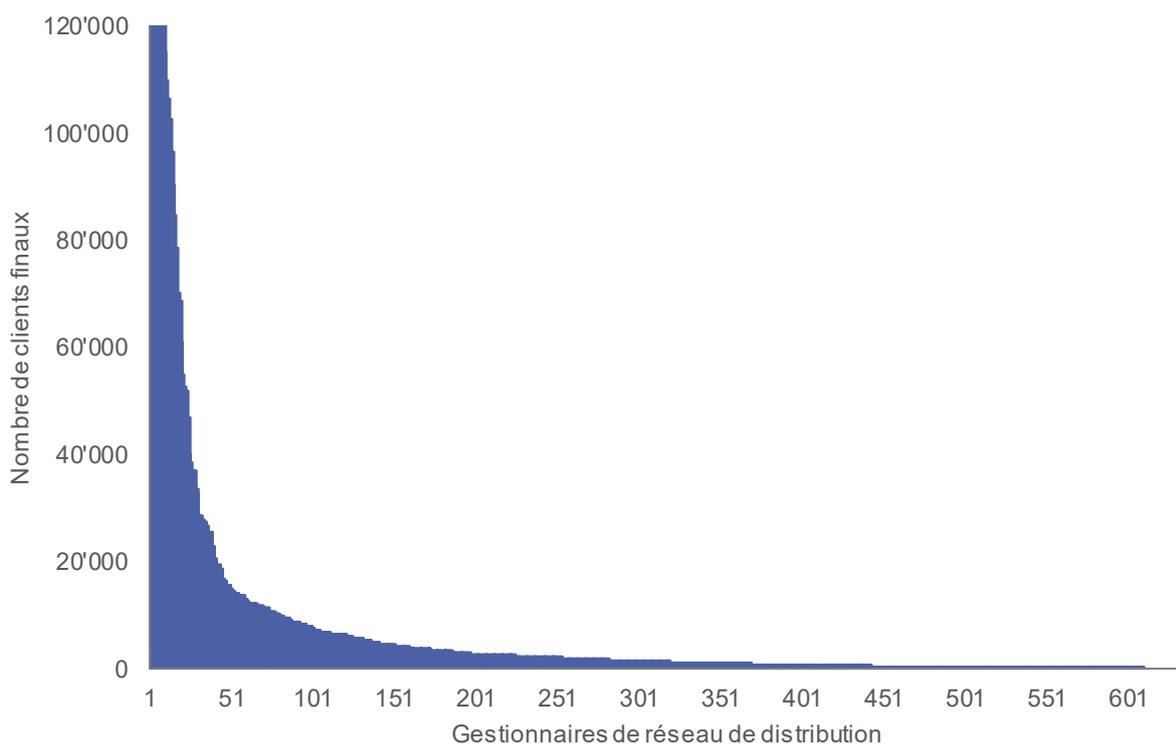


Figure 1 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution. Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux (huit gestionnaires concernés).

2.2 Accès au marché et taux de changement

Dans la première phase d'ouverture du marché suisse de l'électricité, seuls les grands consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh ont le droit d'accéder librement au marché, c'est-à-dire de choisir leur propre fournisseur d'électricité. Ils ont jusqu'à fin octobre pour décider s'ils veulent quitter l'approvisionnement de base l'année suivante. 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 potentiel ou réel de consommateurs finaux qui participent au marché libre, l'ElCom organise régulièrement un sondage auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les 81 gestionnaires de réseau concernés actuellement approvisionnent au total 3,9 millions de consommateurs finaux en Suisse, soit 75 % de l'ensemble des consommateurs finaux. Sur les 32 708 consommateurs finaux ayant droit à accéder au marché libre (0,6 % de tous les consommateurs finaux), 22 605, soit 69 %, en ont fait usage. Avec un total de 39,5 TWh, les consommateurs finaux dans les zones d'approvisionnement de ces gestionnaires de réseau représentent 75 % de la consommation finale en Suisse¹. Sur ces 39,5 TWh, un peu plus de la moitié de l'énergie (soit 21,8

TWh) va aux consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché libre. Les consommateurs qui ont fait usage de ce droit consomment 17,6 TWh ou 81 % de l'énergie accessible. Le droit de choisir librement son fournisseur a été relativement peu utilisé les premières années suivant l'ouverture du marché (figure XX). Compte tenu de la baisse des prix du marché, le groupe de consommateurs finaux qui ont fait valoir leurs droits d'accès au marché libre a connu une forte croissance au cours des années suivantes. En 2019, la part des consommateurs finaux sur le marché libre a légèrement diminué. Ce recul est dû au fait que le nombre de consommateurs ayant le droit d'accéder au marché libre a plus fortement augmenté que celui des consommateurs ayant effectivement choisi de le faire. Selon les chiffres les plus récents, jusqu'à présent, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché ont fait usage de leur droit (courbe orange). Ces derniers soutirent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie des clients ayant droit au marché libre (courbe bleue). Les consommateurs qui n'ont pas encore fait valoir leur droit d'accès sont donc relativement peu nombreux.

¹ La consommation finale moyenne en Suisse entre 2009 et 2019, hors transports publics et éclairage, était de 53,7 TWh (source : Office fédéral de l'énergie).

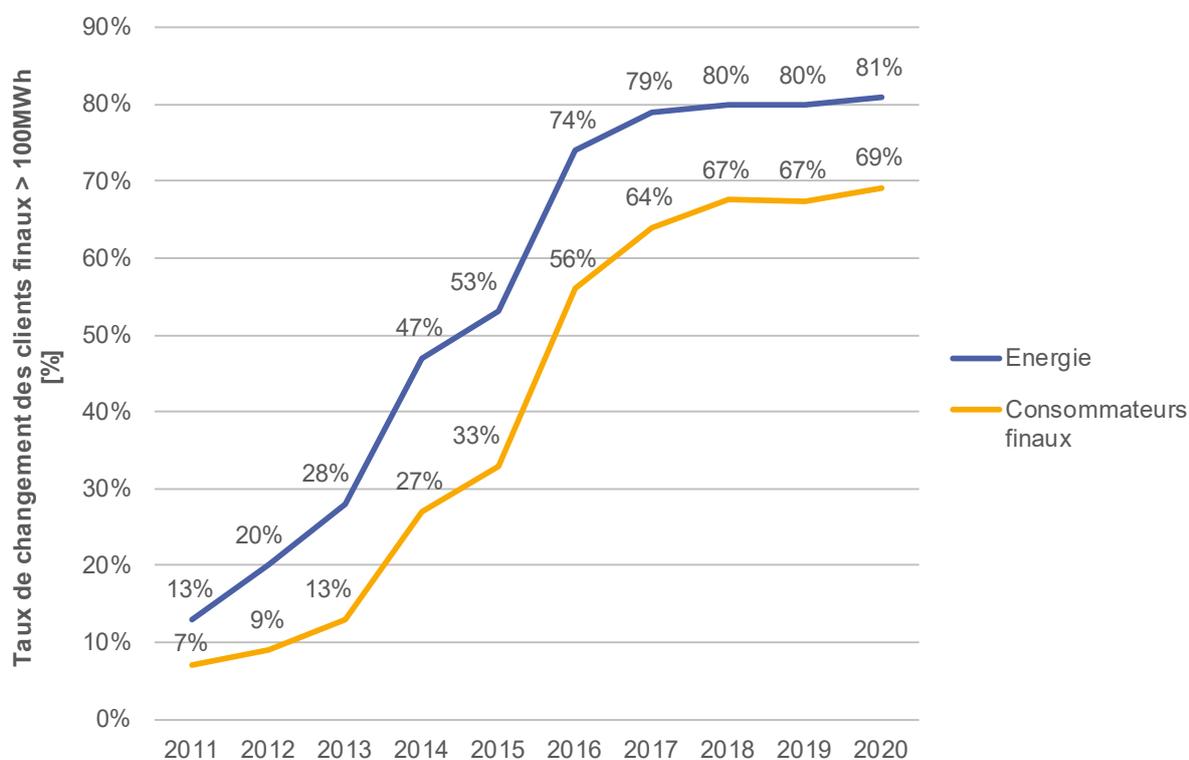


Figure 2 : Passage au marché libre

La figure 3 suivante montre la répartition des quantités d'énergie fournies en fonction de la taille des gestionnaires de réseau. Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent près de 42 % de la quantité d'électricité totale transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribu-

tion. Si la quantité est étendue aux 50 plus grands gestionnaires de réseau, cette proportion dépasse 70 %. Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble un dixième et le reste un sixième de l'électricité consommée par les consommateurs finaux.

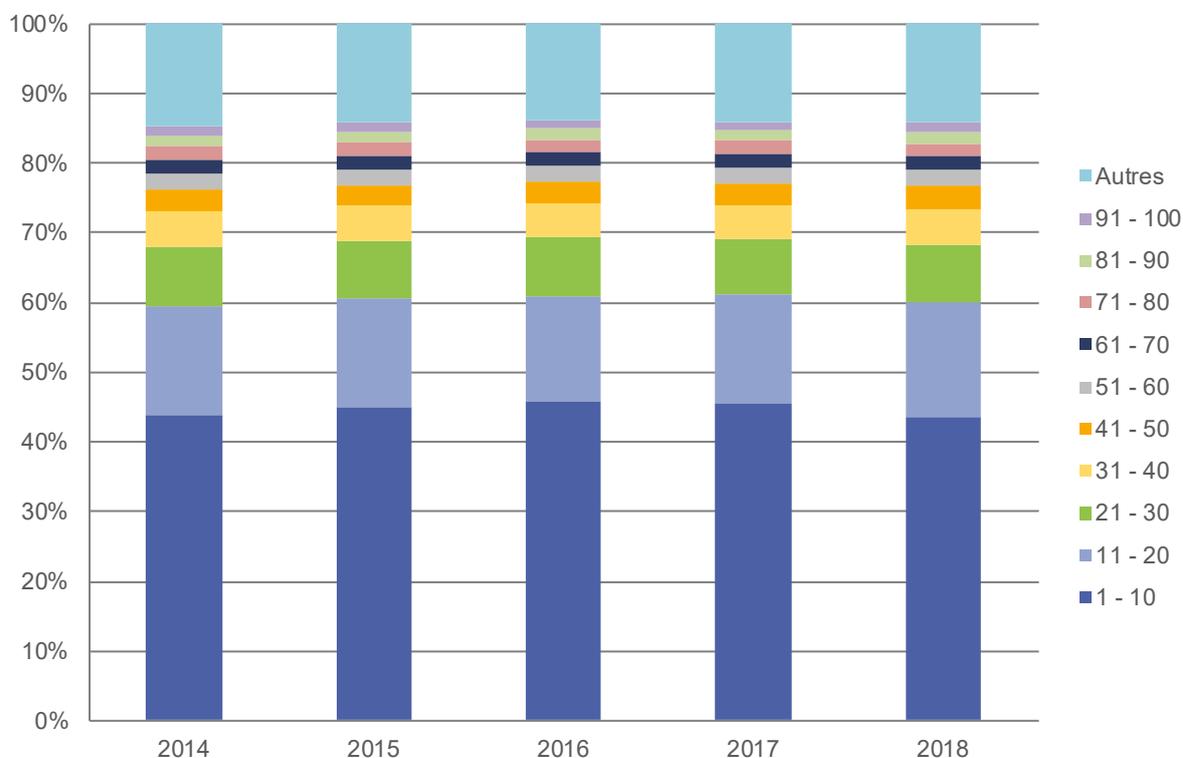


Figure 3 : Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

2.3 Tarifs du réseau de transport

Comme le montre le tableau 1, les tarifs du réseau de transport restent soumis à des fluctuations considérables. Par rapport à 2019, le tarif 2020 pour les services-système (SDL) généraux baisse à nouveau de 33 %. Outre la réduction des coûts pour la mise en réserve de puissance de réglage, la réduction des différences de couvertures existantes a engendré une baisse des tarifs. Les tarifs d'utilisation du réseau, régis par l'art. 15, al. 3, de l'ordonnance

sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; 30 % tarif d'utilisation, 60 % tarif de la puissance, 10 % tarif de base), ont à nouveau été quelque peu réduits par rapport à l'année précédente, en raison notamment d'une réduction moindre des découverts de couverture. En comparaison, le tarif pour les pertes actives a augmenté de 0,14 à 0,25 ct./kWh (voir aussi le chapitre 4.6 services-système).

	2016	2017	2018	2019	2020
Utilisation du réseau					
Tarif d'utilisation [ct./kWh]	0.25	0.25	0.23	0.19	0.18
Tarif de puissance [CHF/MW]	41'000	41'000	38'200	31'100	28'800
Tarif de base fixe par point de prélèvement	387'700	387'700	365'300	288'000	269'400
Tarif général des services-système					
[ct./kWh]	0.45	0.40	0.32	0.24	0.16
Tarif individuel des PSS					
Pertes actives [ct./kWh]	0.11	0.08	0.08	0.14	0.25

Tableau 1 : 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)

Afin de comparer les tarifs de réseau des différents gestionnaires de réseau, l'ElCom convertit les composantes tarifaires, tarif d'utilisation, tarif de puissance et tarif de base en ct./kWh. En combinant ces différentes composantes du réseau de transport en centimes par kilowattheure (ct./kWh), la valeur de 2019 est de 0,95 ct./kWh et celle de 2020 est de 0,91 ct./kWh. Au total, un ménage type avec une consommation annuelle de

4500 kWh (catégorie H4 : appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique) paie 9,1 ct./kWh pour le transport et la distribution de l'énergie à titre de rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. paragraphe suivant, figure 4). La part du réseau de transport dans les coûts de réseau tarifés de ce ménage correspond donc à environ 10 % en 2020.

2.4 Tarifs du réseau de distribution

Structure tarifaire en général

Des modifications de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité et de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité sont notamment entrées en vigueur le 1er juin 2019 dans le cadre de la « Stratégie Réseaux électriques ». Dans ce contexte, l'ElCom a répondu à de nombreuses questions, dont certaines sont publiées dans la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 ». En ce qui concerne les tarifs, le principal changement a porté sur le critère de classification dans le groupe de clients de base pour

les tarifs d'utilisation du réseau. À cet égard, l'ElCom a décidé que le nouveau critère devrait être appliqué à partir de 2020. L'ElCom a également été confrontée à de nombreux modèles de stockage virtuel, qui permettent à des prosummateurs d'acheter de l'électricité injectée dans le réseau auprès du gestionnaire de réseau de distribution à des tarifs spéciaux. L'ElCom a décidé que de tels tarifs spéciaux (pour l'utilisation du réseau ou l'énergie) ne sont pas autorisés par la législation en vigueur et a donc complété dans ce sens sa communication « Questions et réponses sur

les tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie ».

En 2020, un ménage avec le profil de consommation H4 paiera en moyenne 21 ct/kWh (figure 4). Sur une année, cela correspond à une facture d'électricité de 945 francs pour une consommation de 4500 kWh. Le prix de l'électricité comprend quatre éléments : la rémunération pour l'utilisation du réseau, le prix de l'énergie, les redevances aux collectivités publiques et les redevances de la Confédération pour l'encouragement des énergies renouvelables indigènes. Les trois premiers éléments doivent être publiés par les gestionnaires de réseau au plus tard à la fin du mois d'août précédant l'année tarifaire correspondante. Le prix médian de l'électricité en 2020 a donc légèrement augmenté

par rapport à l'année précédente. Les différences au niveau des composantes tarifaires varient : tandis que les tarifs du réseau ont augmenté de 0,1 ct/kWh, les tarifs de l'énergie ont augmenté de 0,5 ct/kWh. Les redevances pour les énergies renouvelables ainsi que les redevances dues aux collectivités publiques sont restées constantes. Depuis l'année tarifaire 2018, les gestionnaires de réseau déclarent à la fois le produit le moins cher et leur produit standard. Le produit standard est facturé au consommateur final si ce dernier ne choisit pas activement un autre produit. Ce produit se réfère généralement exclusivement à l'énergie. Par conséquent, à partir de 2018 les tarifs du réseau de distribution ne sont comparables avec ceux des années précédentes que dans une mesure limitée .

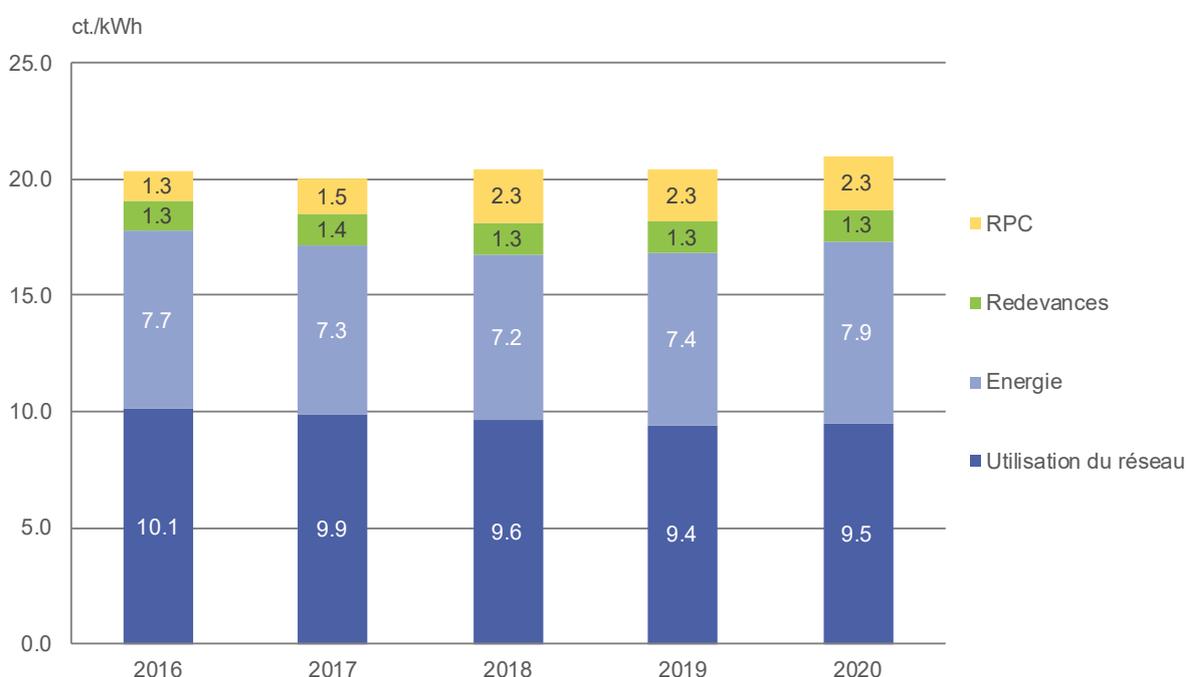


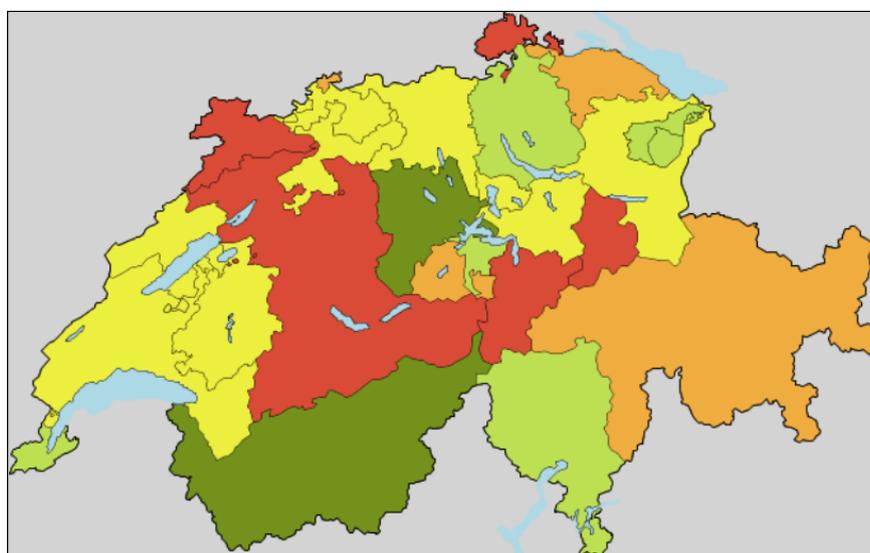
Figure 4 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Les chiffres tarifaires de la figure 4 se réfèrent à des moyennes nationales. Toutefois, il existe des disparités tarifaires en partie importantes 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) sous le lien « Vue d'ensemble des prix de l'électricité ». Les figures 5 à 8 ci-dessous comparent les tarifs cantonaux médians pour l'année 2020. Depuis le rapport d'activité 2018, des adaptations ont été apportées à la présentation des tarifs. Une comparaison entre les années n'est désormais plus effectuée. 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). Les changements de couleur montrent donc comment les tarifs cantonaux évoluent par rapport à la valeur de référence nationale. Alors que le canton de Bâle-Ville, par exemple, a des tarifs de réseau relativement élevés (orange) en 2020, les tarifs du canton de Genève, par exemple, sont relativement bas (vert clair).

Les cartes suivantes montrent la situation en 2020. Seules les composantes tarifaires réseau et énergie peuvent être directement influencées par les gestionnaires de réseau et sont contrôlées par l'ElCom. La valeur médiane des rémunérations pour l'utilisation du réseau en 2020 est de 9,4 ct/kWh et la valeur médiane des tarifs de l'énergie est de 7,9 ct/kWh.

Utilisation du réseau

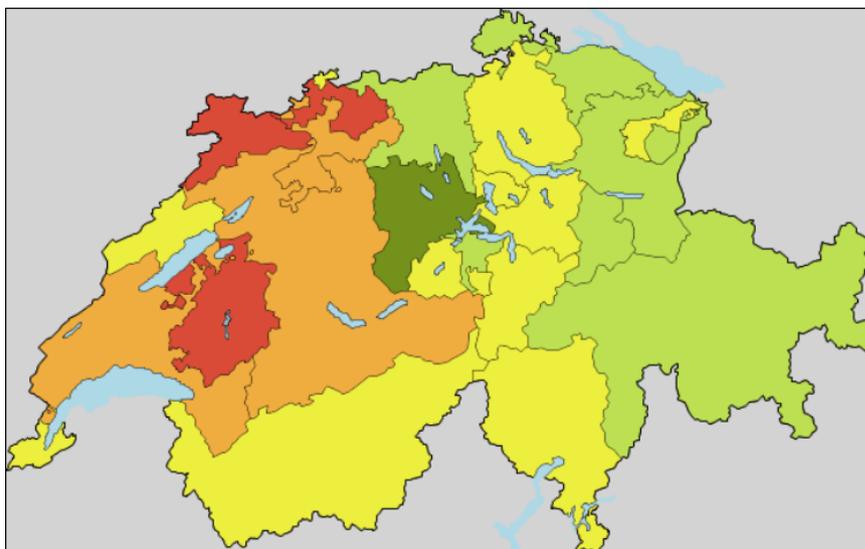


Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Utilisation du réseau pour l'année 2020

■ < 7.95 ■ 7.95 - 8.89 ■ 8.89 - 9.82 ■ 9.82 - 10.76 ■ > 10.76

Figure 5 : Tarifs moyens cantonaux d'utilisation du réseau (médiane) pour le profil de consommation H4, année 2020

Energie



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Energie pour l'année 2020

■ < 6.75 ■ 6.75 - 7.54 ■ 7.54 - 8.34 ■ 8.34 - 9.13 ■ > 9.13

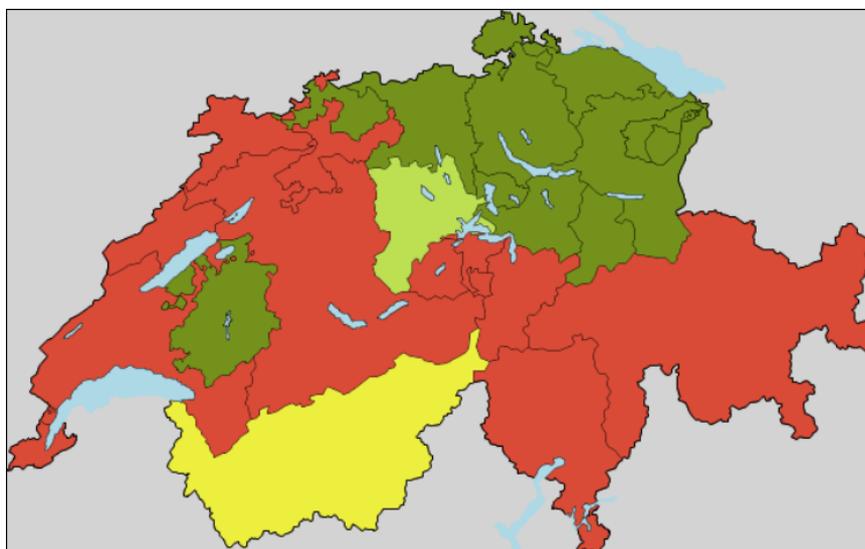
Figure 6 : Tarifs moyens cantonaux pour l'énergie (médiane) pour le profil de consommation H4, année 2020

Redevances et prestations aux collectivités publiques

La figure 7 représente les médianes des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques. Elle ne tient pas compte des redevances fédérales uniformes à l'échelle nationale et destinées à encourager les énergies renouvelables². Les redevances et les prestations aux collectivités publiques ne sont pas contrôlées par l'ECom,

mais déterminées dans le cadre de processus de décisions politiques locaux. La valeur médiane des redevances et prestations est de 0,8 ct./kWh en 2020. On constate que les montants sont souvent soit élevés soit faibles, mais rarement dans la moyenne (en jaune).

² Comme le supplément perçu sur le réseau est uniforme dans toute la Suisse, il n'est pas indiqué séparément. Toutefois, il est inclus dans le total de la figure 8.

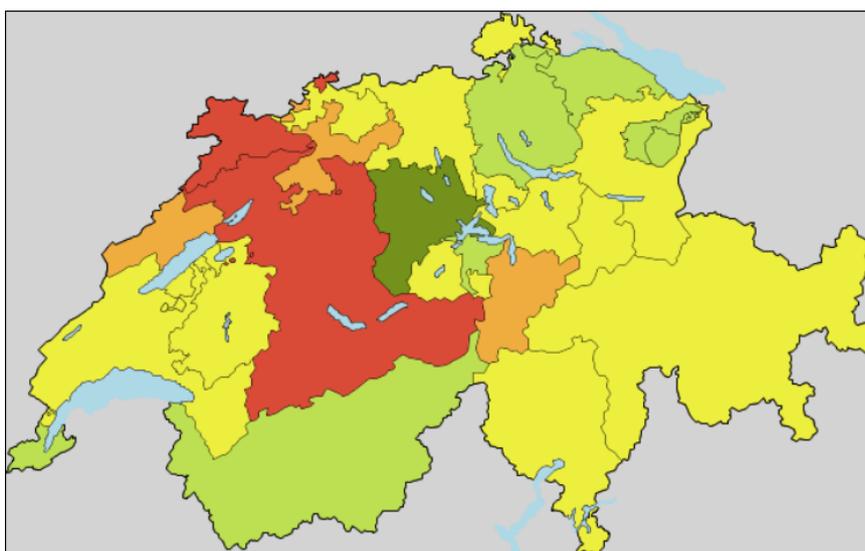


Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Redevances pour l'année 2020

< 0.72
 0.72 - 0.80
 0.80 - 0.89
 0.89 - 0.97
 > 0.97

Figure 7 : Tarifs moyens cantonaux des redevances et prestations cantonales et communales à la collectivité pour le profil de consommation H4, année 2020

Prix total de l'électricité



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Prix total pour l'année 2020

< 17.60
 17.60 - 19.67
 19.67 - 21.75
 21.75 - 23.82
 > 23.82

Figure 8 : Tarifs moyens cantonaux (médiane) pour le prix total de l'électricité, profil de consommation H4, année 2020

Le tarif global comprend également le supplément perçu sur le réseau pour l'encouragement des énergies renouvelables, lequel a presque doublé de 2016 à 2020,

passant de 1,3 ct./kWh à 2,3 ct./kWh. En 2020, la part que représentent ce supplément et les redevances aux collectivités publiques est de 15 % du prix de l'électricité.

2.5 Examens des tarifs

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

- Chaque gestionnaire de réseau doit remettre au plus tard à la fin août sa comptabilité analytique, laquelle sert de base aux tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante. L'EiCom soumet cette comptabilité à quelque 180 tests pour vérifier qu'elle ne comporte pas d'erreurs, d'incohérences ou de données non plausibles, puis envoie cette évaluation au gestionnaire de réseau pour correction ou justification. Au total, plus de 9000 remarques ont été envoyées aux gestionnaires de réseau. Les 626 gestionnaires de réseau qui ont remis leur comptabilité analytique dans les délais, ou à l'échéance du premier rappel, ont reçu avant la fin de l'année sous revue l'évaluation leur demandant, si nécessaire, de vérifier les données potentiellement anormales et de les corriger ou de les justifier.
- L'EiCom examine de manière ciblée les gestionnaires de réseau qui présentent des valeurs contraires à la loi ou non plausibles, même une fois la révision effectuée. Au cours de l'année sous revue tout comme l'année précédente, l'EiCom a notamment sanctionné le calcul incorrect de différences de couverture liées aux années précédentes ainsi que des bénéfices trop élevés dans la mise en œuvre de la règle des 95 francs. Il s'agit de déterminer les différences de couverture pour une année et de les reporter sur l'année suivante. La règle des 95 francs, en revanche, concerne les coûts et les bénéfices des ventes d'énergie aux consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base. L'année 2019 a notamment été marquée par l'accumulation continue des découverts qui se sont au total élevés à 1 528 691 847 francs (réseau et énergie). Conformément à la directive 2/2019, ces découverts - comme toutes les différences de couverture - doivent en règle générale être réduits en l'espace de trois ans.
- En 2019, le Contrôle fédéral des finances (CDF) a contrôlé les activités de l'EiCom dans le domaine des prix et des tarifs. Le CDF a conclu que la surveillance exercée par l'EiCom sur les tarifs des entreprises électriques était correcte et conforme au droit. Le rapport du CDF devrait être publié au mois de février 2020.
- Après une dizaine d'années d'activité de régulation, l'EiCom a décidé de s'atteler à une réorganisation du concept de régulation. Ce projet comprend la réorganisation de la gestion des tests et d'autres remarques adressées aux gestionnaires de réseau à partir de l'analyse de leurs données.

Évaluation du réseau :

Les principaux problèmes n'ont pas changé par rapport aux années précédentes. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a encore identifié des installations dont les valeurs synthétiques n'étaient pas correctement calculées, insuffisamment documentées ou déterminées sur la base d'un très petit nombre d'installations évaluées selon la méthode dite historique. Dans le réseau de distribution, les valeurs synthétiques doivent être déterminées de manière transparente et vérifiable sur la base des coûts d'acquisition et de construction (CAC) d'un nombre suffisant d'installations comparables. Autrement, elles risquent de dépasser la valeur d'une installation comparable, ce qui contrevient à l'art. 13, al. 4, OApEl. Cela ne s'applique pas aux coûts des biens-fonds, qui doivent être prouvés historiquement. Les pièces justificatives au registre foncier peuvent être obtenues auprès du registre foncier en raison de l'obligation de conservation illimitée. Depuis 1999, les installations ne peuvent plus être évaluées de manière synthétique, mais doivent être historiquement prouvées sur la base des comptes annuels et de justificatifs des investissements. Lors des évaluations historiques, l'ElCom a également trouvé des coûts qui n'ont pas pu être justifiés. En outre, depuis l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité le 1er avril 2008, les entrées liées aux immobilisations ne peuvent plus être comptabilisées, à

la fois comme coûts d'exploitation et être intégrées en plus dans les immobilisations, car les coûts ont déjà été pris en compte dans les tarifs (cf. courrier IWB du 9 septembre 2013, disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Décisions > Tarifs).

Certaines entreprises commencent à amortir leurs installations, non pas à la mise en service, mais seulement l'année suivante ou à partir de la comptabilisation définitive dans le système. Cette pratique contrevient à l'art. 13, al. 2, OApEl, 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.

Les questions relatives à l'évaluation correcte de l'infrastructure de réseau ont encore constitué un aspect essentiel des procédures menées par l'ElCom en 2019. Mentionnons à ce propos un cas qui s'est présenté suite à une fusion de communes : l'examen de l'ElCom a conduit à une mise à jour des valeurs réglementaires fusionnées des installations, qui n'avait pas été effectuée auparavant. L'ElCom a procédé à des adaptations massives des valeurs unitaires appliquées, dans certains cas en se concentrant spécifiquement sur des projets de construction et le type de construction datant d'avant 1998.

En outre, les coûts de réseau imputables ont dû être recalculés conformément à la LApEI (art. 15, al. 1, LApEI). Dans le cadre des contrôles effectués, force a été de constater des réductions allant jusqu'à 48 % par rapport aux tarifs horaires appliqués initialement, car les comptabilisations internes doivent être effectuées sans marge bénéficiaire et ne peuvent pas être effectuées selon les tarifs de l'Union Suisse des Installateurs-Électriciens (USIE), la Conférence de coordination des services de la construction

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, LApEI, 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 tels que

Coûts de l'énergie :

Concernant la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, l'accent a été mis sur la méthode

et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics KBOB ou selon d'autres prix de régie.

En outre, l'ElCom a décidé, en ce qui concerne le droit de consulter les dossiers, que les informations provenant de la comptabilité analytique, du calcul des coûts de réseau et de la répartition des coûts ne contiennent aucun secret d'affaires, car le réseau de distribution constitue un monopole naturel. À l'exception toutefois des données provenant de tiers.

l'éclairage public ou les tâches administratives liées à d'autres domaines d'affaires.

Concernant la clé de répartition des coûts par secteur, il a de nouveau été observé que la rémunération pour l'utilisation du réseau était grevée de frais généraux trop élevés. En outre, certains gestionnaires de réseau choisissent des clés de répartition qui, contrairement à l'art. 7, al. 5, OApEI, ne respectent pas le principe de causalité ou ne sont ni pertinentes ni vérifiables.

basée sur le prix moyen et sur la règle des 95 francs durant l'année sous revue.

Méthode basée sur le prix moyen :

Lors du vote final du 15 décembre 2017, le Parlement a maintenu l'art. 6, al. 5, LApEI et ainsi la méthode basée sur le prix moyen de l'ElCom. Cette méthode permet de connaître la répartition des coûts de l'approvisionnement entre les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et les clients ayant accès au marché libre.

Sur la base des données transmises par l'ElCom, il a été possible d'identifier certains gestionnaires de réseau qui avaient facturé les années précédentes des coûts de l'énergie disproportionnés à leurs consommateurs finaux captifs et n'avaient donc sans doute pas utilisé la méthode basée sur le prix moyen conformément à la jurisprudence et à la pratique de l'ElCom.

Concrètement, l'ElCom a demandé à treize gestionnaires de réseau de contrôler leur comptabilité analytique et de l'adapter aux prescriptions réglementaires. Fin 2018, cinq gestionnaires s'étaient conformés à cette exigence ; au cours de l'année sous revue, deux

autres gestionnaires ont adapté leur comptabilité analytique en conséquence.

Un des six autres cas a été suspendu jusqu'à la conclusion d'une procédure plus ancienne, toujours en cours. Quatre gestionnaires de réseau contestent la légalité de l'ouverture d'une procédure pour une partie voire la totalité de la période considérée (2013 à 2018) ; des recours ont été déposés auprès du Tribunal administratif fédéral (TAF) contre les décisions incidentes rendues par l'ElCom (cf. chapitre 2.6). Sur le fond, une partie voire la totalité des points suivants sont contestés dans toutes les procédures en cours : définition des quantités d'énergie et des coûts de l'énergie à prendre en compte pour le calcul de la méthode basée sur le prix moyen, application de la directive ElCom 3/2018 sur le WACC de la production, rémunération des différences de couverture de l'énergie et délimitation des gestionnaires de réseau au sein d'un groupe d'entreprises.

Règle des 95 francs :

L'ElCom a de nouveau mis l'accent sur la règle dite des 95 francs et a exigé un ajustement de la part de plusieurs gestionnaires de réseau. La règle des 95 francs a été élaborée par l'ElCom afin de pouvoir évaluer de manière simple les coûts de gestion et d'exploitation appropriés ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau dans la fourniture d'énergie relevant de l'approvisionnement de base.

En 2018, l'ElCom avait analysé en détail la situation des coûts et des bénéfices dans la

fourniture d'énergie. Sur la base de cette analyse, l'ElCom a donc fixé de nouvelles valeurs limites de 75 et de 120 francs à partir du 1er janvier 2020 pour la révision des tarifs de l'énergie des clients finaux dans l'approvisionnement de base. Ces valeurs inférieures ont été prises en compte lors de la fixation des tarifs pour l'année 2020. L'adéquation de ces valeurs limites sera réévaluée en 2020. L'ElCom précise les modalités d'application de la règle dite des 75 francs dans sa nouvelle directive 5/2018.

2.6 Jurisprudence

Dans son arrêt A-321/2017 du 20 février 2019, le Tribunal administratif fédéral s'est penché sur la compétence de l'ElCom en matière de surveillance des redevances et des prestations aux collectivités publiques ainsi que des produits énergétiques présentant une plus-value écologique. Certes, il a constaté que la réglementation fédérale sur les redevances et les prestations aux collectivités publiques laisse aux cantons et aux communes une certaine autonomie. Toutefois, l'ElCom dispose dans le respect de cette autonomie d'une compétence de surveillance complète. Selon le Tribunal administratif fédéral, la compétence de vérification de l'ElCom dans l'approvisionnement de base s'étend également aux produits énergétiques avec plus-value écologique. Dans ce contexte, le Tribunal administratif fédéral a confirmé le point de vue de l'ElCom selon lequel les services industriels doivent rembourser aux clients finaux, par le mécanisme des différences de couverture, les redevances à la commune indûment perçues par le biais des tarifs de l'énergie de même que les marges excessives sur les tarifs de l'énergie avec plus-value écologique. En outre, le Tribunal administratif fédéral a précisé qu'une répartition des coûts communs sur la base du chiffre d'affaires n'est pas conforme à la loi et que les coûts de démolition et des installations provisoires sont des coûts d'exploitation et ne peuvent dès lors pas être activés. Finalement, le Tribunal administratif fédéral a considéré que la méthode du prix moyen appliquée par l'ElCom dans une pratique constante est également applicable au cas concret.

Dans son arrêt A-699/2017 du 26 août 2019, le Tribunal administratif fédéral a examiné les coûts d'énergie imputables d'un autre service industriel. Il a notamment confirmé l'applicabilité de la méthode du prix moyen, de la règle des 95 francs et du mécanisme des différences de couverture. Il a en outre jugé que les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base doivent être déterminés en fonction des coûts.

Ces deux jugements ont fait chacun l'objet de recours auprès du Tribunal fédéral. Les procédures étaient toujours en cours durant l'année sous revue.

Dans la décision incidente 211-00300 du 7 février 2019, l'ElCom a rejeté une demande d'abandon de la procédure de réexamen pour les années 2013 à 2015 au motif que la livraison des réponses automatisées concernant la comptabilité analytique n'est pas équivalente à une procédure de réexamen des tarifs et n'entre pas en conflit avec une telle procédure. Un recours a été introduit contre cette décision, qui a été partiellement confirmé par le Tribunal administratif fédéral dans son arrêt A-1360/2019 du 9 décembre 2019. Le Tribunal administratif fédéral a déclaré que, dans le cas concret, pour deux des trois années contestées, la réalisation d'une procédure d'examen des tarifs n'est plus admissible pour des raisons de protection de la confiance. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et les parties concernées ont formé recours contre cette décision.

2.7 Régulation Sunshine

La régulation Sunshine vise, à l'aide d'un processus de comparaison transparent et standardisé, à assurer une meilleure image de la qualité, des coûts et de l'efficacité des gestionnaires de réseau. Les écarts sont ainsi mieux visibles. Cette forme de régulation est appliquée en complément des procédures actuelles de vérification des tarifs qui requièrent en partie beaucoup de ressources. Des indicateurs sélectionnés dans les domaines de la qualité de l'approvisionnement et des services ainsi que des coûts et des tarifs mesurent la qualité, les coûts et l'efficacité de chaque fournisseur concernant ses prestations. Les indicateurs de conformité montrent également le respect des délais prescrits par la loi et des prescriptions réglementaires. La comparaison directe des gestionnaires de réseau doit les inciter à corriger leurs éventuels points faibles, sans que le régulateur doive intervenir. Pour ces comparaisons, les gestionnaires sont regroupés en fonction de leurs similitudes structurelles.

Pour calculer les indicateurs, l'ElCom utilise 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 public. Ainsi, la régulation Sunshine n'induit pratiquement aucune charge administrative supplémentaire pour les gestionnaires de réseau.

Les travaux liés à la régulation Sunshine ont occupé l'ElCom tout au long de l'année. Comme les années précédentes, un sujet im-

portant a été la création d'une base juridique dans le cadre de la révision de la LApEI visant à permettre la publication des résultats individuels de chaque gestionnaire de réseau. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est responsable de la préparation de la législation dans le secteur de l'énergie. L'ElCom intervient dans le cadre des consultations des offices et de procédures de consultation.

Le second semestre de l'année sous revue a avant tout été consacré à la constitution des groupes de comparaison et au calcul des indicateurs. L'ElCom a ainsi réparti les quelque 630 gestionnaires de réseau en huit groupes, en fonction de données topographiques, de la 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 cinquième phase de tests. Les résultats individuels ont été envoyés aux gestionnaires, en fonction des langues, pendant l'automne 2019. Comme les années précédentes, les résultats comparatifs n'ont été envoyés qu'aux gestionnaires de réseau concernés. Au cours de l'année sous revue, les indicateurs calculés sont restés inchangés. Il s'agira d'examiner au cours de la nouvelle année, si de nouveaux indicateurs devront être pris en compte dans les calculs.

Comme les années précédentes, de nombreux documents explicatifs sur la régulation Sunshine ainsi que des résultats ont été publiés sur le site Internet de l'ElCom. Ces publications s'adressent en premier lieu aux gestionnaires de réseau concernés, mais aussi au public intéressé.

2.8 Système de mesure

Dans une communication du 29 mai 2019, l'ElCom a attiré l'attention sur les modifications du système de mesure entrées en vigueur le 1er juin 2019 dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques. Depuis, les gestionnaires de réseau ne peuvent plus facturer les coûts de mesure de la courbe de charge même aux clients ayant un dispositif de mesure mis en fonction avant 2018, mais doivent imputer ces coûts au réseau. Les consommateurs finaux ayant accès au réseau paieront donc à l'avenir les coûts de mesure de la courbe de charge via le tarif d'utilisation du réseau de leur groupe de clients. Les producteurs ne prendront plus aucun coût de mesure en charge.

En juin 2019, l'ElCom a approuvé la demande d'un gestionnaire de réseau qui avait demandé l'accès à une propriété privée dans le but d'installer un compteur intelligent contre la volonté de la personne raccordée au réseau.

Au cours du second semestre, l'ElCom s'est penchée sur les dispositions transitoires relatives

à l'introduction des compteurs intelligents, que les gestionnaires de réseau doivent installer pour 80 % des points de mesure d'ici fin 2027. Si un gestionnaire de réseau a lancé l'acquisition d'un système de mesure intelligent avant 2019 et que ce dernier ne répond pas encore à toutes les exigences de l'OApEl, les dispositifs de ce système de mesure peuvent malgré tout être pris en compte dans ces 80 %. Une acquisition est réputée avoir été lancée conformément aux critères de l'ElCom figurant dans la Newsletter 9/2019 si elle a été convenue de manière vérifiable et contraignante (par exemple par le biais d'un contrat d'achat). Les offres reçues ou les négociations en cours ne sont toutefois pas considérées comme des acquisitions ayant été lancées. À partir de 2019, les systèmes de mesure intelligents existants ne pourront être complétés que par des éléments qui répondent entièrement aux exigences de l'OApEl.

2.9 Séparation des activités

Les dispositions légales portant sur la séparation de l'exploitation du réseau des autres secteurs (séparation des activités) gagnent en importance en raison de la multiplication des activités des gestionnaires de réseau dans des secteurs soumis à concurrence. L'ElCom a donc accordé au cours de l'exercice sous revue une attention particulière à la séparation comptable de l'exploitation du réseau, à l'interdiction

des subventions croisées et à la prévention en matière d'utilisation des avantages tirés d'informations concernant le secteur des réseaux. Elle a répondu à de nombreuses demandes de renseignements et a informé et sensibilisé les gestionnaires de réseau lors de manifestations. En revanche, toute infraction aux prescriptions relatives à la séparation tombant sous le coup du droit pénal est sanctionnée par l'OFEN.

2.10 RPC, RCP, rétribution unique et appel d'offres concurrentiels

Le 1er janvier 2018, le régime d'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, totalement revu, est entré en vigueur. L'ElCom n'est depuis lors plus compétente pour statuer sur les décisions rendues par Pronovo SA en la matière. En vertu du droit transitoire, elle reste toutefois compétente pour les cas pendants. Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu au total onze décisions relatives à la rétribution unique (RU), à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et aux appels d'offres concurrentiels. Dans deux procédures, l'ElCom a mis en œuvre la jurisprudence du Tribunal administratif fédéral (voir par exemple les arrêts A-84/2015 du 8 décembre 2015 et A-195/2016 du 5 juin 2017 du Tribunal administratif fédéral). Elle a constaté que les installations photovoltaïques concernées n'étaient intégrées qu'au plan visuel et non dans la construction. Elle les a donc qualifiées de construites et a fixé à titre d'indemnisation fondée sur la protection de la bonne foi un dédommagement unique qui couvre les coûts réels de l'intégration optique générés pour rendre l'installation conforme à une ancienne directive de l'OFEN non conforme à l'OEne.

L'ElCom a rendu trois décisions sur recours portant sur la question du rejet d'une demande de prolongation de délai pour déposer des

communications d'avancement du projet. Dans ces trois cas, le recours a été rejeté car la planification du porteur de projet n'était pas suffisamment professionnelle dans la mesure où celui-ci n'a pas suffisamment pris en compte un certain nombre d'éléments de fait qui peuvent survenir dans le cadre de toute planification (retrait d'un partenaire, etc.). Dans un arrêt, le TAF a retenu qu'il n'existe pas de droit au transfert d'une décision positive d'octroi de la RPC sur un projet en liste d'attente et que le retard pris en l'espèce pour déposer la communication de l'avancement du projet est imputable à un manque de professionnalisme de la recourante dans la préparation et la planification de son projet.

Dans un cas concernant le remboursement d'une aide financière relative à un programme d'appels d'offres publics soumis aux règles de la concurrence et suite à un arrêt du TAF, l'ElCom a dû allouer des dépens à une recourante qui a retiré son recours après que l'OFEN ait fait droit à ses conclusions subsidiaires et ce malgré le fait que l'ElCom a clos la procédure faute d'objet au moyen d'une simple lettre de clôture.

En ce qui concerne la rétribution unique, l'ElCom a rendu une décision et a accordé la rétribution non pas à la requérante chez Swissgrid SA, mais, conformément à la jurisprudence du

Tribunal administratif fédéral, à l'exploitant actuel de l'installation photovoltaïque, soit au moment du versement. La décision a ensuite fait l'objet d'un recours devant le Tribunal administratif fédéral qui l'a finalement rejeté.

L'EiCom a repris une procédure, qui avait été renvoyée pour réexamen par le Tribunal administratif fédéral. La question litigieuse était de savoir si une installation notablement agrandie ou rénovée remplissait ou non le critère d'investissement par rapport à la production d'électricité existante. L'EiCom est parvenue à la conclusion que la production des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1er janvier 2006 était déterminante pour évaluer la « production antérieure » au sens de l'art. 3a, let. a, aOEne (état 1er janvier 2009). La décision a fait l'objet d'un recours devant le Tribunal administratif fédéral et la procédure est pendante.

Dans sa Newsletter 9/2019, l'EiCom a défini des exigences pour la conception de « modèles de pratique », dans lesquels la consommation propre incluant les locataires est proposée par le gestionnaire de réseau de distribution comme alternative au regroupement dans le cadre de la consommation pro-

pre (RCP). À cet égard, elle a stipulé que les locataires concernés doivent consentir à une consommation propre et doivent ensuite payer des frais d'utilisation du réseau uniquement sur l'électricité obtenue du réseau de distribution, qui doit être indiquée de manière transparente sur la facture.

En tant qu'autorité de recours, l'EiCom a statué sur deux recours déposés contre des décisions rendues par l'OFEN concernant des appels d'offres concurrentiels. Dans les deux cas, l'OFEN avait ordonné la restitution des contributions d'encouragement qui avaient été indûment versées. Dans l'un de ces cas, l'office a également rejeté une demande de versement de contributions d'encouragement supplémentaires. L'EiCom a annulé le recours contre la restitution parce que ni le droit sur l'énergie ni le droit fédéral - en particulier la loi sur les subventions - ne fournissaient une base juridique suffisamment claire à cet effet, ce qui était donc contraire au principe de légalité inscrit à l'art. 5 de la Constitution fédérale. En ce qui concerne la demande de versement, l'EiCom a rejeté le recours au motif que les conditions d'octroi des contributions d'encouragement n'étaient pas remplies.

3 Réseaux



Le réseau à haute tension de la Suisse compte un peu plus de 6600 km. La photo montre un technicien de ligne aérienne au-dessus du lac de Walenstadt.

3.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse compte près de 204 882 kilomètres, ce qui correspond à cinq fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau 7) représentent 71 % tandis que le réseau de transport national de Swissgrid ne représente qu'un peu plus de 3 % en tout. Dans le cadre de ses rapports réguliers, l'El-Com surveille chaque année les réseaux électriques suisses en fonction des différentes composantes techniques de l'installation. Le nombre de gestionnaires de réseau dans le tableau 2 se rapporte aux gestionnaires de réseau qui ont fourni des données sur les classes d'installation dans leurs rapports. Le nombre d'installations

dans la plupart des catégories a quelque peu augmenté ces dernières années. Conformément aux attentes, le nombre des lignes aériennes et des transformateurs aériens a baissé en raison du câblage progressif, alors que la part des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté. Le réseau électrique s'est développé de 3 % entre 2014 et 2018. Pour les quelque 5,6 millions de points de mesure, on compte 5,3 millions de destinataires de factures en 2018. Selon l'Office fédéral de la statistique (OFS), la Suisse compte 0,6 million d'entreprises (2018) et près de 8,5 millions d'habitants (2018). La population a augmenté d'un peu moins de 4 % entre 2014 et 2018.

Classe d'installations	2014	2015	2016	2017	2018	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	116'477	119'621	119'277	120'509	122'616	km
Lignes souterraines HT (NR3)	2'031	1'911	1'924	1'992	1'906	km
Lignes souterraines MT (NR5)	33'544	33'870	34'044	34'675	35'307	km
Lignes souterraines BT (NR7)	76'311	77'590	78'011	79'269	80'029	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	52'569	53'931	54'240	55'011	57'091	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'750	6'750	6'629	6'590	6'652	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	7'158	6'904	6'738	6'791	6'777	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	10'914	10'590	10'061	9'784	9'458	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	9'719	10'653	11'621	8'150	7'663	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	1'314	963	893	1'056	819	Nombre
Transformateurs NR2	152	146	148	151	145	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	177	165	159	164	167	Nombre
Transformateurs NR3 ²	81	78	79	77	76	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'545	2'606	2'577	2'600	2'586	Nombre
Transformateurs NR4	1'145	1'143	1'142	1'150	1'143	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	2'110	2'078	2'011	2'078	2'163	Nombre
Transformateurs NR5 ²	317	190	75	72	73	Nombre
Transformateurs NR5 ¹	26'727	28'226	30'836	29'934	30'685	Nombre
Stations transformatrices NR6	52'425	53'405	53'024	53'144	53'730	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'685	5'748	5'402	5'457	5'265	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	171'712	174'897	174'377	174'917	177'430	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'393'370	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	659	649	643	636	630	

- 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) Bien que la transformation a habituellement lieu sur les niveaux de réseau pairs, elle peut dans certains cas avoir aussi lieu sur des niveaux de réseau impairs, par exemple pour compenser des plages de tension variables au sein du même niveau de réseau (p. ex. 110 et 50 kV au NR3).

Tableau 2 : Installations du réseau électrique suisse

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 21,5 milliards de francs. Environ 90 % sont imputables au réseau de distribution. La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution a augmenté de 0,5 milliard par rapport à l'année précédente. Les revenus dégagés par les consommateurs finaux pour l'utilisation du réseau de distribution (hors redevances et prestations aux collectivités ainsi que subventions pour les énergies renouvelables) ont augmenté de 3 % pour atteindre 3,5 milliards de francs.

Les figures suivantes montrent comment, pour le réseau de distribution, la propriété et les revenus d'utilisation du réseau sont répartis en fonction de la taille des entreprises. Les 100 plus grands gestionnaires de réseau sont

divisés en groupes de dix, les autres formant le groupe restant. Les dix plus grandes entreprises (bleu foncé) détiennent ensemble 42 % de tous les actifs déclarés (figure 9), soit environ autant que les 90 gestionnaires suivants en taille. Les 530 petits gestionnaires de réseau restants (bleu clair) détiennent une part de 15 %, soit comme il y a cinq ans.

La répartition est similaire en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 10). Les dix plus grands gestionnaires (bleu foncé) détiennent 44 % de tous les revenus, soit presque autant que cinq ans auparavant. La part du groupe des petits gestionnaires de réseau (bleu clair), est légèrement en baisse, s'établissant à 14 %.

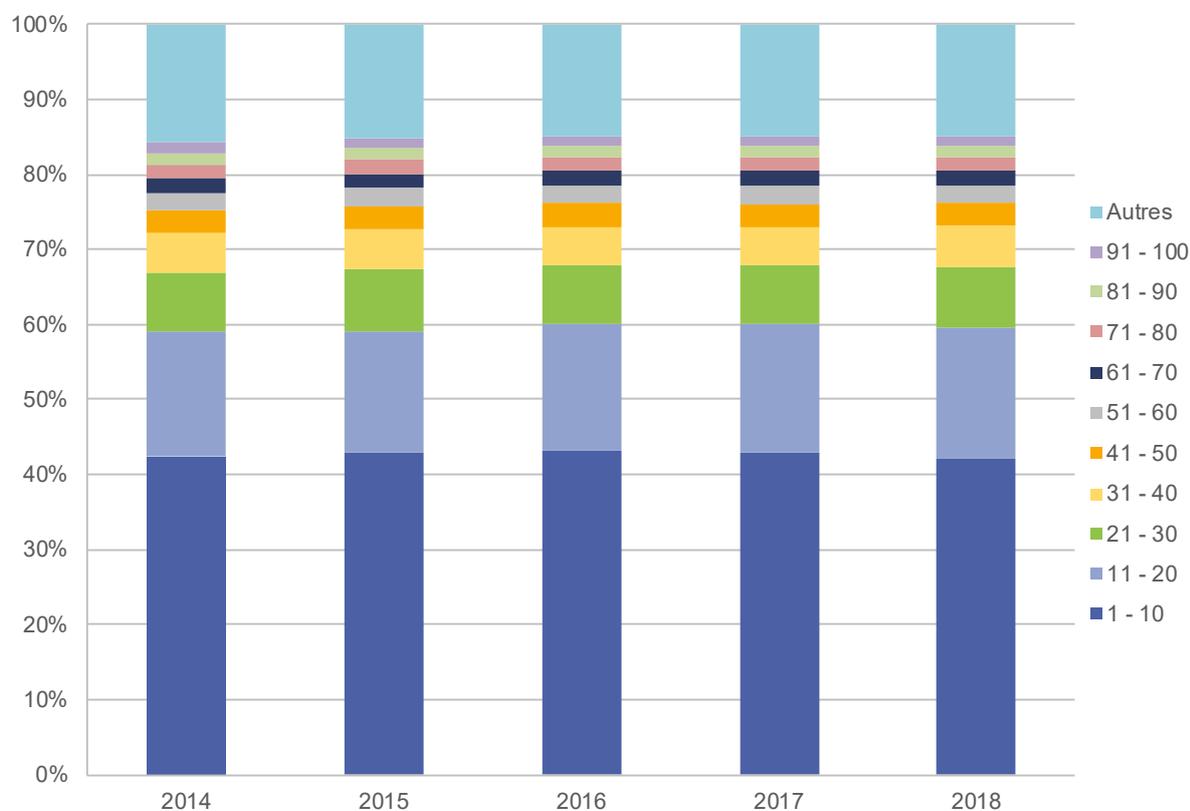


Figure 9 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

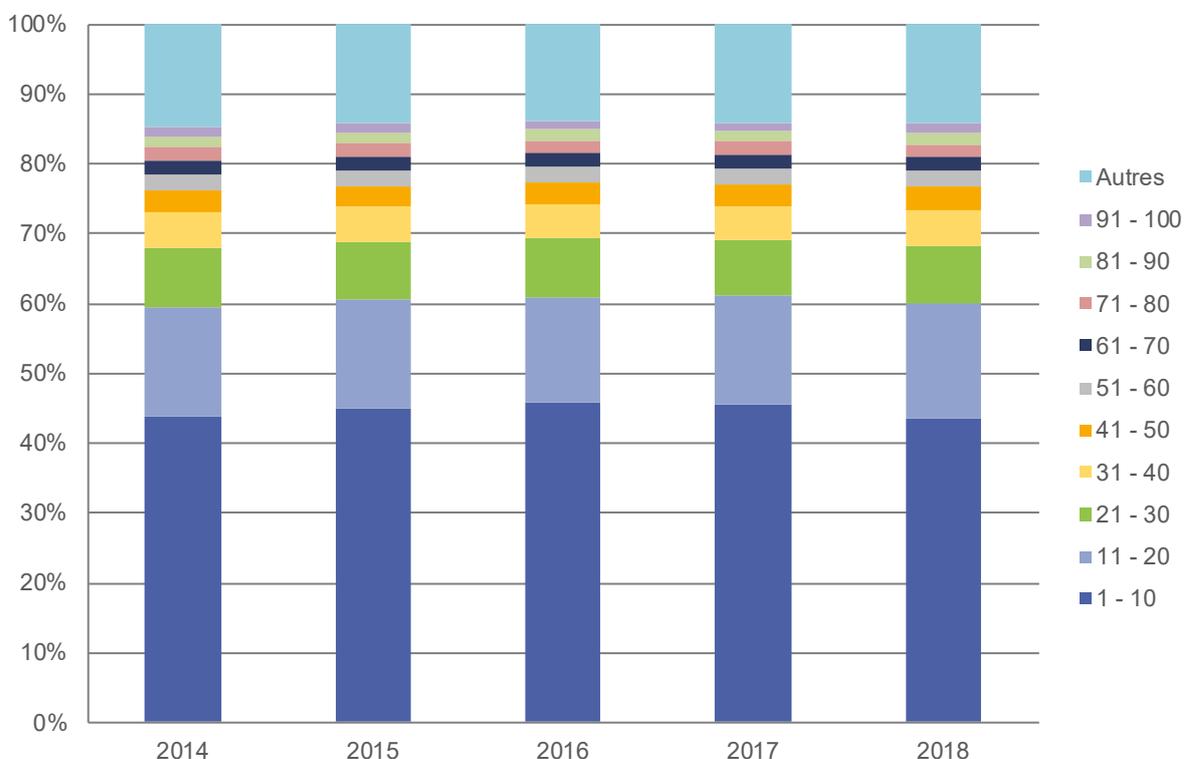


Figure 10 : Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

Pour 2018, les gestionnaires de réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments sur le réseau de distribution) de 5,1 milliards de francs. Ces derniers englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un « réseau sûr, performant et efficace », auxquels viennent s'ajouter les impôts directs ainsi que les redevances et prestations fournies aux collectivités (y compris les suppléments perçus sur le réseau de distribution). La composante la plus importante des coûts du réseau de distribution reste les coûts d'exploitation et de capital avec une part de 68 %, soit 3,4 milliards de francs (figure 11). Si ce montant est additionné aux

impôts directs et comparé aux tarifs d'utilisation du réseau mentionnés ci-dessus, on constate un découvert de 48 millions de francs pour 2018. La part des redevances et prestations a augmenté de quinze points de pour cent ces cinq dernières années pour s'établir à 31 %. Cette part comprend les impôts et les prestations perçus par les cantons et les communes ainsi que les taxes incitatives prévues par la loi et prélevées sur les énergies renouvelables. Cette hausse est principalement due à l'augmentation progressive de la taxe incitative prévue par la loi et prélevée sur les énergies renouvelables à partir de 2014, mais aussi aux communes et cantons qui ont augmenté leurs redevances et prestations.

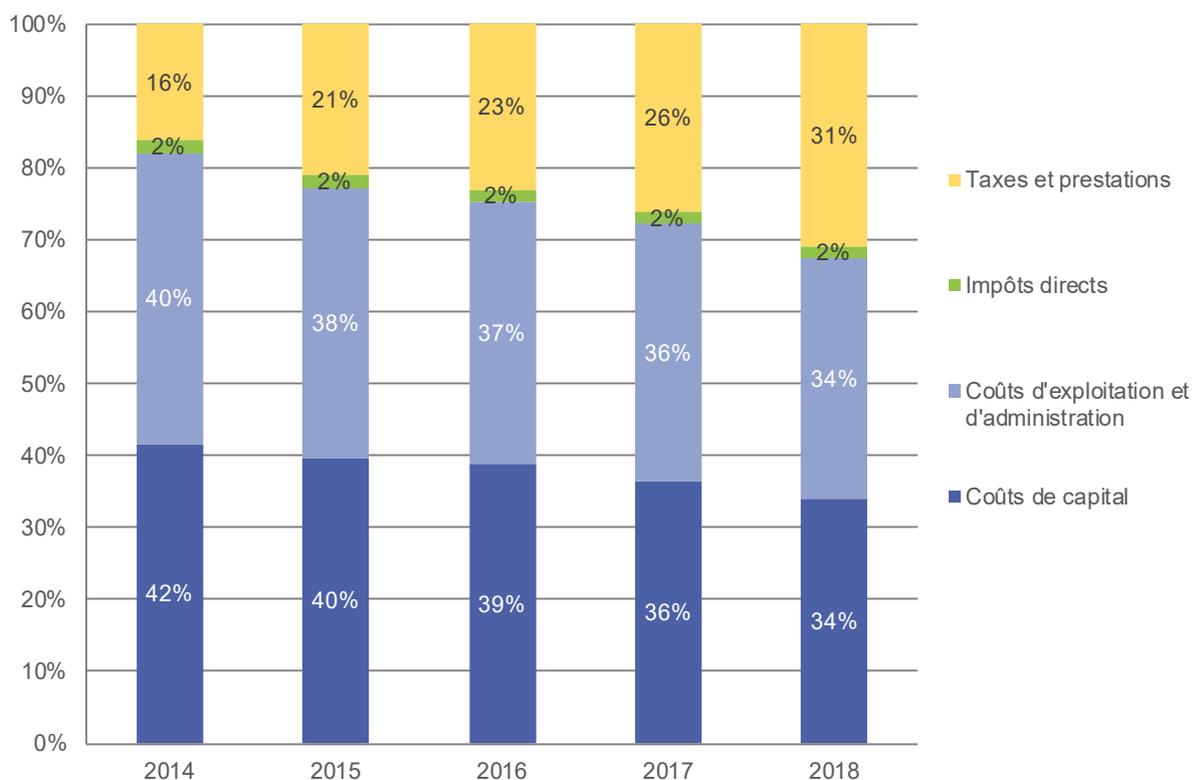


Figure 11 : Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2018, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 403 millions de francs et de 166 millions pour les services-système. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,1 milliards de francs aux coûts cumulés de 0,6 milliard pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à environ 5,7 milliards de francs. La figure 12a montre la répartition de ces coûts entre les différents niveaux de réseau (NR). Représentant plus de la moitié des coûts, le réseau de distribution local (NR7) est de loin le plus cher ; un cinquième des coûts est généré par le ni-

veau NR5, alors que les parts de coûts des trois niveaux de transformation (NR2, NR4, NR6) - les liens entre les différents niveaux - sont relativement faibles. Le réseau à très haute tension exploité par Swissgrid (NR1 y compris SDL) représente une part des coûts de 12 %. La figure 12b montre la répartition des coûts de réseau sans les redevances et prestations. Il en ressort que les coûts en francs ainsi que leur part sur le NR7 dans les coûts totaux sont nettement réduits en comparaison à la figure 12a., étant donné que les redevances et prestations sont surtout prises en compte sur le NR7 et moins sur les NR5 et NR3.

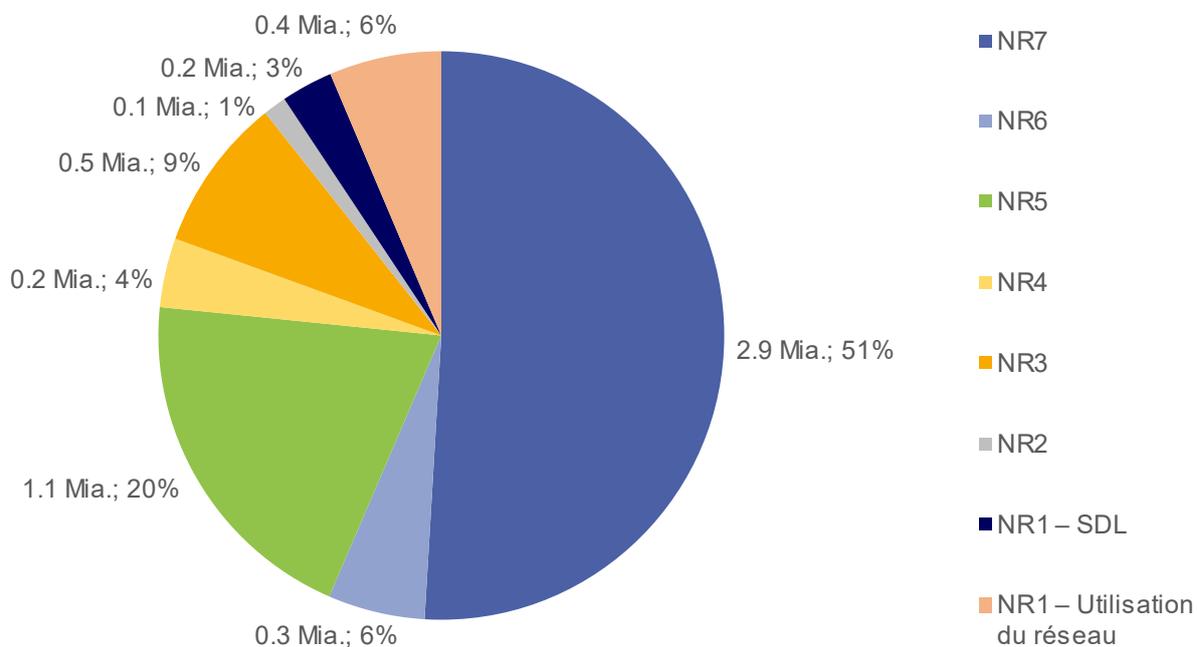


Figure 12a : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7), 2018

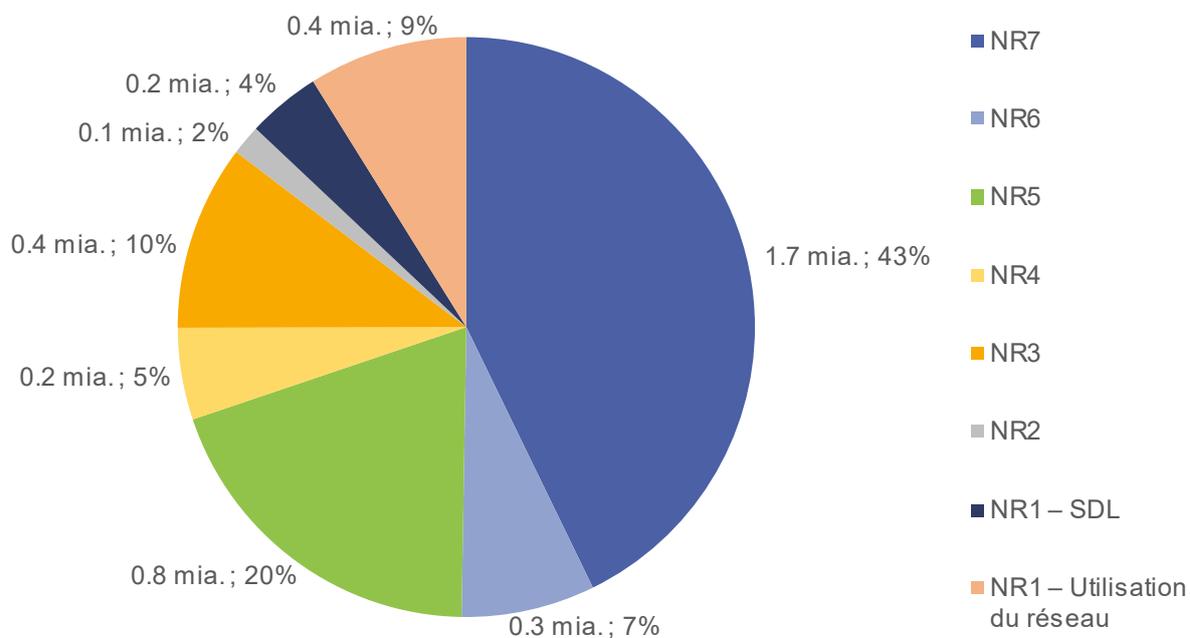


Figure 12b : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (sans les redevances et prestations ni les suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7), 2018

3.2 Développement et planification des réseaux

3.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEl, en vigueur depuis le 1er juin 2019, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) élabore un scénario-cadre servant de fondement à la planification des réseaux de transport et de distribution. Dans ce contexte, il convient de s'appuyer sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération et sur les données de référence macroéconomiques, tout en tenant compte du contexte international. Lors de l'élaboration du scénario-cadre, l'OFEN s'assure le concours approprié des cantons, de la société nationale du réseau de transport, des autres gestionnaires de réseau et des autres acteurs. Le scénario-cadre doit être vérifié tous les quatre ans conformément à l'art. 5a OApEl et actualisé si nécessaire. Selon l'OFEN, le premier scénario-cadre sera probablement disponible en 2021.

L'article 9d LApEl entrera en vigueur le 1er juin 2021. Il stipule que la société nationale du réseau de transport devra soumettre son plan pluriannuel à l'ECom pour examen dans les neuf mois suivant l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le contenu de la planification pluriannuelle est décrit dans l'article 6a OApEl, qui entrera également en vigueur le 1er juin 2021.

Comme aucun scénario-cadre n'est encore disponible, la planification pluriannuelle de Swissgrid se réfère au rapport sur le réseau stratégique 2025, datant de début 2015. Le dit rapport permet de disposer d'une planification coordonnée du réseau de transport à l'échelle de la Suisse. Cette planification est pour l'essentiel conforme aux exigences de la LApEl (art. 8, al. 2, art. 20, al. 2, let. a). L'ECom estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 représente un jalon import-

ant pour la planification du réseau de transport à l'échelle de toute la Suisse. Le rapport peut aussi contribuer à améliorer la coordination transfrontalière dans l'utilisation et le financement du réseau. Les ordres de grandeur mentionnés pour les investissements dans les extensions et le maintien du réseau semblent plausibles. Sur la base de cette planification, la pérennité de la valeur du réseau de transport peut donc être assurée.

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 le 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'analyse coûts-bénéfice. Dans la perspective du financement transfrontalier (CBCA), il s'agira d'approfondir les discussions sur la méthode menées entre Swissgrid, l'ECom et les organes concernés. Sur la base du rapport de Swissgrid, le critère de l'efficacité difficilement mesurable ne peut être évalué qu'à l'aide d'une méthode si possible objective et d'hypothèses transparentes. Il convient de saluer cette approche. Toutefois, les incertitudes qui caractérisent l'appréciation du « bénéfice » entachent 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 concernant le bénéfice.

3.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

Depuis le 1er juin 2019, chaque gestionnaire de réseau doit fixer les principes qui sont appliqués à la planification du réseau, conformément à l'art. 9b LApEl. Pour fixer ces principes, il faut notamment tenir compte du fait que, en règle générale, une extension de réseau ne peut être prévue que si une optimisation ou un renforcement ne suffisent pas à garantir un réseau sûr, performant et efficace pendant toute la durée de l'horizon de planification. Selon l'art. 9b, al. 3, LApEl, l'ElCom peut définir les exigences minimales à respecter. En outre, selon l'art. 9b, al. 4, le Conseil fédéral peut obliger les gestionnaires de réseau à publier leurs principes.

L'art. 9c indique par ailleurs que les gestionnaires de réseau coordonnent leur planification du réseau. Cela comprend également l'obligation de mettre les informations nécessaires gratuitement à la disposition des autres gestionnaires de réseau. Pour ce faire, les gestionnaires associent de manière appropriée à la planification les cantons concernés et les autres acteurs concernés.

L'art. 9d LApEl entrera en vigueur le 1er juin 2021. Il prévoit que les gestionnaires du réseau établissent, pour leurs réseaux d'une tension nominale supérieure à 36 kV, un plan de développement du réseau portant sur dix ans (plan pluriannuel), sur la base du scénario-cadre et en fonction des besoins supplémentaires pour leur zone de desserte. Le plan pluriannuel doit décrire les projets prévus et

indiquer dans quelle mesure ils sont efficaces et appropriés d'un point de vue technique et économique. Il doit en outre indiquer les mesures de développement du réseau prévues au-delà de la période de dix ans qu'il couvre. Conformément à l'art. 6a, al. 2, OApEl, qui entrera également en vigueur le 1er juin 2021, les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV doivent être établis dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.

En vertu de l'art. 8, al. 2, LApEl, 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. L'ElCom estime qu'il n'y a pour l'heure pas lieu d'intervenir dans la procédure générale suivie pour établir ces planifications. Elle réexaminera 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 d'utiliser provisoirement 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 de différentes variantes d'extensions, elle leur conseille de prendre préalablement contact avec son secrétariat technique.

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

L'ElCom vérifie que les procédures relatives au plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) et d'approbation des plans (PAP) respectent les critères de la LApEl (réseau sûr, performant et efficace). Selon la convention de 2018, le DETEC statue sur les divergences entre l'ElCom, l'OFEN et l'ESTI.

En 2019, l'ElCom a intégré dans le cadre de son mandat légal le groupe de suivi lié à la procédure PSE Niederwil-Obfelden (PSE 611)

et s'est prononcée en faveur de la variante « ligne aérienne » à des fins d'efficacité. Le 2 décembre 2019, suite à une décision du département, une procédure de participation publique avec une variante « câblage partiel » a été ouverte. De plus, l'ElCom a également intégré le groupe de suivi lié à la procédure PSE Vallemaggia (PSE 109). En ce qui concerne le réseau de distribution et dans le cadre de l'approbation des plans, elle a rendu plusieurs avis sur des projets d'élévation de la tension.

3.3 Investissements dans l'infrastructure de réseau

Dans le cadre de ses tâches de surveillance, l'ElCom veille à ce que les investissements

soient suffisants pour maintenir le réseau électrique en bon état.

3.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Compte tenu des précédents résultats annuels, le budget bottom-up de 226,9 millions de francs a été réduit à 173,3 millions de francs, sous la forme d'une décote de 53,7 millions. Pendant la période de réalisation 2018, les investissements planifiés ont évolué comme

prévu, et des retards se sont produits pour différentes raisons principalement dans trois grands projets de lignes en Valais. Le volume d'investissement effectif pour les projets de réseau 2018 était de 168,6 millions de francs.

3.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2014 et 2018, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi près de 1,4 milliard de francs par an (figure 13). Durant cette période, les amortissements ont augmenté, passant de 891 millions à plus de 940 millions de francs. C'est pourquoi l'excédent d'investissement a diminué de 510 millions de francs à

460 millions. Étant donné que la fiabilité des réseaux électriques suisses est également très élevée en comparaison internationale et qu'elle s'est encore améliorée au cours de la période sous revue (cf. paragraphe 4.5), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution continuent d'être suffisants.

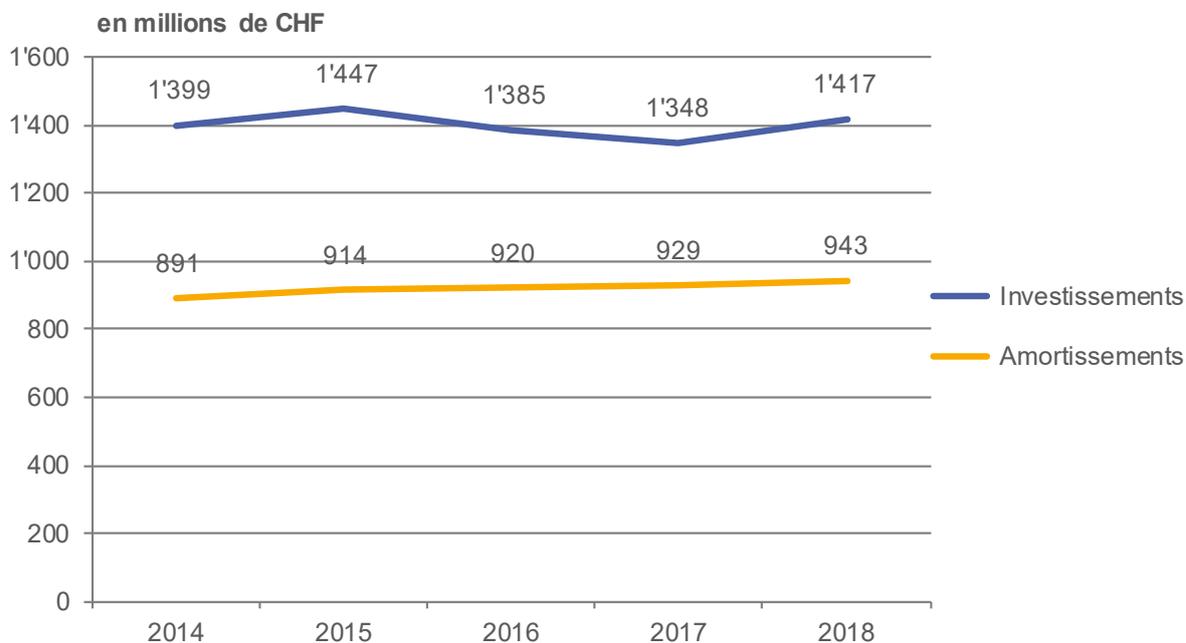


Figure 13 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

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. De tels coûts sont remboursés par Swissgrid, puisqu'ils sont intégrés dans le calcul du tarif des services-système (tarif SDL). Cette indemnisation requiert donc l'autorisation de l'EiCom. Celle-ci se réfère à une directive décrivant les règles à observer par les gesti-

onnaires de réseau qui soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. Durant l'année sous revue, l'EiCom a statué sur 123 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau. L'EiCom a rejeté une requête, car la demande d'indemnisation était prescrite. Au total, au cours des dix dernières années, l'EiCom a édicté 932 décisions dans ce contexte (cf. figure 14).

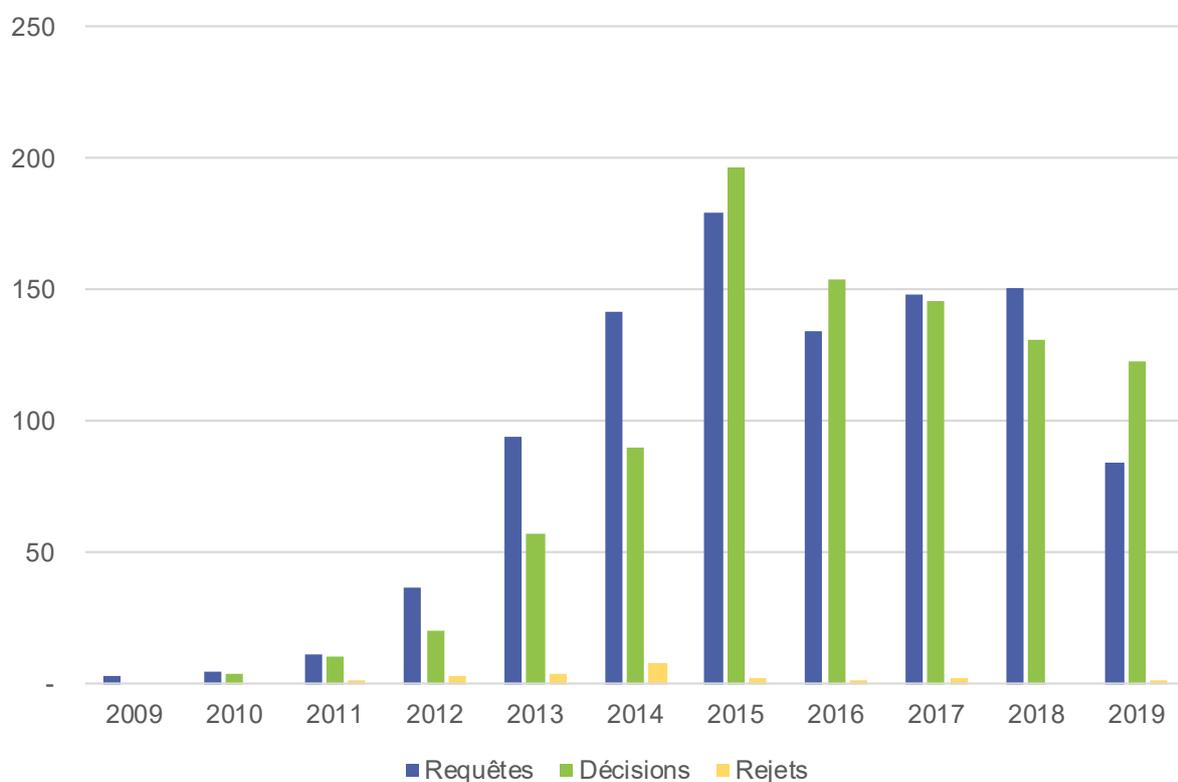


Figure 14 : Évolution du nombre de décisions relatives à des renforcements de réseau

Fin 2019, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 104,3 millions de francs, pour une puissance de production totale de 343,2 MW. Le tableau 3

donne un aperçu des chiffres clés concernant les renforcements de réseau effectués pendant la période allant de 2009 à 2019.

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	932	885	5	42
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²		4	3'000	22
Puissance du générateur [kW], valeur maximale ²		8'303	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	343'196	149'685	30'000	163'511
Coûts, valeur minimale [CHF] ²		3'500	1'805'003	16'697
Coûts, valeur maximale [CHF] ²		746'912	9'262'389	2'599'730
Coûts, total [CHF]	104'279'850	67'634'847	19'853'343	16'791'661
Coûts moyens [CHF] ³	112'857	77'121	3'970'699	399'801

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴		3	346	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴		9'719	819	3'498
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	293	454	532	82

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

2) Par requête/décision

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

4) Coûts relatifs correspondant au quotient des coûts par la puissance installée

Tableau 3 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2019

3.5 Société nationale du réseau de transport

Les anciens propriétaires du réseau de transport ont dû transférer l'ensemble du réseau national à la société nationale Swissgrid. D'autres installations du réseau ont également été

transférées à Swissgrid en 2019, avec pour corollaire une augmentation du capital-actions de la société nationale du réseau.

3.6 Décisions et mesures concernant les réseaux

Dans sa décision du 21 novembre 2019, l'ElCom n'est pas entrée en matière sur une requête dans laquelle les requérantes demandaient à ce qu'il soit constaté que de l'énergie d'ajustement avait été facturée indûment suite à une intervention de la société de réseau dans l'exploitation de leurs centrales électriques, la commission n'ayant aucun intérêt à une telle constatation. Dans sa décision 212-00276 du 13 septembre 2018, l'ElCom s'était déjà prononcée sur l'obligation de verser une rémunération pour l'utilisation du réseau. La requérante estimait que l'énergie soutirée chez des tiers et passant par son réseau n'était pas exonérée du paiement d'une rémunération. La partie adverse affirmait au contraire que, sou-

tirant de l'énergie découlant de concessions, elle n'avait donc pas à verser de rémunération pour l'utilisation du réseau, conformément à l'art. 14, al. 5, LApEl. Lors de l'interprétation préjudicielle sur les concessions (cf. décision ElCom 212-00276 du 11 avril 2017 concernant la compétence de l'ElCom pour l'évaluation de concessions), l'ElCom a conclu qu'en particulier le libellé des concessions confirmait que dans le cas concret, le soutirage d'énergie n'était pas exonéré du paiement d'une rémunération pour l'utilisation du réseau au sens de l'art. 14, al. 5, LApEl. Un recours a été introduit contre cette décision, qui a été rejeté par le Tribunal administratif fédéral dans son arrêt A-5904/2018 du 4 décembre 2019.

4 Sécurité de l'approvisionnement



En 2019, Mühleberg a été comme prévu la première centrale nucléaire à être définitivement retirée du réseau. Mühleberg couvrait environ 5 % des besoins annuels en électricité de la Suisse.

4.1 Introduction

En 2019, l'OFEN a organisé une table ronde sur les rôles et responsabilités en matière de sécurité de l'approvisionnement. Aucune mesure ne semble devoir être prise sur le plan législatif, car les rôles et responsabilités sont clairement définis : l'approvisionnement des consommateurs finaux avec approvisionnement de base relève, selon la loi, de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution. L'approvisionnement des clients finaux sur le marché libre est réglé par des contrats de fourniture de droit privé. Swissgrid est responsable de l'exploitation sûre, efficiente et efficace du réseau de transport. En revanche, Swissgrid n'est pas responsable de la mise à disposition de l'énergie d'approvisionnement.

En vertu de la loi sur l'approvisionnement en électricité (art. 22, al. 3 et 4, LApEl), l'EiCom est chargée de surveiller la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou long terme, l'EiCom propose au Conseil fédéral les mesures visées à l'art. 9 LApEl. De telles mesures relèvent des domaines suivants : efficacité de l'utilisation de l'électricité, acquisition de l'électricité ou 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.

4.2 La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives

Afin de donner suite à son mandat de surveillance, l’ElCom observe la sécurité de l’approvisionnement à moyen et long terme à l’aide d’un

important dispositif de surveillance. Les chapitres suivants présentent les principaux résultats de ce dispositif pour l’exercice sous revue.

4.2.1 Rétrospective de l’hiver 2018/2019

L’hiver a commencé avec des températures très douces et malgré la sécheresse encore persistante au début, avec des lacs d’accumulation bien remplis. La disponibilité des centrales nucléaires françaises à produire était normale et en Suisse, les cinq centrales étaient également toutes raccordées au réseau. Fin octobre, la tempête Vaia a endommagé une ligne 380 kV au col de l’Albula. La capacité de transit en direction de l’Italie a été réduite de

900 MW jusqu’au moment de la remise en service fin juillet 2019. Aucune conséquence négative pour la sécurité de l’approvisionnement en Suisse n’a pu être constatée.

La sécurité de l’approvisionnement en Belgique a été maintenue avec le soutien des pays voisins, malgré d’éventuelles interruptions d’approvisionnement annoncées dans un premier temps.

4.2.2 La situation durant l’hiver 2019/2020

L’hiver a commencé avec des températures douces et des lacs d’accumulation dont les niveaux étaient bien supérieurs à la moyenne. La disponibilité des centrales nucléaires françaises à produire était normale et en Suisse, les cinq centrales étaient également toutes raccordées au réseau.

À la mi-novembre, des centrales nucléaires dans le sud de la France ont été indisponibles de manière inattendue, entraînant pendant quelques jours des flux importants, prévus et imprévus en Suisse. Cela a eu un impact sur l’exploitation du réseau suisse et a par ailleurs rendu nécessaire une réduction des importations NTC (capacité nette de transfert). La solution nouvellement disponible du redispatching trilatéral n’a pas pu être utilisée dans cette constellation, parce que l’augmentation possible de la production des centrales en France n’était justement pas disponible.

Dans ce contexte, le démantèlement annoncé de la centrale nucléaire de Mühleberg a commencé fin décembre. En raison de la situation généralement tendue et de l’arrêt de Mühleberg, une mesure temporaire supplémentaire a donc été prise en Suisse avec la production minimale de centrales à accumulation en Suisse romande, ce qui a été facilité par le niveau élevé d’énergie de stockage disponible.

Actuellement, la situation de l’approvisionnement en Suisse devrait rester pour l’essentiel stable pour le reste de la période hivernale. Aucun facteur perturbateur majeur n’est attendu du côté énergétique, et le niveau de remplissage des lacs d’accumulation constitue un record. Côté réseau, le problème des flux d’électricité non planifiés persiste, mais, grâce à la nouvelle solution de redispatching trilatéral, la Suisse est mieux à même d’intervenir lors de situations tendues.

4.2.3 Autres événements survenus au cours de l'année

En janvier 2019, un important écart de fréquence a affecté dans toute l'Europe le réseau interconnecté³. Cette situation s'explique notamment par une mesure inexacte, mais aussi par des fluctuations de fréquence au moment du changement d'heure, un problème connu depuis un certain temps. Un rapport complet du REGRT-E sur cet événement a conduit à l'initiation et à la mise en œuvre d'un large éventail de projets d'amélioration.

Le 20 mai 2019, puis sur de plus longues périodes pendant l'été, il a été nécessaire de restreindre dans un fort volume les exportations de la Suisse vers les pays voisins, suite à une combinaison de divers facteurs de production, de planification et d'exploitation des réseaux, ainsi qu'en raison de flux non planifiés dus au couplage du marché basé sur les flux en Eu-

rope. Swissgrid prépare une optimisation de la disponibilité des capacités transfrontalières.

En juin 2019, une nouvelle procédure de tarification de l'énergie de réglage en Allemagne a conduit à un manque important d'énergie de réglage pendant plusieurs jours⁴. L'intervention immédiate des gestionnaires de réseau de transport, le bon soutien des partenaires européens et des mesures correctives prises en aval par l'autorité de régulation allemande, la « Bundesnetzagentur », en ce qui concerne les règles du marché, ont permis de résoudre le problème sans interruption de l'approvisionnement.

³ Rapport REGRT-E : <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/28/entso-e-technical-report-on-the-january-2019-significant-frequency-deviations-in-continental-europe/>

⁴ Voir : https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190717_Bilanzkreistreuue.html

4.3 Flux non planifiés

Dans un réseau interconnecté, les flux d'électricité réels ne correspondent jamais exactement aux flux négociés et donc planifiés. L'écart entre les flux physiques et les flux négociés se traduit par des flux non planifiés à travers le réseau de transport : par exemple, environ 30 % des quantités négociées passant de l'Allemagne vers la France transitent physiquement par la Suisse.

Avec l'introduction du couplage du marché basé sur les flux dans la région de l'Europe centrale et occidentale (sans la participation de la Suisse), les

capacités négociables de l'Allemagne vers la France ont considérablement augmenté, entraînant dans certains cas des congestions sur le réseau suisse, particulièrement en hiver.

Les efforts déployés depuis de nombreuses années par Swissgrid et l'ElCom portent lentement leurs fruits. Le problème est désormais reconnu par les pays voisins. Début février 2019, une solution provisoire a été trouvée pour le reste de l'hiver 2018/2019 en limitant les importations de la France en provenance d'Europe centrale et occidentale en cas de

flux très importants non planifiés à travers la Suisse. Par la suite, les gestionnaires de réseau de transport et les régulateurs de France, d'Allemagne et de Suisse ont élaboré une solution pour l'hiver 2019/2020 qui prévoit un redispatching trilatéral. En cas de surcharge due à des flux non planifiés, Swissgrid peut demander simultanément à la France et à l'Allemagne d'augmenter ou de réduire leur production afin d'éliminer les congestions sur le réseau suisse. Cet instrument est à la disposi-

tion de Swissgrid depuis décembre 2019. En parallèle, on travaille également à une solution permanente qui ne se contente pas de combattre les symptômes. À cette fin, Swissgrid et l'ElCom sont en contact avec les organismes de la région de calcul de la capacité « CORE » et avec l'UE. L'objectif est de parvenir à une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité, de sorte que de tels flux non planifiés n'entraînent de congestions que dans des situations exceptionnelles.

4.4 Cybersécurité

Les réseaux électriques sont de plus en plus contrôlés et surveillés par des technologies de l'information et de la communication « intelligentes ». Ces systèmes offrent au gestionnaire de réseau davantage de possibilités de gestion ; ils permettent un fonctionnement plus efficace du système et de proposer de nouveaux services. Toutefois, l'interconnexion croissante liée aux technologies de l'information accroît aussi le risque que, par exemple, des pirates informatiques pénètrent dans le réseau électrique et portent atteinte à la disponibilité⁵, à l'intégrité⁶ ou à la confidentialité⁷ des données ou détruisent des installations techniques. Un tel incident peut entraîner des pertes financières considérables et surtout nuire à la réputation du gestionnaire de réseau concerné. Dans des cas extrêmes, une panne de courant à grande échelle correspondant aux scénarios de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) peut avoir pour conséquence des blessés,

voire des morts, ainsi que des dommages environnementaux. La cybersécurité est donc un facteur déterminant de la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Conformément à l'art. 22, al. 3, LApEI, l'ElCom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. Cela implique également les risques liés aux technologies de l'information et, par conséquent, la surveillance régulière du niveau de cybersécurité chez les gestionnaires de réseau.

C'est pourquoi l'ElCom a décidé de donner un aperçu de l'état d'avancement des mesures organisationnelles et techniques relatives à la cybersécurité chez les 92 plus grands gestionnaires de réseau. L'ElCom a résumé les résultats de cette enquête dans un rapport consacré à la cybersécurité (Cyber-Sicherheit

2019) et a formulé des recommandations basées sur ces résultats. Ceci dit, l'ElCom n'examine pas l'état de l'ensemble des mesures de cybersécurité, mais avant tout la gestion des risques, la sensibilisation des collaborateurs, les relations avec les prestataires externes ainsi que les questions fondamentales relatives à l'architecture de réseau et à la détection de cyberincidents. Par conséquent, les recommandations qui en découlent s'appliquent seulement aux domaines examinés. Pour ce faire, l'ElCom s'oriente sur les normes et documents de la branche existants.

Avec l'interconnexion croissante, la cybersécurité continue de prendre de l'importance. L'ElCom ne se félicite pas seulement de la mise en œuvre efficace et fondée sur les risques des documents de la branche de l'AES « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technologies opérationnelles de

l'approvisionnement en électricité » et « Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents » conformément au guide PIC de l'OFPP, mais part également du principe qu'ils seront appliqués. Sur la base des résultats de l'enquête, l'ElCom considère que l'amélioration des mesures organisationnelles, en particulier l'élaboration de directives et de programmes de formation, la protection au niveau des technologies opérationnelles ainsi que la garantie de fourniture par un système redondant sont d'une importance capitale. Les efforts visant à créer une certification de la branche en faveur de la subsidiarité méritent d'être salués.

5 Disponibilité : les systèmes et les données à protéger sont accessibles et utilisables sur demande par une entité autorisée.

6 Intégrité : d'une part, exactitude et intégralité des données traitées et d'autre part bon fonctionnement des systèmes.

7 Confidentialité : protection des systèmes et des données contre l'accès non autorisé par des personnes ou des processus.

4.5 Qualité de l'approvisionnement

4.5.1 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 coupures non planifiées de plus de trois minutes et imputables à un événement natu-

rel, 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 95 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci génèrent 88 % du chiffre d'affaires lié à l'énergie produite en Suisse. En 2018, ces 95 gestionnaires ont enregistré 6495 coupures non planifiées (cf. tableau 4). Le nombre de coupures non planifiées a donc augmenté 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.

	2015	2016	2017	2018	2019 ¹	Unité
Coupures	4'401	4'328	4'814	6'495		Nombre
SAIDI	11	9	10	14		Minutes par consommateur final
SAIFI	0.23	0.20	0.21	0.27		Coupures par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement en 2019 seront publiés en juin 2020 et pourront être consultés sur le site internet de l'ElCom.

Tableau 4 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse durant la période 2014–2018 (coupures non planifiées uniquement)

En 2018, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 14 minutes par consommateur final, cet indicateur augmentant de 4 minutes dans tout le pays par rapport à l'année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a augmenté en 2018 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,27 par consommateur final. La disponibilité du réseau suisse est encore très bonne. Les indices SAIDI et SAIFI plus élevés

de 2018 s'expliquent essentiellement par des événements naturels extraordinaires (tempête Burglind). L'approvisionnement de la Suisse offre également une qualité élevée en comparaison internationale. Selon le « 6.1th 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.

4.5.2 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, constitué de la NTC d'importation et d'exportation).

La NTC indique quelle capacité de transport peut être utilisée entre la Suisse et les États voisins pour des échanges commerciaux par des négociants pour les importations ou les exportations, sans contrevenir aux normes de sécurité. Swissgrid 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 et d'exportation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation et d'exportation de l'Autriche. Le tableau 5 donne un aperçu de l'évolution des capacités d'importation disponibles, d'une part pour l'ensemble des frontières et pour ce qu'on appelle la frontière nord, d'autre part pour chaque frontière spécifique entre la Suisse et ses voisins. Si l'on considère les heures, la NTC peut être plus volatile que les valeurs reflétées dans les moyennes annuelles des valeurs d'importation et d'exportation.

IMPORT NTC (MW)	2015	2016	2017	2018	2019
Total	6'947	6'962	6'987	6'756	6'657
Frontière nord (AT, DE, FR), à savoir :	5'225	5'245	5'265	5'034	4'936
France	3'073	2'974	3'007	2'772	2'678
Allemagne	1'373	1'468	1'501	1'396	1'343
Autriche	779	803	757	866	915
Italie	1'722	1'717	1'722	1'722	1'721

Tableau 5 : Capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse 2015-2019 (moyennes horaires annuelles des NTC)

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 du réseau de distribution 220 kV, c'est avant tout la capacité disponible des transformateurs de couplage 380/220 kV qui détermine les capacités d'importation maximales possibles. Elle est également influencée par des flux physiques non planifiés. Ces flux non planifiés croissants contribuent à faire baisser globalement les valeurs moyennes à la frontière nord depuis 2018. À la frontière nord, la capacité d'importation en provenance de France et d'Allemagne a continué à diminuer en moyenne en 2019, mais cette baisse a été

partiellement compensée par l'augmentation de la capacité d'importation en provenance d'Autriche, dont le marché de gros est découplé du marché allemand depuis octobre 2018. À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est restée relativement stable entre 2015 et 2019. Jusqu'à présent, dans des situations normales, cela est considéré comme moins pertinent pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que la capacité d'importation à la frontière nord. Avec la volatilité croissante des marchés et les sorties du nucléaire et du charbon en Allemagne, les importations en provenance d'Italie gagneront également en importance à l'avenir.

4.5.3 Capacité d'exportation

Compte tenu des importants flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible vers l'Italie et la France joue également un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays et celle de nos voisins (voir ta-

bleau 6). En outre, le niveau de cette capacité d'exportation vers l'Italie a une influence déterminante sur la disponibilité de la capacité d'importation de la Suisse aux frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche.

EXPORT NTC (MW)	2015	2016	2017	2018	2019
Total	9'321	9'262	9'129	8'769	7'933
Frontière nord (AT, DE, FR), à savoir :	6'373	6'276	6'207	6'115	5'415
France	1'188	1'125	1'180	1'184	1'163
Allemagne	4'000	4'000	4'000	3'888	3'491
Autriche	1'185	1'151	1'027	1'043	761
Italie	2'948	2'986	2'922	2'654	2'518

Tableau 6 : Évolution de la capacité d'exportation de la Suisse vers l'Italie et la France pendant la période 2015-2019 (moyennes horaires annuelles des NTC)

Les deux lignes électriques 380 kV du col de l'Albula (GR ; Filisur-Robbia et Pradella-Robbia-Sils), endommagées par la tempête « Vaia » fin octobre 2018, ont été remises en service le 29 juillet 2019. Néanmoins, la capacité d'exportation vers l'Italie a continué à diminuer en 2019 pour diverses raisons (entre autres, fréquentes réductions de capacité ordonnées par le TSO italien en vue d'assurer la stabilité du réseau intérieur italien, notamment pendant les périodes de basse consommation en Italie, p. ex. pendant les vacances de Pâques ou d'été). Dans l'ensemble, les exportations NTC vers l'Italie de janvier à août 2019 ont été inférieures au niveau de 2018, mais ont augmenté à nouveau en septembre et au dernier trimestre de 2019.

En outre, il convient de noter une NTC nettement plus petite dans le sens de l'exportation

vers l'Allemagne et l'Autriche pour 2019 par rapport à 2018. Au cours de l'été 2019, la capacité d'exportation vers l'Allemagne a été temporairement réduite en dessous de la valeur NTC habituelle et ajustée statiquement de 4000 MW, car les fortes surcharges se sont multipliées en période de production suisse et d'exportations élevées. Comme dans le cas des importations en direction de la Suisse, les futurs scénarios basés sur les flux de charge devraient permettre une évaluation plus détaillée de la situation actuelle. Cela permet de déterminer et d'attribuer quotidiennement la valeur maximale de la NTC pour la période J-1, en fonction des éléments de réseau disponibles. Dans les scénarios basés sur les flux de charge, des mesures d'allègement non coûteuses (appelées « Remedial Actions ») sont envisagées afin d'optimiser le réseau et les valeurs NTC correspondantes.

4.5.4 Capacité totale d'importation et d'exportation

Dans l'ensemble, la capacité totale d'importation en 2018 et 2019 a eu tendance à diminuer, la capacité totale d'exportation de la Suisse en baisse depuis 2015, diminuant en 2019 encore plus qu'auparavant, à la fois à la frontière nord et à la frontière italienne.

Considérée dans sa totalité (NTC Import + Export), la capacité d'échange moyenne totale entre la Suisse et ses pays voisins était de 16 268 MW en 2015. Cette valeur a baissé de près de 1700 MW pour atteindre 14 590 MW en 2019. Au cours de cette période, la baisse

était d'environ 1250 MW pour les trois frontières nord et de plus de 400 MW à la frontière italienne. Cette baisse s'explique par le risque plus élevé de violations du critère de sécurité (N-1) dans le réseau suisse, des retards dans les investissements dans le réseau (p. ex. recours contre l'augmentation de la tension sur la ligne à très haute tension Bassecourt-Mühleberg), des flux non planifiés en provenance des pays voisins et par l'intégration insuffisante de la Suisse dans les calculs de capacité à l'échelle européenne.

4.5.5 Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées

De nombreuses installations de production d'énergie photovoltaïque (PV) de la zone de réglage suisse ou dans l'ensemble du réseau interconnecté européen sont réglées de telle manière qu'elles s'arrêtent complètement à une fréquence de 50.2 Hz, ce qui signifie qu'une quantité importante de la production d'énergie est brusquement retirée du réseau. Cette réaction peut mettre en danger le système. Afin de prévenir ces risques, il faut s'assurer dans toute l'Europe - et donc aussi dans la zone de réglage suisse - que d'autres installations qui ne respectent pas les réglages de protection nécessaires ne puissent pas se raccorder au réseau.

L'ElCom a donc édicté le 6 mars 2018 la directive 1/2018 et l'a publiée sur son site Internet. Par courrier du 15 juin 2018 adressé aux gestionnaires de réseau de distribution, elle a lancé un programme de modernisation des installations photovoltaïques (installations PV) existantes, qui se déconnectent du

réseau en cas de surfréquence. Dans un premier temps, ce programme a été limité aux installations PV avec une puissance de raccordement supérieure ou égale à 100 kVA (programme de modernisation 1), car celles-ci permettaient d'obtenir de bons résultats rapidement et à des coûts raisonnablement bas.

Les réponses des gestionnaires de réseau de distribution au début de 2019 ont montré que la part d'installations PV non conformes est considérable parmi les installations anciennes et qu'elle diminue conformément aux attentes parmi les installations plus récentes. Grâce à une extrapolation des taux de conformité (annuels) calculés dans le cadre du programme de modernisation 1 pour les installations PV d'une puissance inférieure à 100 kVA construites jusqu'à fin 2017, on a pu constater qu'au terme dudit programme, au moins 347 MVA de puissance proviendront d'installations PV non conformes en Suisse. En ce qui concerne la stabilité du réseau, il faut limiter la puissance

ce provenant d'installations non conformes à moins de 200 MVA dans un délai raisonnable.

L'ElCom a donc décidé d'étendre le programme de modernisation aux PV dont la puissance de raccordement est inférieure à 100 kVA (programme de modernisation 2), avec de nouveau pour objectif que la proportionnalité soit respectée et que le degré de conformité requis soit atteint au moindre coût. Sur la base de ce principe et des extrapolations réalisées, toutes les installations PV d'une puissance

supérieure à 30 kVA aménagées après le 31 décembre 2010 doivent être contrôlées d'ici fin 2022 dans le cadre du deuxième programme de modernisation et au besoin adaptées.

Dans une notice explicative publiée sous forme de communication en juin 2019 et dans la perspective du programme de modernisation, l'ElCom a expliqué les droits et obligations des exploitants d'installations de production d'énergie décentralisées avec raccordement au réseau de distribution.

4.6 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 (SDL) 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. Au cours de l'année sous revue, les coûts de la puissance de réglage se sont élevés à environ 61 millions de francs, soit le plus bas niveau jamais atteint. La figure 15 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années. L'augmentation en 2016 est due à la situation tendue de l'offre en Suisse durant l'hiver. Une comparaison sur plusieurs années montre que les coûts de la puissance de réglage ont diminué, sauf en 2016.

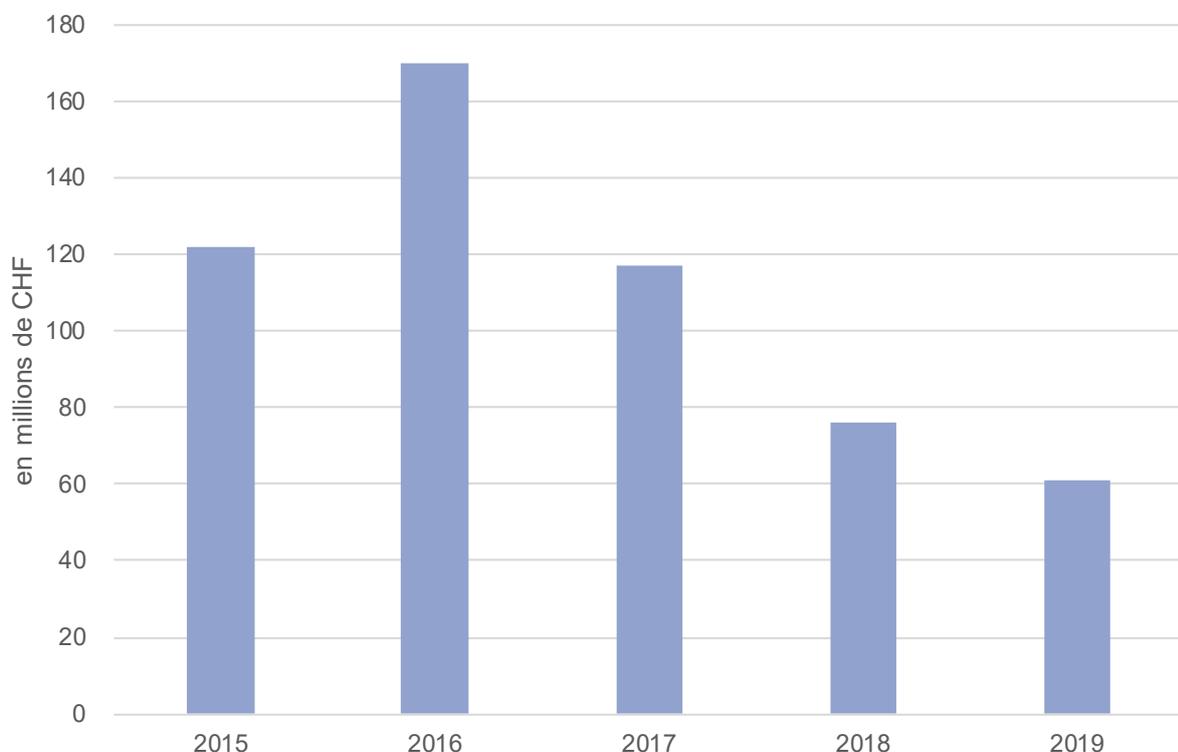
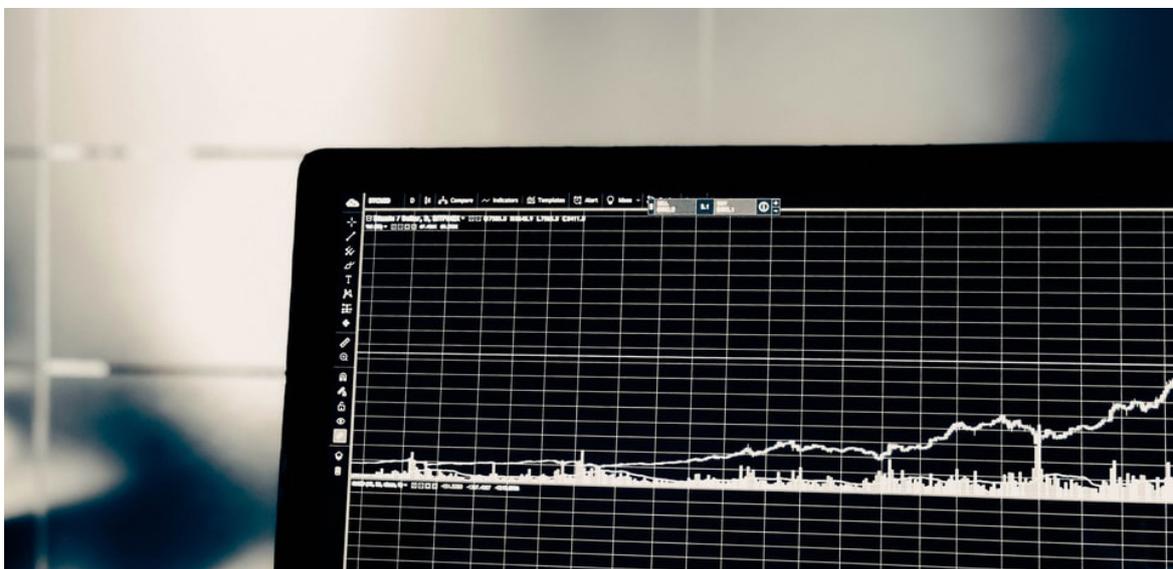


Figure 15 : Évolution des prix de la puissance de réglage entre 2015 et 2019

Depuis 2016, Swissgrid anticipe l'acquisition d'une partie de la puissance de réglage pour le printemps. Cela garantit d'une part la disponibilité des réserves d'eau et augmente d'autre part la sécurité de planification pour les exploitants des centrales à accumulation. L'acquisition anticipée est importante pour la gestion des risques et la compréhension de leurs rôles par les acteurs. Les coûts d'acquisition anticipée au cours de l'année sous revue se sont élevés à environ 16 millions de francs, étant comparables aux coûts de 2018 qui s'étaient élevés à 15 millions. Swissgrid a également ajusté l'acquisition de la puissance

de réglage secondaire au cours de l'année sous revue afin d'accroître les liquidités. Jusqu'à mi-2018, la puissance de réglage secondaire était achetée comme un produit symétrique. Cela signifie que le fournisseur devait offrir la même quantité de puissance de réglage secondaire positive et négative. En passant à un produit asymétrique, il est désormais possible pour le fournisseur d'offrir de la puissance de réglage secondaire, soit positive ou soit négative. Cela permet également à Swissgrid de se procurer la quantité correspondante de manière plus sélective.

5 Surveillance du marché



Le marché de gros de l'électricité en Suisse est surveillé par l'EiCom. La surveillance porte essentiellement sur la détection des manipulations de marché et des opérations d'initiés.

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

En matière de transparence et de surveillance des marchés, les travaux de l'EiCom se sont concentrés en 2019 sur la surveillance du marché de gros de l'électricité en Suisse et sur l'analyse des activités des acteurs suisses du marché dans l'Union européenne. L'EiCom a reçu onze déclarations d'opérations suspectes (Suspicious Trading and Order Reports - STOR) au cours de l'année 2019. Ces déclarations sont transmises à l'EiCom par les organes de surveillance des marchés organisés en cas d'anomalies concernant les acteurs suisses au marché. Ensuite, les informations sont examinées en détail et, si nécessaire, analysées avec des informations complémentaires disponibles à l'EiCom. En fonction des résultats de

ces analyses, des contacts directs sont pris avec les acteurs du marché pour clarifier les questions éventuelles. En outre, en raison de la faible liquidité du marché intraday suisse depuis l'introduction de XBID, plusieurs analyses ad hoc ont été réalisées à cet égard, en mettant principalement l'accent sur une éventuelle accumulation de capacités aux frontières suisses et sur le négoce de très petits volumes.

Le trading algorithmique prend de plus en plus d'importance dans l'économie énergétique. En raison de la fluctuation croissante et de la difficulté à prévoir l'injection d'électricité d'origine renouvelable, les acteurs du marché sont de plus en plus contraints de réajuster

constamment leur position en électricité sur le marché intrajournalier. En outre, la numérisation crée de nouvelles opportunités. Pour cette raison, l'ElCom a mené une enquête à ce sujet en août 2019. L'enquête a porté sur l'utilisation d'algorithmes sur le marché suisse de l'électricité et sur leur utilisation par les acteurs suisses sur les marchés de gros de l'électricité de l'UE. L'objectif de cette enquête était d'obtenir une vue d'ensemble de la présence des algorithmes de trading sur le marché de gros de l'électricité en Suisse. L'évaluation de l'enquête sera mise début 2020 à la disposition des entreprises ayant participé. Sur la base de ces résultats, l'ElCom publiera une communication sur le trading algorithmique.

En mai 2019, l'atelier sur la surveillance du marché s'est tenu pour la cinquième fois, l'événement se concentrant sur les différents aspects de la surveillance du marché dans l'économie énergétique en Suisse et en Europe. Au cours de l'atelier, certaines analyses de la section Surveillance du marché ont été présentées, tandis que des représentants des autorités de régulation allemandes et danoises ont donné un aperçu de leurs dossiers.

Le premier rapport de l'ElCom sur la transparence du marché a également été présenté au cours de l'atelier, avant d'être publié sur le site internet de l'ElCom. Le rapport donne un aperçu des principales activités de la section Surveillance du marché de l'ElCom et explique la surveillance du marché de gros de l'électricité sur la base d'analyses effectuées. Une rétrospective présente l'évolution annuelle

des prix sur les marchés spot et à terme ainsi que, entre autres, la production d'électricité en Suisse, en Allemagne et en France par type de production. La base de cette évaluation est constituée par les rapports hebdomadaires sur le marché spot et sur le marché à terme publiés par l'ElCom depuis 2018.

Comme la surveillance et l'intégrité du marché représentent un nouveau domaine pour les régulateurs de l'énergie, les échanges avec les organes de surveillance du marché rattachés aux autres régulateurs sont très importants. Dans ce contexte, des réunions de coordination ont été organisées en 2019 avec certaines autorités de surveillance du marché des pays voisins. La surveillance des marchés étant établie depuis un certain temps dans le secteur financier, deux séances ont également eu lieu avec la FINMA afin d'échanger des expériences méthodologiques.

Les activités internationales de la section Surveillance du marché dans le cadre du groupe de travail Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) du CEER se sont poursuivies en 2019. Une analyse très complète de la mise en œuvre et de l'étendue des activités de surveillance du marché des membres a été réalisée conjointement. Les résultats de l'enquête du CEER sur la mise en œuvre des exigences de transparence et d'intégrité du marché au niveau national confirment que la mise en œuvre globale de ces exigences progresse dans la plupart des États membres, variant d'un régulateur à l'autre.

5.2 Surveillance du marché – les chiffres de 2019

Fin 2019, 66 acteurs du marché étaient enregistrés auprès de l'ElCom. Les informations concernant leurs transactions en lien avec le marché de l'énergie dans l'UE ont été transmises via sept fournisseurs de données enregistrés, désignés comme « Registered Reporting Mechanism » (RRM) et rattachés à la base de données de l'ElCom. L'ElCom a obtenu les données fondamentales et les publications sur les informations d'initiés via ses propres interfaces, spécifiquement créées, avec le REGRT-E et la plateforme de transparence de l'EEX.

Le nombre de données transmises à l'ElCom continue d'augmenter depuis le début du reporting et la tendance s'est poursuivie en 2019. Au total, près de 39 millions de transactions (offres et contrats) ont été enregistrés, soit près de 70 % de plus que l'année précédente. Le changement significatif par rapport à 2018 s'explique dans une large mesure par l'augmentation du nombre de notifications sur les opérations à court terme. Ce chiffre a plus que doublé dans le secteur intraday. Alors qu'environ dix millions de transactions étaient enregistrés en 2018, ce nombre est passé à 22 millions en 2019. Deux millions de notifications supplémentaires sont dus au backloading de données effectué en 2019 concernant les réservations de capacités transfrontalières dans le cadre du négoce intraday. La forte augmentation des notifications serait également due à une troisième cause, à savoir l'utilisation accrue des algorithmes dans le commerce intraday.

Une proportion importante des notifications sur les données de transaction, environ 85 %, con-

cernait les contrats dits standard. Le rapport entre les offres et les contrats a légèrement changé, étant désormais de 3 à 1 (2018: 2,5 à 1). Comme l'année précédente, près de 90 % des contrats standard concernaient le marché spot. Les futures et forwards représentent donc moins de 10 %. Le nombre des contrats dits non standardisés n'a légèrement reculé, avec 3002 notifications par rapport à 3200 en 2018.

Les données fondamentales enregistrées dans la base de données de l'ElCom ont légèrement augmenté. En 2019, ce sont 4,7 millions de notifications qui ont été transmises à l'ElCom, soit un demi-million de plus. Ces données concernent avant tout l'injection d'énergie électrique produite par différents types de centrales et d'énergies renouvelables. Les capacités d'importation et d'exportation aux frontières respectives ainsi que les coupures planifiées ou non des centrales sont également prises en compte dans le système de monitoring.

Pour effectuer le monitoring de manière efficace et pertinente, il est indispensable de disposer de données de qualité et d'une vue d'ensemble complète. Afin de créer une base plus large pour les analyses effectuées, des données supplémentaires sont donc également prises en compte. Il s'agit, par exemple, des prix Settlement de l'EEX, des données de Météo-Suisse, d'informations sur les niveaux de remplissage des lacs d'accumulation et d'autres données au cas par cas. La prise en compte et l'interaction de toutes ces informations permettent d'effectuer un monitoring pertinent du marché de l'électricité.

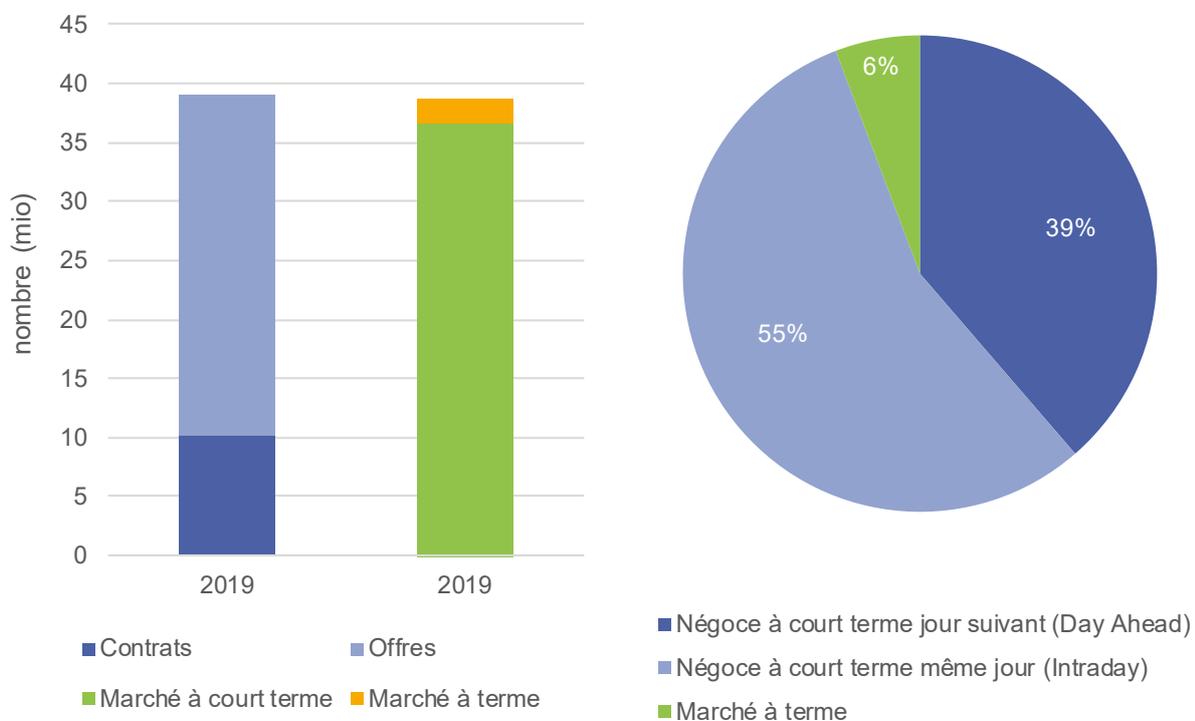


Figure 16 : Contrats standard pour 2019. À gauche : répartition des offres / contrats et marché à court terme et à terme en 2019. À droite : répartition en 2019 négoce à court terme le jour suivant / négoce à court terme même jour / marché à terme

5.3 Erreur de manipulation dans le cadre du marché day ahead

En juillet 2019, le marché suisse day-ahead a connu de singulières transactions. Un acteur du marché négociait un jour donné des quantités d'énergie nettement supérieures aux quantités qu'il négociait habituellement. L'ElCom a examiné cette anomalie dans le cadre de ses activités de surveillance du marché, suspectant une manipulation des prix.

À 11 heures, l'acteur du marché vendait de l'énergie pour le jour suivant lors des enchères day ahead suisses de la bourse EPEX. À midi, il rachetait la même quantité à perte lors des enchères day ahead allemandes et autrichiennes. L'analyse des courbes d'enchères de la vente aux enchères suisse a montré que la quantité négociée a fait baisser les prix.

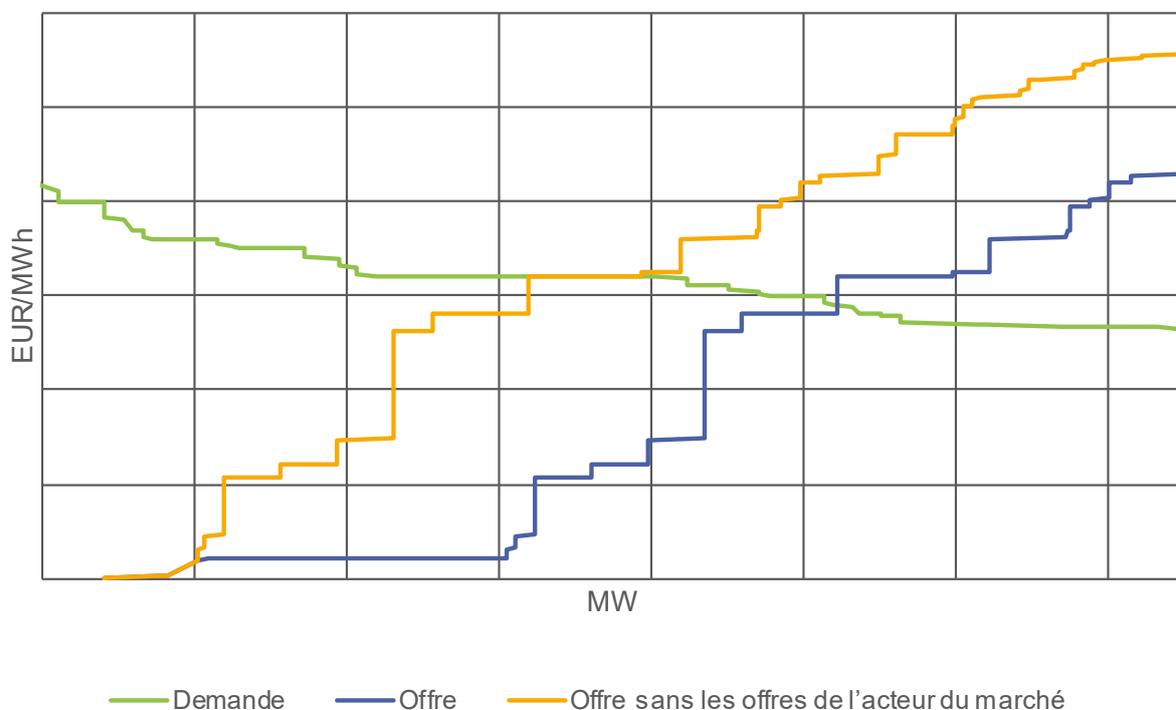


Figure 17 : Courbe de l'offre et de la demande d'une heure sélectionnée du jour concerné. Les offres de l'acteur du marché ont contribué à déplacer la courbe de l'offre vers la droite et ont fait baisser les prix.

Dans le cadre de l'analyse effectuée, l'acteur du marché a été interrogé sur son comportement. Il a pu démontrer de manière crédible qu'une entrée incorrecte dans ses systèmes de négoce avait occasionné une soumission involontaire sur le marché day-ahead en Suisse. L'offre aurait dû être soumise dans le cadre d'enchères pour un autre pays, qui étaient également proposées par la bourse EPEX. Étant donné que les masques de saisie

des offres pour ces deux marchés sont très similaires, cette erreur est compréhensible.

Selon l'ElCom, une manipulation des prix a bien eu lieu dans ce cas. Celle-ci était involontaire et a entraîné une perte pour l'acteur du marché concerné. Celui-ci a pris des mesures pour éviter qu'une telle erreur ne se reproduise à l'avenir. L'ElCom continuera de surveiller les offres suspectes.

5.4 Indice du marché intraday en Suisse

L'indice du marché intraday Suisse (IDM CH) est le prix de référence pour le marché intraday en Suisse. Il est calculé comme un prix pondéré en fonction du volume de toutes les transactions qui ont lieu sur ce marché pendant l'heure correspondante. En l'absence de transactions, l'indice IDM CH est égal au prix du marché day-ahead (prix de référence horaire établi lors de l'enchère day-ahead de la veille pour l'heure correspondante). Actuellement, il n'existe pas de seuil pour le calcul de l'indice en termes de volumes de transactions sur le marché intraday. Il est donc tout à fait possible qu'une seule transaction définisse l'indice du marché intraday suisse.

Depuis l'introduction de XBID en juin 2018, les volumes de transactions sur le marché intraday suisse ont fortement diminué. Les marchés illiquides sont plus susceptibles d'être manipulés, car il est possible d'obtenir des effets plus importants sur les prix

avec peu de moyens. Certains jours, les prix sur le marché intraday continu suisse se sont sensiblement écartés du prix du marché day-ahead. Ces jours-là, les prix horaires du marché intraday en Suisse étaient également très différents des prix du marché intraday dans les pays voisins.

Une analyse a montré qu'en 2019 (au total 8760 heures), pour 1505 heures (17 % des heures de l'année), l'indice a été calculé sur la base d'un volume de transactions intraday évoluant entre 0 MWh et 5 MWh. Le tableau 7 montre, pour ces 1505 heures, la répartition de la fréquence de l'écart de prix en pourcentage absolu entre l'indice du marché intraday suisse et le marché day-ahead suisse (mesuré par l'indice du marché day-ahead). Force est de constater que même avec le négoce de petits volumes, des différences de prix significatives peuvent être observées dans le négoce intraday.

Classe	Fréquence	Pourcentage cumulé %
0%	70	4.65%
5%	442	34.02%
10%	246	50.37%
30%	497	83.39%
50%	127	91.83%
100%	95	98.14%
250%	18	99.34%
500%	6	99.73%
et plus	4	100.00%

Tableau 7 : répartition de la fréquence de l'écart de prix en pourcentage absolu entre l'indice du marché intraday Suisse et le marché day-ahead Suisse (mesuré par l'indice du marché day-ahead), pour les heures où le volume des transactions intraday était inférieur à 20 MWh, mais où au moins une transaction a eu lieu.

En outre, on a en partie observé sur le marché intraday suisse une évolution par palier des prix, plutôt inhabituelle pour ce marché. Une analyse plus approfondie des transactions a révélé que certains acteurs du marché ont exécuté des ordres portant sur de très faibles volumes (0,1 MWh) à des prix nettement supérieurs au prix de référence du marché day-ahead pendant des périodes caractérisées par une très faible liquidité sur le marché intraday en Suisse.

L'examen des données fondamentales détaillées telles que des pannes de centrales, d'éventuelles variations de charge, des écarts liés aux énergies renouvelables ou les flux transfrontaliers n'a révélé aucun changement notable pour les jours concernés qui pourrait expliquer l'écart de prix entre les marchés day-ahead et intraday suisses et la différence de prix par rapport aux pays environnants.

L'existence de contrats avec des clients de distribution indexés sur le marché intraday suisse a été confirmée par différents acteurs du marché. Il s'agit donc d'une incitation à influencer l'indice du marché intraday dans une certaine direction.

Néanmoins, les acteurs du marché sont parfois contraints de clôturer même de plus petits volumes provenant des positions de distribution et de production. Sur un marché illiquide, cela se fait au prix disponible du moment, qui peut alors parfois s'écarter sensiblement du « Last Trade » ou du dernier prix de référence pour cette heure.

Dans ce contexte, l'ElCom a engagé des discussions avec les acteurs du marché concernés et a également conseillé à EPEX Spot d'introduire une valeur seuil pour le volume des transactions afin de déterminer l'indice du marché intraday suisse dans le cadre du calcul du prix moyen pondéré en fonction du volume. Ce n'est que lorsque ce seuil est atteint que l'indice suisse du marché intraday devrait être calculé. Sinon, cet indice est assimilé à l'indice du marché day-ahead. Cette mesure devrait permettre à l'indice du marché intraday suisse de revenir à une juste valeur, reflétant l'activité de négociation sur le marché intraday suisse et de ne pas être exposé aux fortes fluctuations pouvant être déclenchées par des transactions de faible volume non orientées vers le marché.

6 Affaires internationales



La conclusion d'un accord sur l'électricité est toujours incertaine. Dans la perspective des problèmes du marché et de la coopération entre la Suisse et l'UE, un accord serait bénéfique pour la Suisse.

Plus encore que les années précédentes, les affaires internationales sont marquées par la mise en œuvre dans l'Union européenne du troisième volet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie (en particulier les directives et les codes de réseau de l'UE) et par le programme « Clean Energy Package » (CEP) de l'UE qui contient de nouvelles lois spécifiques au secteur de l'électricité, qui ont été publiées au courant de l'été 2019. Ces nouvelles lois ne se contentent pas de remplacer le troisième volet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie, mais renforcent ses intentions d'ouvrir davantage le marché en faveur

des consommateurs et des énergies renouvelables. Leurs principaux effets seront visibles à partir de 2020 et dans les années suivantes. Avec les directives européennes et les codes de réseau, ce volet prévoit une réorganisation complète des marchés de l'énergie et influence ainsi les échanges transfrontaliers d'électricité dans presque tous ses aspects. En raison des étroites relations que la Suisse entretient avec ses pays voisins, ces changements sont d'une importance primordiale pour elle aussi bien pour la sécurité de l'approvisionnement que du point de vue économique.

6.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé à ceux des pays limitrophes par 41 lignes transfrontalières. Ces interconnexions sont essentielles à la sécurité d'approvisionnement et du réseau, ainsi qu'aux exportateurs suisses.

Les capacités d'importation et d'exportation disponibles étant limitées, l'art. 17, al. 1, LApEl prévoit de les attribuer selon des procédures axées sur des règles de marché, avec deux exceptions : d'une part pour les contrats à long

terme conclus avant le 31 octobre 2002, soit avant tout quelques contrats avec la France non encore échus ; d'autre part pour la production de centrales hydrauliques transfrontalières.

Ainsi, l'essentiel des capacités aux frontières suisses est alloué par enchères dites explicites, le droit de transport d'électricité et l'acquisition d'énergie étant octroyés séparément, par opposition aux enchères dites implicites, où le droit de transport est automatiquement attribué conjointement à la vente de courant en bourse au plus offrant.

Ces dernières années, l'UE a progressivement harmonisé les règles pour la gestion des interconnexions et des congestions, apportant de grands changements aux pratiques que les gestionnaires des réseaux de transport avaient développées, comme récemment la deuxième extension de 7 à 14 pays de l'UE (et à la Norvège) du « Single Intraday Coupling (SIDC) » en novembre 2019, ou une troisième extension à d'autres pays prévue pour fin 2020. Jusqu'à présent, la Suisse a été exclue de ces projets, bien que l'EICOM et Swissgrid s'impliquent en partie dans les discussions sur la gestion et la gestion de la congestion de la frontière nord de l'Italie.

Plus efficace, l'allocation implicite, aussi nommée couplage de marchés, est devenue la norme presque partout dans l'UE. Elle se renforce vu l'introduction progressive du couplage de marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling), qui identifie les congestions à l'intérieur d'un réseau afin d'y remédier par des investissements appropriés et d'éviter autant que possible de reporter ces congestions aux frontières en limitant les capacités d'interconnexions entre pays ou zones de prix.

L'UE, avec ACER, cherche en effet à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation,

afin de renforcer la concurrence et la sécurité d'approvisionnement. Cela implique d'éviter toute discrimination pénalisant les échanges commerciaux entre zones de prix ou pays par rapport à des échanges purement internes ou nationaux, les échanges commerciaux internationaux étant généralement dirigés en raison des différences de prix en bourse de la zone la moins chère vers la zone la plus chère.

À cette fin, le nouveau règlement de l'UE 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit une part minimale de 70 % de la capacité de toutes les lignes pour les échanges interzones.

Ceci implique de réduire les flux non planifiés : les flux physiques ne répondant pas systématiquement aux schémas des flux commerciaux planifiés, ils réduisent les possibilités d'échange aux frontières et nécessitent souvent de coûteuses interventions pour éliminer les risques qu'ils font peser sur le réseau (redispatch, etc.).

Pour ces raisons, la zone de prix formée par l'Allemagne (qui doit renforcer son réseau national), l'Autriche et le Luxembourg a été scindée en deux le 1er octobre 2018. En Autriche, cela a conduit à une augmentation des prix et à un litige, que la Cour de justice de l'UE a réglé le 24 octobre 2019 en refusant sur la base d'arguments de procédure la compétence de l'ACER pour cette attribution. Les conséquences de cette décision ne sont toujours pas claires.

Suite à l'échec du premier examen des zones d'enchères en 2018, le CEP exige l'ouverture d'un nouvel examen. Le CEP prévoit des délais courts et donne à l'ACER et à la Commission européenne un plus grand pouvoir de décision. Conformément aux nouveaux règlements de l'UE, une proposition formelle visant à modifier la répartition actuelle des « Bidding Zones », qui pourrait avoir lieu au

plus tôt en 2021, est basée sur des congestions structurelles et sur la valeur minimale de 70 % de capacité transfrontalière. L'UE prévoit des exceptions à ces aspects uniquement jusqu'en 2025 et sous de strictes conditions. Le rapport de surveillance du marché intérieur de l'électricité 2018 d'ACER (octobre 2019) souligne entre autres l'importance d'améliorer le calcul des capacités d'interconnexion pour favoriser à la fois l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement au plan européen tout en réduisant les effets négatifs des flux non planifiés.

Le rapport s'intéresse aussi à certaines évolutions propres à la Suisse, et notamment à la perte économique nettement moindre par rapport à 2017 et aux années précédentes que la Suisse subit dans l'utilisation de ses capacités d'interconnexion avec l'UE (40 millions d'euros au lieu des 80 à 120 les années précédentes). Ces pertes sont essentiellement dues au fait que la Suisse est exclue des mécanismes de couplage de marché instau-

rés dans l'UE tant qu'aucun accord bilatéral sur l'électricité n'aura été conclu. La baisse de 2018 est le résultat d'une nouvelle méthode de calcul de l'ACER, qui considère que l'effet présumé de capacités aux frontières plus élevées est favorable à des prix de gros en baisse grâce au couplage des marchés.

Malgré des aspects positifs, l'évolution des règles de l'UE, dans laquelle la Suisse n'est que partiellement intégrée, est susceptible de mener à davantage de congestions sur le réseau suisse, car les échanges commerciaux et flux physiques au sein et en dehors de l'UE en sont affectés, surchargeant de plus en plus fréquemment le réseau de Swissgrid. Dans la mesure du possible, l'ElCom et Swissgrid collaborent avec les autorités et les gestionnaires de réseaux de transport étrangers pour optimiser les capacités aux frontières. Il n'est cependant pas exclu que Swissgrid doive parfois limiter les capacités d'exportation et d'importation de courant afin de préserver la sécurité du réseau suisse.

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. Souvent dans ces centrales, des accords bilatéraux conclus de longue date entre la Suisse et les pays voisins règlent la répartition de l'énergie entre les États. Pour certaines de ces centrales, la répartition des quantités convenues contractuellement se fait à travers le réseau de transport transfrontalier. Les capacités sur ce réseau sont attribuées sous la forme de mises aux enchères. Le droit suisse accorde à

certaines centrales frontalières une priorité dans l'attribution des capacités de transport transfrontalières, c'est-à-dire une attribution gratuite de capacités en dérogation au principe d'acquisition par enchères.

Jusqu'à fin 2014, un accord de coopération existait entre Swissgrid et les propriétaires allemands du réseau de transport, qui incluait également les priorités prévues par le droit suisse dans le réseau de transport transfrontalier. Cet accord a été résilié fin 2014 par les gestionnaires allemands du réseau de trans-

port. Le nouvel accord de coopération, en vigueur depuis le 1er janvier 2015, ne règle pas les priorités. Les gestionnaires du réseau de transport et les autorités de l'Allemagne considèrent que l'octroi de priorité viole tant le droit européen que le droit allemand. Dans ce contexte, le Tribunal fédéral a considéré dans deux arrêts décisifs que l'octroi d'une priorité était devenu objectivement impossible en raison du manque de coopération avec les gestionnaires de réseau allemands. Swissgrid ne serait toutefois tenue de fournir des dommages-intérêts que si elle portait une part de responsabilité dans le refus des gestionnaires allemands du réseau de transport de conclure un contrat qui respecte les prio-

rités. L'EiCom est tenue d'évaluer maintenant les conséquences financières qu'implique l'impossibilité d'octroi de priorité dans le cadre de cinq procédures en suspens.

Depuis le 1er octobre 2017, une nouvelle disposition sur l'octroi de priorité pour les centrales électriques frontalières est en vigueur. Au cours de l'année sous revue, trois requêtes en octroi de priorité conformément à la nouvelle disposition étaient en suspens. Dans le cadre de ces procédures, l'EiCom devra décider comment elle traitera les priorités prévues par le droit suisse mais qui ne peuvent pas être concrétisées à la frontière allemande en raison de la résiliation de l'accord de coopération.

6.3 Merchant Lines

Les lignes marchandes (« Merchant Lines ») sont des lignes du réseau de transport transfrontalier sur lesquelles, en vertu d'une réglementation dérogatoire, aucun accès au réseau ne doit être accordé à des tiers. La capacité de ces lignes est certes assurée par les gestionnaires de réseau, mais leur utilisation revient à l'investisseur. Les exceptions accordées sont limitées dans le temps. À l'échéance du délai, la ligne devient propriété

de la société nationale du réseau de transport. Durant l'exercice, il y avait en Suisse deux lignes marchandes à la frontière italienne. Cependant, le délai d'exception d'une des lignes a expiré le 26 septembre 2019. Concernant l'autre ligne marchande, le Tribunal administratif fédéral n'a pas encore rendu d'arrêt quant au volume de capacité exempté de l'accès non discriminatoire par des tiers.

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). Swissgrid soumet à l'EiCom la demande quant à l'utilisation souhaitée. L'EiCom statue sur l'utilisation des produits des enchères (art 22, al. 5, let. c,

L'ApEI). De 2009 à 2012, environ 40 millions de francs ont été versés chaque année pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport. S'agissant des produits des enchères de 2013, il était prévu de les affecter en majeure partie au maintien et à l'extension de ce réseau. Étant donné que, ces dernières années, les investissements dans le réseau de transport n'ont pas pu être réalisés comme prévu, et compte tenu des conséquences financières de décisions judiciaires, Swissgrid a demandé que les produits des années 2013 à 2018 soient exclusivement utilisés pour réduire les tarifs du réseau. Conformément au rapport convenu en 2018 pour l'affectation des produits des enchères, Swissgrid a soumis en 2018 une proposition visant à affecter 35 % du produit des enchères en 2019 au maintien

et à l'extension du réseau de transport et 65 % à la réduction des coûts imputables.

Au cours de l'année sous revue, Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères en 2020. À l'avenir, 45 % des produits des enchères devront être utilisés pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 55 % pour la réduction des coûts imputables. L'EICom a rendu une décision sur l'utilisation des produits des enchères allant dans le sens de la demande.

La figure 18 indique la façon dont les produits des enchères ont été utilisés entre 2015 et 2019. Les valeurs 2019 sont prévisionnelles, car le décompte définitif n'était pas encore disponible à la clôture de la rédaction.

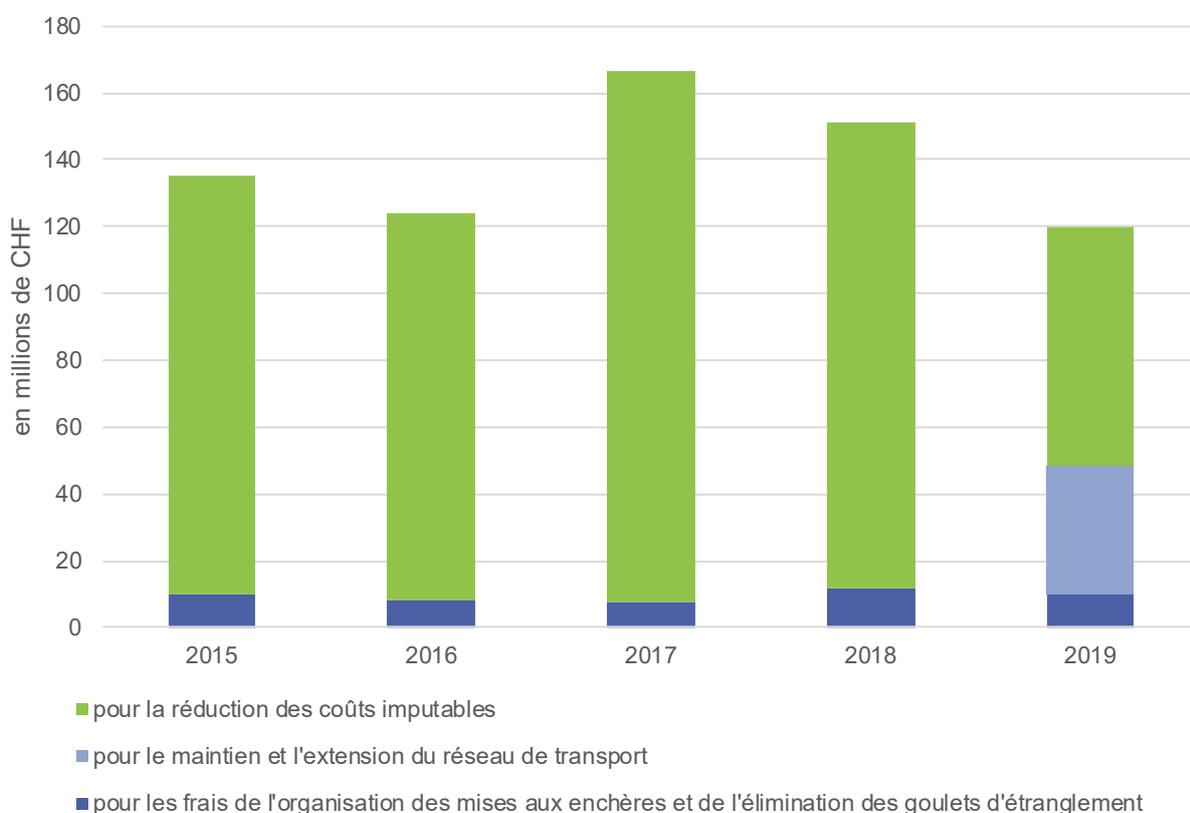


Figure 18 : Utilisation des produits des enchères de 2015 à 2019

6.5 Plateformes internationales pour l'énergie de réglage

L'énergie de réglage doit compenser les écarts à court terme entre la consommation et la production et constitue donc un élément essentiel de la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Avec le troisième volet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie, l'achat et l'utilisation de l'énergie de réglage deviennent systématiques au niveau international. Il devrait en résulter des prix d'achat parfois considérablement avantageux (et donc en fin de compte aussi pour le consommateur) et une meilleure protection contre d'éventuelles pénuries.

Pour cela, des plateformes commerciales informatiques ont été mises en place entre certains pays ou entre tous les pays concernés. La Suisse participe à toutes les plateformes en tant que membre ou observatrice. Les plateformes d'échange de puissance de réglage primaire (FCR) et Imbalance Netting (IN) sont déjà actives et en partie adaptées. La plateforme d'échange de puissance de réglage tertiaire (RR/TERRE) est opérationnelle depuis le 6 janvier 2020. Les deux plateformes restantes pour l'échange de puissance secondaire (aFRR, mFRR) se trouvent encore à un stade de développement précoce.

Le 27 juin 2019, la coopération FCR (Frequency Containment Reserve) entre des gestionnaires de réseaux de transport de Suisse, de Belgique, d'Allemagne, de France, d'Autriche et des Pays-Bas a fait un premier pas, couronné de succès, vers une nouvelle conception du marché par des enchères quotidiennes J-2 pour la FCR. La coopération FCR est la première coopération régionale à réaliser une harmonisation du marché selon la méthode prescrite par la Guideline on Electricity Balancing (EBGL). L'ElCom et d'autres régulateurs et groupes d'intérêt ont été impliqués. Cette coopération sert à l'acquisition de puissance de réglage primaire

dans le but d'acquiescer près de la moitié des capacités FCR dans la région synchrone européenne de 50 Hertz, de réduire les coûts d'acquisition et d'introduire des incitations initiales pour les nouveaux fournisseurs de puissance de réglage et les nouvelles technologies.

Dans ce cadre, un algorithme d'allocation complexe a été développé, qui prend en compte différentes zones de prix et contraintes, calcule un système de tarification marginale (marginal pricing) et réduit la longueur du produit d'une semaine à un jour. Il est même prévu d'introduire des tranches de quatre heures pour les produits en juillet 2020. À l'avenir, l'heure de clôture du marché sera encore plus proche du temps réel.

La participation de la Suisse à ces trois dernières plateformes (RR/TERRE, aFRR et mFRR) est soumise à une réserve légale de l'UE, selon laquelle la Commission européenne décide de la participation sur la base des prises de position du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité REGRT-E et de l'agence européenne ACER. Le REGRT-E a rendu un avis favorable en 2017 et l'ACER en 2018. La Commission européenne ne s'est pas encore prononcée et est sans aucun doute influencée par les discussions relatives aux modalités du Brexit et de l'accord-cadre entre la Suisse et l'UE.

L'ElCom a l'intention de participer à ces plateformes, car elle considère qu'une non-participation comporte des risques considérables, notamment sous la forme de flux d'électricité importants non planifiés apparaissant brusquement dans le réseau suisse et pouvant y provoquer des surcharges et des pannes. De telles pannes locales peuvent s'étendre directement à toute la région entourant la Suisse en raison du réseau étroitement interconnecté.

6.6 Instances internationales

L'Union européenne a conclu et mis en œuvre de vastes révisions législatives initiées fin 2016 dans la foulée de l'Accord de Paris sur le climat (« Énergie propre pour tous les Européens ») et qui permettront notamment de poursuivre l'intégration et le renforcement du marché intérieur de l'électricité de l'UE au cours de la période 2020-2030/2035.

Ce « Clean Energy Package (CEP) » de l'UE est destiné à profiter aux consommateurs, à la transition énergétique et à la sécurité de l'approvisionnement. Il influence l'organisation du marché de l'électricité. Cela s'applique en particulier au nouveau règlement (UE) n° 2019/943 (ancien n° 714/2009) publié en juin 2019 et applicable à partir du 1er janvier 2020, à la directive 2019/944 (ancienne 2009/72) concernant le marché intérieur de l'électricité, au nouveau règlement (UE) n° 2019/942 (ancien n° 713/2009) instituant l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et au règlement n° 2019/941 (ancienne directive 2005/89/CE) pour la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

Les nouvelles lois européennes renforcent l'intégration du marché intérieur de l'électricité, intensifiée dès 2009 déjà au sein de l'UE. En outre, les centres de coordination régionaux seront modernisés. Ils devront être opérationnels d'ici juillet 2022. Ces centres, également appelés « RCC - Regional Coordination Centers », doivent soutenir un système électrique sûr, fiable et efficace et effectuer des calculs de capacité et des analyses de sécurité. Ils remplaceront les actuels « RSC – Regional Security Coordinators » dont Swissgrid est actuellement membre de TSC-Net Services. Le mode de transformation des RSC en RCC sera déterminé en 2020.

En outre, la directive (UE) n° 2018/2001 relative à la promotion et à l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables remplacera l'actuelle directive 2009/28 à partir du 1er juillet 2021. Il s'agit d'un pilier essentiel de la stratégie européenne visant à maintenir la compétitivité de l'UE sur le marché mondial de l'énergie et à réduire les émissions de CO₂ d'ici 2030 et jusqu'en 2050.

Toutes ces lois, dont la mise en œuvre au sein de l'UE a commencé dès 2019, prévoient des périodes de transition assez courtes afin de donner les impulsions souhaitées entre 2020 et 2021. Elles influencent la conclusion éventuelle d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, lequel était encore gelé en 2019. L'UE encourage ses propres États membres ainsi que les pays tiers à accélérer le changement environnemental et la transition énergétique, notamment par des réformes du marché.

Depuis les élections européennes de mai 2019, la transformation à long terme de l'économie et de la société européennes est devenue encore plus centrale et importante pour l'UE. Le nouveau Parlement européen, le Conseil de l'UE et la nouvelle Commission européenne, dirigée par Ursula von der Leyen, souhaitent promouvoir l'efficacité de la politique climatique et énergétique de l'UE. C'est pourquoi un « Green Deal European » a été présenté en décembre 2019, qui est considéré comme une stratégie de croissance vers la neutralité climatique de l'UE (horizon 2050) et qui soutiendra les développements politiques et juridiques ultérieurs en 2020. Parallèlement, les pays de l'UE doivent présenter des plans en matière d'énergie et de climat, comprenant des réformes cohérentes de leurs propres marchés nationaux de l'énergie. D'autre part, des initiati-

ves juridiques et réglementaires devraient permettre d'optimiser le couplage sectoriel entre le gaz et l'électricité et leurs synergies.

Le mandat du directeur, Alberto Pototschnig, en fonction depuis la fondation de l'ACER, a pris fin le 31 décembre 2019 et son successeur, Christian Zinglensen, le remplacera à partir du 1er janvier 2020 pour un mandat de cinq ans. L'ECom a un statut d'observatrice au sein de l'« Electricity Working Group » d'ACER et de ses sous-groupes. Dans ces organes, ainsi que dans les groupes régionaux qui mettent en œuvre les codes de réseau de l'UE, l'ECom coordonne et représente autant que possible les intérêts de la Suisse, bien qu'elle ne participe pas à des projets tels que le Single Intraday Coupling (SIDC). Cette coopération est d'une importance primordiale du point de vue de la sécurité du réseau suisse.

Depuis 2012, l'ECom bénéficie du statut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Le CEER et l'ACER visent à renforcer le rôle des régulateurs, d'une part, et à soutenir la mise en œuvre de la législation européenne pour les secteurs du gaz et de l'électricité et le « pacte vert européen », d'autre part, ainsi que le couplage sectoriel des énergies du gaz et de l'électricité qui se complètent et la décarbonisation à long terme de l'économie européenne. Dans ce contexte, l'ACER et le CEER ont publié un document conjoint intitulé « Bridge Beyond 2025 Conclusions Paper » (novembre 2019).

En attendant, le CEER poursuit sa stratégie 2019-2021, dont les principaux éléments sont la promotion de la numérisation, la décarbonisation et la régulation dynamique du secteur du gaz et de l'électricité au profit des consommateurs.

Le Brexit ayant été reporté du 29 mars 2019 au 31 janvier 2020 et les futures relations entre l'UE et le Royaume-Uni étant en cours de négociation pendant la période transitoire jusqu'au 31 décembre 2020, le régulateur britannique, l'Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), s'est vu accorder un statut temporaire au sein du CEER jusqu'au 31 décembre 2020. Ainsi, malgré les incertitudes causées par le Brexit, le Royaume-Uni peut toujours être considéré comme un membre à part entière.

En 2019, l'ECom a participé avec l'OFEN et Swissgrid aux travaux du Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) visant notamment à garantir la sécurité du réseau durant la période hivernale ainsi que la répartition des coûts de re-dispatching. Elle participe aux discussions relatives à l'évolution de la gestion de capacités aux frontières du nord de l'Italie. L'ECom revêt un statut d'observatrice au forum européen de réglementation de l'électricité, dont l'unique réunion en 2019 a servi à débattre des défis posés par l'intégration du marché intérieur européen de l'énergie. L'ECom n'a guère été active dans la coopération avec le « Réseau OCDE des régulateurs économiques » (NER).

7 Perspectives

La législation relative à l'énergie et à l'approvisionnement en électricité est en constante évolution. Pour l'ElCom, cela signifie que les questions juridiques qui ont été clarifiées lors de longues procédures judiciaires se poseront à nouveau et que, le cas échéant, de nouvelles procédures suivront (p. ex, concernant la priorité des fournitures d'énergie provenant de centrales frontalières ou la rétribution de reprise de l'électricité dans le réseau). Il est donc important que les dispositions transitoires définissent clairement quel droit s'applique à quel état de fait.

Dans le cadre de la libéralisation du marché du gaz, l'Office fédéral de l'énergie a ouvert à l'automne 2019 la procédure de consultation sur une loi relative à l'approvisionnement en gaz. Le projet de consultation prévoit que l'ElCom sera rebaptisée Commission de l'énergie et qu'elle contrôlera également le respect de la loi sur l'approvisionnement en gaz. L'ElCom a publié sur son site internet sa prise de position relative au projet mis en consultation. Elle estime qu'il est correct d'instaurer une congruence avec l'approvisionnement en électricité et d'assumer également la responsabilité de la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement dans le secteur du gaz.

En 2020, l'une des questions-clés sera le contrôle de la mise en œuvre de la directive 2/2019 sur la réduction des différences de couverture.

L'ElCom a déjà attiré l'attention sur le fait que les différences de couverture doivent être réduites dans un délai de trois ans. En outre, elle a réaffirmé qu'aucun déficit ne peut être cumulé dans le but de constituer des réserves ou que les différences de couverture ne doivent pas être utilisées de manière abusive comme instrument de financement. Les évaluations des données de comptabilité analytique soumises par les gestionnaires de réseau au 31 août 2019 ont montré que les gestionnaires de réseau ne se sont pas tous conformés à l'exigence de l'ElCom de réduire davantage les différences de couverture. Pour cette raison, d'autres contrôles seront envisagés dans les mois à venir.

En ce qui concerne les règles relatives à l'exploitation interconnectée, des négociations seront menées en 2020 afin de tenir compte de la sécurité du réseau suisse dans l'exploitation internationale interconnectée (accord SAFA). Il s'agit de calculer et de déterminer les capacités d'importation et d'exportation, la coordination et le financement des mesures de redispatching étant aussi concernés.

En outre, les valeurs de référence pour la conception du marché de l'électricité seront présentées en 2020 dans le cadre des révisions de la LEnE et de la LApEl. Il doit en résulter des incitations pour le maintien d'une production indigène (hivernale) suffisante, que l'ElCom réclame depuis un certain temps déjà.

8 À propos de l'ElCom



La commission (de gauche à droite) : Carlo Schmid-Sutter (Président), Christian Brunner, Laurianne Altwegg (Vice-présidente), Dario Marty, Sita Mazumder, Matthias Finger, Andreas Stöckli

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'élec-

tricité 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.

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 en matière d'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. 6'650 km | niveau de réseau 3 – env. 8'700 km | niveau de réseau 5 – env. 45'000 km | niveau de réseau 7 – env. 145'000 km (lignes aériennes et câbles, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : niveau de réseau 2 – 145 | niveau de réseau 4 – 1'143 | niveau de réseau 6 – env. 59'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau : 3,5 milliards de francs

Investissements annuels : environ 1,4 milliards de francs

Consommation annuelle d'électricité : 58 TWh

Production : 68 TWh

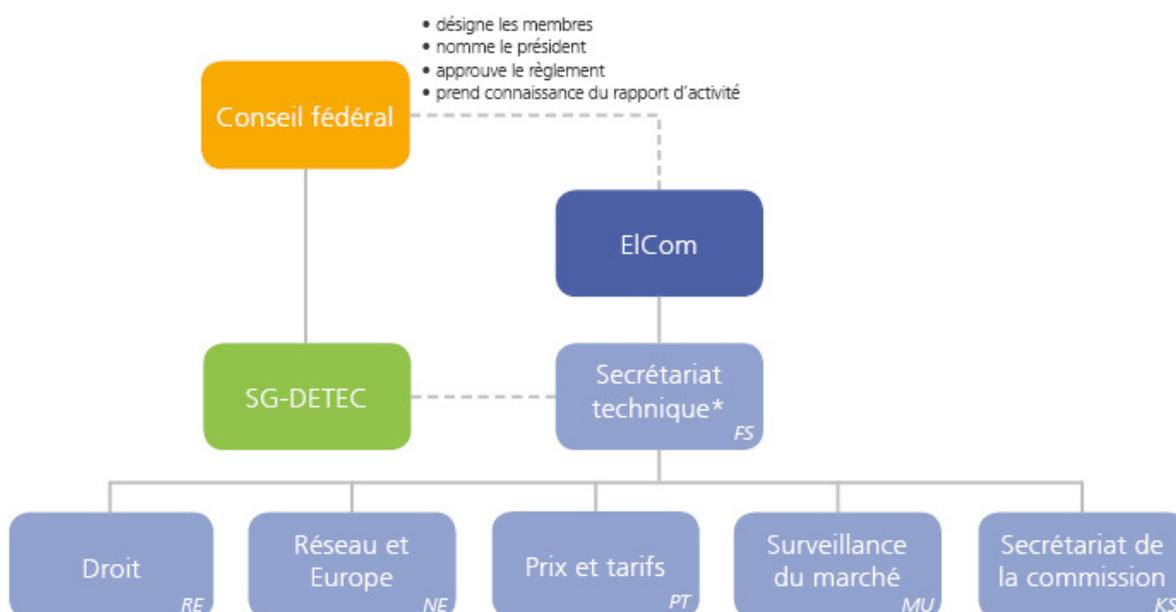
Importation d'électricité : 31 TWh | **Exportation d'électricité :** 33 TWh

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). L'ElCom vérifie la légalité des redevances perçues ;
- Elle contrôle les tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux captifs (approvisionnement de base, ménages et autres consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh) 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 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 19 : Organigramme de l'ECom

8.1.1 Commission

Les sept membres de l'ECom 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-présidente :

- Laurianne Altwegg (depuis 2015) : lic. en sciences politiques, responsable des dossiers agriculture, environnement et énergie à la Fédération romande des consommateurs (FRC)

Membres :

- Christian Brunner (depuis 2014) : ing. dipl. el. EPFZ, ancien directeur de l'Unité réseaux d'Alpiq
- Matthias Finger (depuis 2007) : Dr en sciences politiques, professeur de management des industries de réseaux à l'EPFL
- Dario Marty (depuis le 2018) : ing. dipl. el. HES, ancien directeur de l'ESTI
- Sita Mazumder (depuis 2018): Dr oec. publ., professeur d'économie et d'informatique au département information de la Haute école de Lucerne
- Andreas Stöckli (depuis 2019): Avocat, dr en droit, titulaire de la chaire de droit constitutionnel et administratif à l'Université de Fribourg

Sous-commissions

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

Prix et tarifs

- Sita Mazumder (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Andreas Stöckli

Droit

- Andreas Stöckli (pilotage)
- Lauriane Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Dario Marty (pilotage)
- Lauriane Altwegg
- Christian Brunner
- Matthias Finger

Relations internationales

- Christian Brunner (pilotage)
- Matthias Finger
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

Surveillance du marché

- Matthias Finger (pilotage)
- Christian Brunner
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Démissions et nominations

Au cours de l'année sous revue, Carlo Schmid-Sutter, le président de longue date de l'ECom, a annoncé sa démission pour fin 2019. Carlo Schmid-Sutter a présidé l'ECom depuis sa création en 2007. Sa démission est liée à la limitation de la durée de fonction. Le Conseil fédéral a nommé Werner Luginbühl pour lui succéder. Conseiller d'État et conseiller aux États durant de nombreuses années, M. Luginbühl occupera la fonction de président de l'ECom à compter du 1er mars 2020.

Outre M. Schmid-Sutter, MM. Matthias Finger et Christian Brunner ont également annoncé leur démission. Professeur à l'EPFL, Matthias Finger était également membre de l'ECom depuis sa fondation en 2007. Le Conseil fédéral a nommé Mme Katia Delbiaggio pour lui succéder. Mme Delbiaggio est professeur d'économie à la Haute école spécialisée de Lucerne et rejoindra l'ECom à partir du 1er janvier 2020.

Christian Brunner se retirera de ses fonctions à la fin du mois de juin 2020. L'ingénieur électrique HES est membre de l'ECom depuis 2014. Le Conseil fédéral a nommé Felix Vontobel pour lui succéder. M. Vontobel est également ingénieur électricien et travaille chez Repower AG depuis 1987. Il prendra ses fonctions au sein de l'ECom le 1er juillet 2020.

Représentation des sexes et des régions linguistiques

L'ECom se compose de deux femmes et de cinq hommes ; les femmes sont donc représentées à 29 %. Pour ce qui est de la répartition des régions linguistiques, cinq membres sont germanophones et deux sont francophones.

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 la commission sur le plan administratif. Au 31 décembre 2019, le Secrétariat technique comptait 44 collaborateurs (dont 3 stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 38,9 postes en équivalents

plein temps (« Full-time equivalents EPT »). Les femmes sont au nombre de 17 et les hommes 27. La part des femmes est de 38 %. L'âge moyen est de 43,3 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- Italien : 2 collaborateurs
- Français : 5 collaborateurs
- Allemand : 37 collaborateurs

Au cours de l'année sous revue, Stefan Burri, qui dirigeait depuis longtemps la section des prix et des tarifs, est décédé de manière totalement inattendue lors d'une randonnée à ski. En Stefan Burri, le secrétariat technique de l'ElCom a perdu un économiste très doué, un responsable hiérarchique loyal et disponible et un collègue extrêmement sympathique.



**Chef du Secrétariat technique
(44 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)**

Barbara Wyss
dr en économie



**Section Surveillance du marché
(5 collaborateurs)**

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



**Section Droit
(11 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



**Section Secrétariat de la commission
(7 collaborateurs)**

Simon Witschi
M.A.

8.2 Finances

Un budget de 11,7 millions de francs était à la disposition de l'ElCom durant l'année sous revue. Les dépenses effectives se sont élevées à 10,3 millions de francs. Ce montant a englobé l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris les dépenses supplémentaires induites par la mise en place des systèmes informatiques de la surveillance du marché, des charges supplémentaires dans le domaine de la sécurité

de l'approvisionnement en électricité et les projets en lien avec le remplacement des systèmes informatiques existants.

Quant aux recettes, elles ont atteint 4,9 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 2019

La dixième édition du Forum de l'ElCom a eu lieu le 15 novembre au Centre des congrès de Bâle. Environ 300 personnes du secteur de l'énergie ont assisté à des présentations et à des discussions consacrées à dix années de régulation du marché de l'électricité. Des orateurs de haut rang issus de l'industrie, de l'administration et des sciences ont dressé un bi-

lan du secteur régulé de l'électricité en Suisse et ont abordé les principaux défis qu'il conviendra de relever dans les années à venir.

Le prochain Forum ElCom aura lieu le 13 novembre 2020 au Centre Culture et Congrès de Lucerne.

Séances d'information pour les gestionnaires de réseau

Tout comme les années précédentes, l'ElCom a organisé au printemps 2019 en divers endroits de Suisse au total six séances d'information à l'intention des gestionnaires de réseau. Les principaux sujets abordés étaient la fixation des tarifs, la comptabilité analytique, la cybersécurité, les prix du marché de l'élec-

tricité et les derniers développements de la politique énergétique de l'OFEN. 600 personnes ont participé à ces séances. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces séances ont à nouveau constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

Atelier sur la surveillance du marché

Comme les années précédentes, la section Surveillance du marché de l'ElCom a organisé en 2019 un atelier à Berne, consacré aux

développements que connaît actuellement la surveillance des marchés de gros de l'énergie en Suisse et en Europe.

9 Annexe

9.1 Statistique des affaires traitées

L'année 2019 a dénombré un total de 228 nouveaux cas, dont 117, soit 51 %, ont pu être réglés au cours de l'année sous revue. Au total, 314 cas ont pu être réglés en 2019. En 2019, le nombre de cas des années précédentes, notamment de 2017, a de nouveau pu être réduit massivement. Les demandes simples arrivent au moyen du formulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom ou par courriel et traitent de questions de routine.

Elles sont généralement traitées en quelques heures ou quelques jours, et ne donnent lieu à des procédures que dans quelques rares cas. En 2019, l'ElCom en a reçu 408. À 14 exceptions près, ces demandes ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 97 %). Au total, 131 décisions ont été rendues au cours de l'année sous revue. Une grande partie d'entre elles concernait des requêtes pour des renforcements de réseau.

Type d'affaire	Reportées des années précédentes	Introduites en 2019	Réglées en 2019	Reportées en 2020
Plaintes spécifiques sur les tarifs	21	27	40	8
Rétribution de l'injection à prix coûtant	16	0	16	0
Renforcements du réseau	68	91	138	21
Autres cas	92	110	120	82
Total	197	228	314	111
Questions ordinaires	9	408	403	14
Total, questions ordinaires incluses	206	636	717	125

Tableau 8 : Statistiques des affaires traitées par l'ElCom en 2019

9.2 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 22 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.

9.3 Publications

Directives

08.03.2019	Renforcement de réseau
27.03.2019	Différences de couverture
27.03.2019	WACC de la production

Communications

16.04.2019	Tarifcation pour consommateurs captifs
29.05.2019	Modifications du régime applicable au système de mesure valables dès le 1er juin 2019
18.06.2019	Mise jour : Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050
26.06.2019	Notice explicative des obligations pour les producteurs
19.12.2019	Consultation relative au projet de loi sur l’approvisionnement en gaz - prise de position de l’ElCom (uniquement en allemand)

Rapports et études

02.04.2019	Cyber sécurité 2019 - Rapport de l’ElCom
21.05.2019	Transparence du marché 2018 - Rapport de l’ElCom
05.08.2019	Rapport final du groupe de travail « Responsabilité de la sécurité de l’approvisionnement en électricité »
06.06.2019	Rapport d’activité de l’ElCom 2018
27.08.2019	Puissance et énergie de réglage 2018

9.4 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 de coopération des régulateurs de l'énergie UE (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
AES	Association des entreprises électriques suisses
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
Blockchain	Liste extensible de séquences de données reliées entre elles au moyen de techniques cryptographiques
BT	Basse tension
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CEP	Clean Energy Package
CERT	Computer Emergency Response Team
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CN	Centrale nucléaire
Consommateurs finaux	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.
CORE	La région de calcul de la capacité CORE réunit les anciennes régions CWE (Europe du centre-ouest) et CEE (Europe du centre-est)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication

EEX	European Energy Exchange
ElCom	Commission fédérale de l'électricité
Énergie de réglage	Énergie pouvant être utilisée soit automatiquement, soit par le biais de 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
EPEX	European Power Exchange
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
FPE	Forum pentalatéral de l'énergie
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.
Gestion du bilan 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 mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
GR	Gestionnaire de réseau
HT	Haute tension
ICT	Information Communications Technology
IDM / IDM CH	Index Intraday Market / Intraday Market Index Suisse
IN	Inbalanced Netting

km terne	Un terne (km terne) comprend plusieurs conducteurs (p. ex. 1 km avec conducteurs triphasés ou monophasés = 1 km). Pour les lignes en câbles, un kilomètre décrit la longueur absolue du câble. Pour les lignes aériennes, un conducteur triphasé correspond à un terne (cf. document AES Evaluation des réseaux de distribution suisses, Édition 2007).
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
kWp	Kilowatt-crête
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
Médiane	Valeur au milieu d'une série de données classées par taille. Cela signifie que l'une des deux moitiés de toutes les observations est plus petite que la valeur médiane et l'autre plus grande. (Contrairement à la valeur moyenne, la médiane est stable par rapport aux valeurs aberrantes)
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavoltampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
Net Transfer Capacity	(NTC) 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.
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEnE	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique

OT	Operational Technology
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
PV	Photovoltaïque
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
Régulation cost-plus	Régulation à prix coûtant majoré : méthode de régulation tarifaire selon laquelle chaque opérateur de réseau calcule les coûts d'exploitation, y compris un bénéfice raisonnable, sur la base de ses propres coûts. Cela correspond à la régulation tarifaire en vigueur en Suisse. En revanche, la régulation incitative est calculée sur les coûts qu'un gestionnaire de réseau efficace devrait supporter dans la zone de desserte concernée.
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.
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 de l'injection à prix coûtant
RRM	Registered Reporting Mechanism
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.
SIDC	Single Intraday Coupling
STOR	Suspicious Trading and Order Report
TSO	Transmission System Operator
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
XBID	Cross-Border Intraday Market Project
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.

