



Rapport d'activité de l'ElCom 2023



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

ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (page 1, 6, 11, 30, 90, 94, 104)
BKW Energie AG (page 12)
Axpo Holding AG (page 44)
iStock (page 66, 78)

Tirage

D: 40, F: 20, I: 10, E: 10

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2024

Table des matières

1	Avant-propos du président	6
2	Entretien avec le directeur.....	10
3	Sécurité de l’approvisionnement.....	12
3.1	Introduction	12
3.2	La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives	12
3.2.1	Rétrospective de l’hiver 2022/2023	13
3.2.2	Autres événements survenus en cours d’année	19
3.3	Réserve d’hiver	20
3.3.1	Réserve hydroélectrique	20
3.3.2	Réserves complémentaires	21
3.4	Flux non planifiés.....	21
3.5	Cybersécurité.....	22
3.6	Qualité de l’approvisionnement.....	23
3.6.1	Disponibilité du réseau	23
3.6.2	Capacité d’importation	24
3.6.3	Capacité d’exportation	25
3.6.4	Rénovation des installations de production d’énergie décentralisées.....	26
3.7	Services-système.....	27
4	Réseaux	30
4.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	30
4.2	Développement et planification des réseaux	34
4.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	34
4.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution	35
4.2.3	Participation aux PSE et PAP	36
4.3	Investissements dans l’infrastructure de réseau	36
4.3.1	Investissements dans le réseau de transport.....	36
4.3.2	Investissements dans le réseau de distribution	37
4.3.3	Taux d’intérêt théorique WACC Réseau	38
4.4	Renforcements de réseau	39
4.5	Stockage par batterie	41
4.6	Prise en charge des coûts par les différents acteurs.....	42
5	Marché suisse de l’électricité.....	44
5.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses.....	44
5.2	Accès au marché et taux de changement.....	46
5.3	Approvisionnement de base et consommation propre	47
5.4	Tarifs du réseau de transport	48
5.5	Tarifs du réseau de distribution	50
5.5.1	Hausse des tarifs en 2024.....	50
5.5.2	Tarifs moyens pour un ménage type en 2024.....	52
5.6	Structure des recettes/revenus du réseau de distribution	56
5.7	Activités de l’ElCom en rapport avec les tarifs élevés de l’électricité en 2024	56
5.8	Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec EDES	58
5.9	Vérifications des tarifs.....	58
5.9.1	Réduction des découverts de couverture	58
5.9.2	Vérifications des tarifs de réseau.....	59
5.9.3	Vérifications des tarifs de l’énergie.....	60
5.10	Régulation Sunshine.....	61
5.11	Systèmes de mesure.....	62
5.12	Rétribution de reprise de l’électricité	65

6	Surveillance du marché.....	66
6.1	Évolutions des prix sur le marché de gros en 2023	66
6.2	Transparence sur le marché de gros de l'électricité	68
6.3	Surveillance du marché : les chiffres de 2023.....	69
6.4	Expériences après une année de LFiEl.....	72
6.5	Plus de transparence sur la place de marché suisse – LSTE	73
6.6	Répercussions du règlement REMIT 2 sur les acteurs suisses du marché.....	75
6.7	Nouvelle conception du marché dans l'UE	76
7	Affaires internationales.....	78
7.1	Gestion des congestions.....	78
7.2	Merchant lines.....	79
7.3	Centrales frontalières	80
7.4	Produits des enchères	80
7.5	Plateformes internationales pour l'énergie de réglage.....	82
7.6	Instances internationales	83
8	Perspectives	88
9	À propos de l'ElCom.....	90
9.1	Organisation et personnel	92
9.1.1	Commission.....	92
9.1.2	Secrétariat technique	93
9.2	Communication et principe de transparence dans l'administration.....	94
9.3	Finances	95
9.4	Manifestations.....	95
10	Annexe	96
10.1	Statistique des affaires traitées	96
10.2	Statistique des séances.....	96
10.3	Publications	97
10.4	Glossaire	98

1 Avant-propos du président



Werner Luginbühl
Président de l'ElCom

Sécurité de l'approvisionnement

Au terme d'une année marquée par la crise énergétique et l'éventualité redoutée d'une situation de pénurie, la situation de l'approvisionnement et les marchés se sont nettement apaisés en 2023. La meilleure disponibilité des centrales nucléaires en France, le bon niveau de remplissage des réserves de gaz, le développement des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) et des énergies renouvelables, ainsi que la baisse de la demande en électricité et en gaz en Europe ont contribué à cette évolution.

En Suisse, c'est avant tout la réserve d'hiver constituée par les centrales hydrauliques et thermiques qui a permis d'améliorer la résilience de l'approvisionnement. La crise serait-elle donc terminée ? Est-il possible de revenir aux affaires courantes ?

Non, il est trop tôt pour lever l'alerte. À court terme, des impondérables subsistent, en lien par exemple avec les tensions géopolitiques et leur influence sur le marché global du GNL. Combinée à des températures durable-

ment et exceptionnellement basses, la situation pourrait de nouveau s'aggraver.

Dans les années à venir, le gaz restera déterminant pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Europe et la formation des prix sur le marché de l'électricité. Les centrales à gaz constituent en quelque sorte l'épine dorsale de la sécurité de l'approvisionnement. Même si leur exploitation est appelée à reculer du fait du développement des énergies renouvelables, elles restent importantes pour couvrir avec flexibilité les pics de demande et les périodes avec moins de vent et de soleil. Avec l'augmentation prévisionnelle des possibilités d'importation de GNL en Europe et la croissance escomptée des possibilités d'exportation à l'échelle internationale, la situation de l'approvisionnement devrait continuer à se stabiliser vers 2025.

La Suisse peut bien entendu profiter de cette situation, car le négoce transfrontalier d'électricité contribue aujourd'hui et contribuera demain de manière décisive à la sécurité de l'approvisionnement. Il n'en reste pas moins que des mesures sont nécessaires. Alors que la demande en électricité augmentera sensiblement au cours de ces prochaines années en raison de la décarbonation, de grandes incertitudes subsistent quant à l'ampleur et au rythme du développement des énergies renouvelables dans le pays.

Afin d'assurer un minimum de résilience et de maintenir les importations à un niveau responsable, la Suisse doit augmenter rapidement et nettement sa capacité de production au cours du semestre d'hiver. Cela doit passer en premier lieu par l'accélération massive du développement des énergies renouvelables. L'acte modificateur unique ainsi que les offensives solaire et éolienne créent des conditions importantes à cet effet. Il devra s'ensuivre des décisions

d'accélération efficaces dans les domaines de la production et des réseaux.

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a mis à jour ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. L'analyse de la stabilité de l'approvisionnement en 2025 a été revue avec des scénarios adaptés, et les calculs relatifs à la capacité de production hivernale jusqu'en 2035 ont été actualisés sur la base des nouvelles prévisions concernant la durée de vie des centrales nucléaires, la demande en électricité et le développement des énergies renouvelables. Sur cette base, l'ElCom recommande, en plus du développement des énergies renouvelables, de recourir aux centrales à gaz (qui pourraient également fonctionner au fioul) pour garantir l'approvisionnement à moyen terme. En raison des grandes incertitudes, il conviendra de procéder par étapes et de réévaluer en permanence l'évolution de la situation afin d'ajuster, au besoin, la constitution des réserves.

Sur le plan climatique, les centrales à gaz ne sont pas idéales, mais elles sont nécessaires et appropriées en raison des incertitudes susmentionnées. En effet, les installations de ce type pourraient être mises en place assez rapidement moyennant des investissements relativement faibles. Par ailleurs, elles serviraient uniquement de solution de repli pour parer aux situations d'approvisionnement critiques, ce qui limiterait leur utilisation et donc leurs émissions. Par la suite, un passage progressif à l'hydrogène serait envisageable. Dans les faits, les centrales de réserve pour la Suisse se trouvent actuellement à l'étranger où elles fonctionnent souvent au charbon ou au gaz. Mais leur contribution effective à la stabilité du réseau et du système suisses en cas de situation critique est incertaine. Pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, il serait donc plus pertinent et plus honnête de prévoir des centrales de réserve à l'intérieur des frontières suisses.

Surveillance du marché

Concernant les prix de gros de l'électricité en Suisse, nous sommes revenus en 2023 à la structure habituelle sur le marché à terme en comparaison avec les pays environnants, même si les prix ne sont pas redescendus au niveau d'avant la crise énergétique. Sur l'ensemble de l'année, la Suisse se situe entre l'Italie, où les prix sont élevés, et la France et l'Allemagne, où l'électricité coûte moins cher.

Au cours de l'exercice 2023, l'ElCom a également mis en place le monitoring des liquidités des entreprises d'électricité d'importance systémique conformément aux dispositions de la LFiEl. Ce monitoring permet d'observer l'évolution des liquidités à court terme sur la base des chiffres de liquidités transmis par les entreprises et des tests de résistance effectués, surtout en ce qui concerne l'environnement de marché par rapport à août 2022.

Dans ce contexte, le Conseil fédéral a adopté en fin d'année le message concernant la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE). Cette nouvelle loi interdit les opérations d'initiés et la manipulation du marché. Elle vise à accroître la transparence, à renforcer la surveillance ainsi qu'à conforter la confiance dans l'intégrité de ces marchés.

Prix et tarifs

Malgré la baisse des prix du marché, les consommateurs finaux ont dû faire face à une nouvelle hausse des prix pour la période tarifaire 2024. Cela s'explique de plusieurs façons. D'une part, les tarifs de l'approvisionnement de base sont fixés pour un an, si bien que les effets positifs du marché se répercutent sur les tarifs avec un certain retard. D'autre part, les rémunérations pour l'utilisation du réseau prévues dans les tarifs pour 2024 ont augmenté, du fait de la décision du DETEC d'augmenter le taux d'intérêt de 3,83 % à 4,13 % pour les actifs nécessaires à

l'exploitation et du fait de la réserve d'hiver. L'ElCom a déjà exprimé à plusieurs reprises un avis critique sur la méthode employée ainsi que sur le niveau du taux d'intérêt (WACC), et réaffirme son point de vue dans le présent rapport d'activité. Par ailleurs, le fait qu'en Suisse la production et la distribution d'électricité soient en décalage impacte fortement les tarifs de l'énergie : de nombreux fournisseurs d'énergie n'ont pas ou peu de production propre et doivent se procurer l'électricité pour leurs clients sur les marchés de gros. Le terme de cet achat ou le moment de l'acquisition et les prix en vigueur à ce moment ont également un impact sur les tarifs d'électricité actuels pour les consommateurs finaux.

En privilégiant l'électricité provenant d'énergies renouvelables indigènes au prix de revient dans l'approvisionnement de base selon l'article 6, alinéa 5^{bis}, de la LApEl, le législateur a donné à la branche, en période de prix de marché bas, un instrument pour compenser la faible rentabilité de la production qui affecte les clients relevant de l'approvisionnement de base. Ce même instrument pourrait désormais être utilisé pour atténuer l'impact des prix de gros élevés sur les prix de détail. Quelques entreprises y ont déjà eu recours. D'autres ont retourné la situation et abandonné la possibilité d'établir des priorités, préférant réaliser des rendements plus élevés en utilisant les prix du marché. S'il en résulte une augmentation des tarifs, celle-ci doit toutefois être communiquée en toute transparence. Malheureusement, les nouvelles dispositions de l'acte modificateur unique n'ont pas permis de remédier durablement à cette situation.

Cette année encore, l'ElCom a reçu de nombreuses demandes de citoyens portant sur les tarifs. Le traitement de ces messages a mobilisé une part importante des ressources du secrétariat technique. Fait frappant, les clients se sont fréquemment plaints d'un manque d'information de la part de leur fournisseur

d'énergie. Il convient ici de rappeler clairement que l'information des consommateurs finaux sur les tarifs, les éléments de prix, les raisons des augmentations de prix, les questions relatives aux conditions générales de vente et autres incombe indubitablement au fournisseur. De même, il faut préciser sans ambiguïté que l'ElCom n'approuve pas les tarifs à l'avance, mais qu'elle vérifie, d'office ou sur demande, la légalité des tarifs ou de leur base de coûts, et qu'elle n'a aucun moyen d'abaisser les tarifs s'ils sont conformes à la loi.

Pour les tarifs 2024, l'ElCom a abaissé la limite supérieure des bénéfices que les gestionnaires de réseau peuvent intégrer dans la distribution d'énergie de 75 francs par destinataire de factures à 60 francs. Cela devrait déjà avoir eu un impact positif sur les tarifs de 2024. Dans le cadre d'une vaste campagne axée sur les différences de couverture, l'ElCom a en outre veillé à réduire d'un bon milliard de francs le risque de futures augmentations de tarifs dues à des charges héritées du passé dans le domaine des différences de couverture.

Procédures

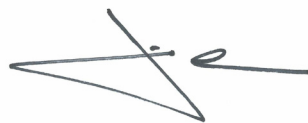
Durant l'exercice, l'ElCom a décidé qu'un système de mesure intelligent avec fonction de coupure valait un système de commande et de régulation intelligent permettant d'interrompre à distance l'approvisionnement en électricité, et que son utilisation requérait donc une autorisation. Dans un cas où le consommateur final refusait le système de mesure, l'ElCom a renoncé à ordonner au gestionnaire de réseau de remplacer le système, pour des raisons de proportionnalité. En revanche, elle a prescrit l'interdiction d'activer sans autorisation la fonction de coupure, à moins que la sécurité de l'exploitation du réseau ne soit mise en péril. L'ElCom a également décidé que les traitements des données de mesure par le gestionnaire de réseau reposent pour la plupart sur une base légale

suffisante et respectent le principe de proportionnalité. Elle a ordonné des adaptations pour un petit nombre de traitements de données.

Par ailleurs, l'ElCom a dû évaluer pour la première fois, dans le cadre d'une décision, si les coûts d'un nouveau transformateur de groupe avec gradateur de réglage devaient être supportés par l'exploitant de la centrale concernée ou par Swissgrid. Résultat : les coûts supplémentaires occasionnés par le gradateur de réglage n'étaient pas attribuables au réseau de transport ni à des services-système et devaient donc être pris en charge par l'exploitant de la centrale.

D'autres décisions ont notamment concerné les coûts imputables de la réserve d'hiver, les priorités au sein du réseau de transport en cas de fourniture par des centrales frontalières, la question de savoir si les gros consomma-

teurs étaient approvisionnés dans le cadre de l'approvisionnement de base ou aux conditions du marché, la position des parties du RCP, la méthode du prix moyen, la déclaration ultérieure des coûts du capital, l'utilisation des recettes des ventes aux enchères et les demandes de consultation de dossiers formulées par des tiers dans le cadre de procédures de renforcement du réseau ainsi que la non-divulcation de l'identité de ces tiers. Enfin, au cours de l'année sous revue, l'ElCom a traité plusieurs requêtes de professionnels des médias et de particuliers demandant à consulter des documents officiels.



Werner Luginbühl
Président de l'ElCom

2 Entretien avec le directeur

Après une année 2022 mouvementée, le marché de l'électricité s'est sensiblement apaisé en 2023. La crainte d'une pénurie n'était d'ailleurs plus aussi présente. Avec la crise, les tâches de surveillance de l'ElCom ont quelque peu changé.

Les marchés se sont calmés, la sécurité de l'approvisionnement en électricité est actuellement garantie. L'ElCom peut-elle de nouveau se concentrer sur les affaires courantes ?

L'ElCom n'a pas cessé d'exercer ses fonctions de surveillance pendant la crise ; elle a continué de traiter les affaires courantes, malgré la réduction des ressources et la modification des priorités. Parallèlement, dans le cadre des mesures de gestion de la crise, elle s'est vu confier de nouvelles tâches qui continuent de lui incomber aujourd'hui alors que les marchés se sont apaisés. Il s'agit par exemple de l'appel d'offres pour la réserve hydroélectrique ou de la surveillance des entreprises d'importance systémique concernées par le mécanisme de sauvetage de la Confédération. En outre, le suivi de la sécurité de l'approvisionnement et de l'évolution du marché a été renforcé. D'une certaine manière, nous sommes donc déjà revenus aux affaires courantes, dont la définition a toutefois été quelque peu élargie.

En définitive, nous n'avons jamais manqué d'électricité pendant la crise. Par contre, les prix ont fortement fluctué sur le marché et les tarifs de l'approvisionnement de base ont parfois été fortement majorés. L'ElCom a-t-elle vérifié si ces majorations étaient justifiées ?

Oui, l'ElCom examine ces évolutions de prix et de tarifs. D'une part, nous analysons spécifiquement les évolutions des prix du marché à l'été 2022, lorsque les prix ont parfois été négociés à plus de 1000 euros le mégawattheure à la bourse de l'électricité pour la charge de base pour l'année 2023. À titre de comparaison, le prix pour l'année 2025 était d'environ 95 euros le mégawattheure début 2024. Une telle analyse est coûteuse et com-

plexe, car elle nécessite d'évaluer un volume important de données commerciales. Mais surtout, l'interprétation des évolutions est difficile en l'absence d'événements extrêmes comparables. D'autre part, nous avons lancé des investigations préalables auprès d'une centaine de gestionnaires de réseau ayant pratiqué des majorations tarifaires particulièrement fortes. À ceux dont les coûts d'approvisionnement étaient particulièrement élevés, nous avons en outre posé des questions sur la stratégie et la gestion de l'approvisionnement. Nous sommes encore en train d'évaluer les données et des réponses. Tant d'un point de vue économique que juridique, il est extrêmement difficile de déterminer si les stratégies et les processus appliqués concrètement sont compatibles avec l'exigence légale très générale en matière d'adéquation des tarifs.

Outre l'acte modificateur unique, tout une série de nouvelles lois, résultant pour certaines de la crise, font actuellement l'objet de discussions. Qu'est-ce qui influencera particulièrement les attributions de l'ElCom à l'avenir ?

Avant toute chose, l'ElCom met l'accent sur la mise en œuvre de l'acte modificateur unique. Celle-ci doit avoir lieu dès le début de l'année 2025. Dans ce contexte, les nouvelles réglementations prévues par le législateur pour l'approvisionnement de base constituent un véritable défi. Les prescriptions détaillées concernant la qualité des produits et le mode d'approvisionnement de l'énergie rendent la surveillance tarifaire exercée par l'ElCom auprès de quelque 600 gestionnaires de réseau encore plus complexe et coûteuse. En outre, d'autres projets de loi susceptibles de se traduire par de nouvelles tâches pour l'ElCom sont en discussion au Parlement. Il s'agit no-

tamment de la loi sur l'approvisionnement en gaz, qui constitue une base essentielle à une ouverture (partielle) du marché couronnée de succès, la loi sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE) et une loi sur le remplacement du mécanisme de sauvetage financier (LFiEI).

Le mécanisme de sauvetage financier peut-il vraiment être remplacé ? L'expérience dans le domaine bancaire ne montre-t-elle pas que les entreprises d'importance systémique bénéficient toujours d'une garantie implicite de l'État ?

En fin de compte, le risque est effectivement qu'en cas extrême les entreprises d'importance systémique soient toujours sauvées par l'État.



Urs Meister
Directeur de l'ElCom

« Il faut davantage responsabiliser les entreprises »

Dans le cadre de la LFiEI, cette garantie d'État a été rendue pour ainsi dire explicite. Elle a en outre un prix pour les entreprises

concernées, ce qui est juste en termes de politique réglementaire, d'autant que lesdites entreprises en profitent. La LFiEI arrivera à échéance fin 2026. Il faudra donc lui trouver une solution de remplacement. Si l'on veut supprimer cette garantie d'État, il faut davantage responsabiliser les entreprises et leurs propriétaires afin de minimiser la probabilité d'un sauvetage financier par la Confédération et donc par les contribuables.

Et quels sont les instruments qui permettraient de responsabiliser davantage les entreprises et leurs propriétaires ?

Les discussions portent notamment sur les prescriptions relatives aux liquidités et aux fonds propres. Ce type de prescriptions augmente la résilience des entreprises, mais ne les protège pas des problèmes d'illiquidité ni de faillite et ne garantit pas non plus que l'exploitation et la commercialisation de l'électricité se poursuivent quoi qu'il arrive et contribuent à stabiliser le système. L'ElCom estime que des instruments complémentaires sont nécessaires pour assurer la gestion de la continuité des activités. L'expérience de la crise montre qu'il est primordial de disposer de liquidités suffisantes, surtout pour commercialiser l'électricité sur des places de marché organisées. Dans ce contexte, l'ElCom a lancé dans la discussion une solution basée sur un fonds. Les entreprises pourraient être tenues par la loi d'alimenter un fonds qui, en cas de crise, permettrait de fournir des liquidités aux entreprises d'importance systémique. La probabilité d'une intervention de l'État serait ainsi réduite et la responsabilité incomberait en premier lieu aux entreprises et à leurs propriétaires qui devraient pour ainsi dire s'assurer eux-mêmes.

3 Sécurité de l'approvisionnement



Avec sa production d'énergie de 110 GWh, la centrale hydroélectrique de Hagneck apporte une contribution importante à l'approvisionnement en électricité de la région du Seeland.

3.1 Introduction

En vertu de la loi sur l'approvisionnement en électricité (art. 22, al. 3 et 4, LApEl), l'ElCom est chargée de surveiller la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Si l'approvisionnement du pays est sérieusement compromis à moyen ou à long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral les mesures prévues 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.

Durant l'exercice, la sécurité de l'approvisionnement a été marquée comme l'année précédente, par la guerre menée par la Russie en Ukraine ainsi que par une moindre disponibilité record des centrales nucléaires françaises à l'hiver 2022/2023, ce qui a entraîné des niveaux et des pics de prix élevés sur les marchés européen et suisse de l'électricité. Par rapport au contexte extrêmement tendu de l'année précédente, la situation s'est apaisée courant 2023, tout en restant compliquée. Le marché et l'approvisionnement restant difficiles, l'ElCom a surveillé de près la situation de l'approvisionnement avec l'aide d'autres autorités fédérales et de Swissgrid, dans le cadre du groupe de travail « Sécurité de l'approvisionnement ».

3.2 La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives

Afin de remplir 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 suivi. Les chapitres suivants présentent les principaux résultats de ce dispositif.

3.2.1 Rétrospective de l'hiver 2022/2023

Les tensions politiques résultant de l'invasion de l'Ukraine par la Russie ont entraîné en 2022 d'énormes perturbations sur les marchés (européens) de l'énergie. Les réductions des importations de gaz et de fioul en provenance de Russie, dues aux sanctions, ont entraîné d'importantes fluctuations de prix sur les marchés de l'énergie, tant dans le domaine du gaz et du fioul que dans celui de l'électrici-

té. Dans toute l'Europe, y compris en Suisse, des mesures ont été prises pour assurer l'approvisionnement en énergie, notamment en vue de l'hiver 2022/2023. Les mesures prises pour atténuer les conséquences de la crise énergétique sont énumérées ci-dessous. La liste se concentre sur les mesures impliquant directement ou indirectement l'ElCom.

Mesures relatives à la production

Réserve hydroélectrique

L'ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (OIRH) est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022.¹ Sur la base des articles 9 et 30 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) ainsi que des articles 5 et 38 de la loi sur l'approvisionnement du pays (LAP), il a été décidé de mettre en place une réserve hydroélectrique pour l'hiver 2022/2023. Les exploitants de lacs d'accumulation devaient conserver, contre rémunération, de l'énergie pouvant être mise à disposition en cas de besoin. La réserve hydroélectrique devait être dimensionnée de manière à constituer une garantie pour les situations de pénurie critiques exceptionnelles et imprévisibles.

Elle devait permettre de garantir l'approvisionnement en électricité de la Suisse durant quelques semaines à la fin de l'hiver, même en cas de possibilités d'importation restreintes et de faible disponibilité de la production indigène. Pour ce faire, il était prévu d'acquérir de l'énergie à hauteur de 500 GWh, avec une marge de plus ou moins 166 GWh, puis de la stocker sur une période allant du 1^{er} décembre 2022 au 15 mai 2023. En tout, une réserve de 400 gigawattheures a été acquise. En raison d'une situation moins tendue pendant l'hiver, elle n'a pas servi et a été dissoute en mai 2023.

¹ L'OIRH est entrée en vigueur le 15 février 2023 au terme d'un processus de révision.

Centrales de réserve

L'ordonnance sur la mise à disposition d'une centrale de réserve temporaire à Birr est entrée en vigueur le 24 septembre 2022. Le but était d'acquérir une centrale de réserve à titre d'assurance pour disposer d'une solution supplémentaire afin de parer les pénuries exceptionnelles. En août 2022, le Conseil fédéral avait décidé d'accélérer le projet avec une ordonnance pour que la centrale soit disponible dès la fin de l'hiver 2022/2023. Cette ordonnance réglait l'exploitation des centrales de réserve et des groupes électrogènes de secours jusqu'au 31 mai 2023. En septembre

2022, le premier contrat a été signé avec GE Gas Power pour une centrale de réserve temporaire à Birr. En décembre 2022, la Confédération a signé un contrat avec la centrale thermique existante Cornaux 1 à Cornaux (NE). Elle a signé un contrat avec la centrale à gaz à cycle combiné Thermatel de CIMO Compagnie industrielle de Monthey SA, qui fonctionne au gaz naturel. Une puissance totale avoisinant les 326 MW pouvait être mise à disposition via ces trois centrales de réserve.¹

¹ Des mesures de transformation ont permis d'augmenter la puissance totale à 336 MW.

Groupes électrogènes de secours réunis en pool

En 2023, trois entreprises mandatées par la Confédération ont mis à disposition, en tant qu'agrégateur, la centrale de réserve nationale virtuelle composée de groupes électrogènes de secours pour une puissance d'environ 135 mégawatts (état : décembre 2023). Les agrégateurs sont certifiés par Swissgrid et relient entre eux les générateurs de secours. Swissgrid pourra, si nécessaire, recourir à cette réserve d'énergie au moyen d'un système de commande à distance.

Les détenteurs de groupes électrogènes de secours qui souhaitent mettre à disposition leurs installations dont la puissance est d'au moins 750 kW et qui satisfont aux exigences techniques standardisées peuvent s'annoncer auprès de l'un des agrégateurs. Les agrégateurs se chargent intégralement de la suite des démarches, y compris des détails contractuels. Un contrat standard est prévu à cet effet. L'ElCom a accompagné ce processus en tant que conseillère.

Réduction des débits résiduels

L'ordonnance sur l'augmentation temporaire de la production d'électricité des centrales hydroélectriques est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022. Celle-ci prévoyait une augmentation temporaire de la production d'électricité dans les centrales hydroélectriques et autorisait certaines d'entre elles à utiliser plus d'eau pour la production d'électricité pendant cinq mois, car elles pouvaient réduire le débit résiduel. Cette ordonnance d'urgence a été suspendue préma-

turément en mars 2023. Au départ, on prévoyait une production supplémentaire de 100 GWh. Une étude de l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) a conclu que cette mesure permettrait de fournir uniquement 26 GWh d'énergie supplémentaire. Le 30 novembre 2023, l'OFEV a publié un rapport à ce sujet.¹

¹ Cf. *Conséquences de l'ordonnance sur l'augmentation temporaire de la production d'électricité des centrales hydroélectriques* (Publication OFEV)

Mesures visant à réduire la consommation

Appels à réduire la consommation

Le 24 août 2022, le Conseil fédéral a annoncé un objectif d'économie volontaire de 15 % sur le gaz pour le semestre d'hiver (du début octobre 2022 à la fin mars 2023). Cette annonce faisait partie des mesures de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) et constituait une première étape pour éviter les mesures de gestion réglementée. Il s'agissait de réduire la consommation d'énergie en réalisant des économies (par exemple en abaissant la

température de chauffage). Par rapport à 2021, la consommation a certes baissé, mais l'objectif d'économie de 10 % n'a pas pu être atteint dans le domaine de l'électricité. Toutefois, grâce à la douceur de l'hiver, il n'a pas non plus été nécessaire de prendre des mesures de gestion réglementée. Les États membres de l'UE s'étaient également fixé pour objectif de réduire leur consommation de gaz de 15 % entre août 2022 et mars 2023 ; cet objectif a pu être atteint.

Campagne d'économie d'énergie

Fin août 2022, la Confédération avait lancé une campagne d'économies d'énergie élaborée conjointement avec les milieux économiques. Elle proposait des mesures simples et rapidement applicables par la population et le

secteur économique, pour une utilisation efficace et économe de l'électricité et du gaz. Un site Web (<https://www.stop-gaspillage.ch/fr/page-daccueil/>) proposant des outils de suivi a été créé à cet effet. L'objectif était d'expli-

quer la situation aux consommateurs, et de présenter des mesures pour réaliser des économies d'énergie individuelles. Il n'est pas possible d'évaluer avec précision le succès de

cette campagne. Cependant, elle permet avant tout de communiquer avec la population afin de mieux faire connaître l'évolution de la situation et les mesures générales.

Réserve de consommation

L'OIRH également prévoyait l'examen de la création d'une réserve de consommation et, le cas échéant, son intégration dans l'ordonnance avant la fin de l'année 2023. Le DETEC a examiné un concept correspondant en collaboration avec le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR). L'idée que les gros consommateurs s'engagent à réaliser des économies ciblées en échange d'une indemnisation n'a toutefois pas été mise en œuvre de manière souveraine en raison de sa complexité et des effets d'aubaine possibles. Enfin, les gros consommateurs sur le marché

ont déjà actuellement la possibilité de réduire leur consommation à court terme en limitant leur production économique, par exemple en remettant sur le marché des quantités d'électricité déjà acquises à court terme (par exemple négoce Day-Ahead). Dans les phases de pénurie et de prix extrêmement élevés sur le marché de l'électricité, il peut en résulter une compensation financière de la propre perte de production. Il convient donc d'examiner des approches subsidiaires relevant de l'économie privée pour disposer d'une solution alternative à une réserve de consommation souveraine.

Autres mesures

Mesures préparatoires en vue d'une éventuelle pénurie de gaz ou d'électricité

Les mesures préparatoires visant à garantir l'approvisionnement économique du pays en cas de menace de pénurie grave passent par l'OFAE. Cet office surveille le stockage obligatoire et coordonne la collaboration avec les services fédéraux, l'armée et la protection de la population. Une étroite concertation avec l'EiCom a eu lieu au sein du groupe de travail consacré à la sécurité de l'approvisionnement. En prévision d'une éventuelle pénurie d'électricité, le Conseil fédéral avait élaboré clé en main différentes or-

donnances avec des mesures visant à influencer la demande et les avait également mises en consultation (restrictions et interdictions d'utilisation, contingentement immédiat, contingentement, délestages). Des mesures portant sur l'offre sont partiellement prêtes, mais n'ont pas encore été publiées :

- ordonnance sur les restrictions d'exportation concernant l'énergie électrique
- ordonnance sur la gestion de l'offre d'énergie électrique

Acquisition anticipée de SDL

Swissgrid a été encouragée à étendre l'acquisition de services-système (SDL) sur une plus grande période afin de réduire les risques liés

aux prix et de renforcer la sécurité de la planification pour les exploitants de centrales. La mise en œuvre a eu lieu et le processus est établi.

Coordination entre la branche et les autorités

Différentes plateformes d'échange ont été mises en place afin de faciliter la concertation et la

coordination entre tous les acteurs concernés et de garantir les flux d'informations.

Augmentation de la tension d'exploitation des lignes stratégiques

L'ordonnance sur l'augmentation de la tension d'exploitation du réseau de transport électrique est également entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022. Afin de réduire les congestions sur le réseau de transport, un relèvement temporaire du niveau de tension de 220 kV à 380 kV a par ailleurs été décidé sur les deux lignes importantes de Bickingen–Chippis (ligne de la Gemmi) et de Bassecourt–Mühleberg sur la

base de la loi sur l'approvisionnement du pays (LAP). L'augmentation de la capacité de transport en direction du Valais, où sont raccordées de grandes centrales à accumulation comme Nant de Drance, renforce la sécurité de l'approvisionnement, augmente la marge de manœuvre opérationnelle pour la gestion du réseau, diminue les pertes de réseau et accroît les capacités d'importation.

Coûts et utilité des mesures prises

La mise en œuvre des mesures relatives à l'offre, notamment, s'est accompagnée de coûts importants pour les consommateurs d'électricité. Les coûts des centrales thermiques de réserve et de la réserve hydroélectrique sont particulièrement importants. Les centrales

thermiques de réserve, d'une puissance de production totale de 336 MW, ont engendré des coûts d'investissement de l'ordre de 500 millions de francs. Ces coûts se répartissent comme suit entre les différentes installations :

Centrale	Coûts d'investissement	Puissance	Coûts en francs/kW
Birr	470 millions CHF	250 MW	1880 CHF
Monthey	21,5 millions CHF	50 MW	430 CHF
Cornaux	9,15 millions CHF	36 MW	254 CHF

Tableau 1: Coûts fixes des centrales thermiques de réserve

Outre les coûts d'investissement, la disponibilité opérationnelle et l'entretien des centrales thermiques s'accompagnent d'autres frais courants. Comme il s'agit uniquement d'installations de secours qui normalement ne produisent pas d'électricité et ne consomment donc pas de combustible, ces coûts d'exploitation sont toutefois limités. Les dépenses liées à la réserve hydroélectrique de 400 GWh constituent le deuxième principal poste de coûts. Cette réserve a été acquise dans le cadre d'un appel d'offres auprès des exploitants d'installations de stockage existantes. Au total, les coûts de cette acquisition se sont élevés à 296 millions d'euros pour l'hiver de crise 2022/2023.

Le fait que les coûts des installations thermiques aient été aussi élevés s'explique par le processus d'acquisition ou de réalisation extrêmement rapide pendant la phase de crise. Cela s'applique tout particulièrement aux installations à Birr, qui ont été acquises ou réalisées de A à Z, tandis qu'à Monthey et Cornaux, la réalisation s'est faite sur la base d'installations existantes, ce qui explique également que les coûts par kilowatt de puissance soient nettement inférieurs à ceux de Birr (cf. tableau 1). Ces circonstances exceptionnelles rendent impossible toute comparaison avec les coûts d'autres projets au sens d'un benchmark. Une planification des réserves avec une plus

grande anticipation aurait dans tous les cas eu un effet significatif sur la réduction des coûts. Ainsi, en 2021, dans son Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe, l'ElCom a calculé des coûts d'environ 690 millions de francs pour 1000 MW de puissance de réserve installée.

Les coûts de la réserve hydroélectrique n'ont pas permis de réaliser une nouvelle puissance de production pour la centrale. Les 296 millions d'euros permettent uniquement de compenser le manque à gagner (coûts d'opportunité) des exploitants de centrales pour avoir retenu de l'eau et donc de l'énergie dans leurs installations. En participant à la réserve hydroélectrique, ces derniers s'engagent à retenir un pourcentage minimum d'eau dans les installations pendant l'hiver, lorsque les prix sont relativement élevés, et donc à ne pas la vendre sur le marché. Ils assurent ainsi jusqu'à la fin de l'hiver un niveau de remplissage minimal des réserves, pour une utilisation en cas de situation critique imprévue. Si la réserve n'est pas utilisée pendant les mois d'hiver, les exploitants sont libres de commercialiser l'eau au printemps. La valeur résiduelle de cette eau est alors déterminée en fonction des prix (plus bas) du marché au printemps. En revanche, si la réserve est utilisée avant pour faire face à une pénurie, les exploitants de centrales sont indemnisés de manière analogue pour cette énergie, sur la base de sa valeur marchande ultérieure au printemps. Si la concurrence fonctionne lors de l'appel d'offres concernant la réserve, les exploitants d'installations de stockage proposent de conserver les quantités de réserve à un prix qui correspond aux coûts d'opportunité escomptés, c'est-à-dire aux manques à gagner escomptés en raison de la commercialisation de la réserve d'eau au printemps, plutôt que pendant les mois d'hiver où les prix sont plus intéressants.

Le montant de l'indemnité des exploitants de stockage peut être considéré comme appro-

prié s'il reflète les coûts d'opportunité attendus lors de la commercialisation du stockage au moment de l'appel d'offres, et donc la différence de valeur du contenu du stockage entre l'hiver et le printemps. Il faut toutefois considérer que le stockage flexible peut généralement être utilisé de manière ciblée aux heures où les prix sont potentiellement les plus élevés. Du reste, les exploitants de stockage peuvent continuer à cibler les prix les plus attractifs pendant les mois d'hiver avec leur stockage commercialisable restant ; le coût d'opportunité du stockage de réserve ne s'oriente donc pas vers les prix les plus élevés en hiver.

Afin d'éviter une indemnisation disproportionnée élevée des exploitants de stockage, l'ElCom a effectué, parallèlement au processus d'appel d'offres, ses propres calculs sur la valeur de la réserve acquise. Elle a également fait réaliser des analyses par l'entreprise de conseil SwissEconomics en collaboration avec l'EPF. Sur la base de ces données, la commission avait décidé de limiter l'acquisition de la quantité de réserve à 400 GWh (au lieu des 500 GWh initialement prévus). Ainsi, la quantité acquise était encore conforme aux valeurs de référence déterminées en amont, soit 500 GWh avec une marge de plus ou moins 166 GWh. Les analyses effectuées parallèlement au processus d'appel d'offres ont montré que le coût total de la réserve, d'un montant de 296 millions d'euros, s'expliquait par la situation très tendue du marché au moment de l'appel d'offres et par les attentes extraordinaires qui en découlaient en matière de prix sur le marché de l'électricité. En raison de la structure des offres, les coûts totaux et donc la charge financière des consommateurs d'électricité auraient augmenté de manière disproportionnée si le volume de la réserve avait été plus élevé et il n'aurait plus été possible de les justifier par les attentes en matière de prix ou de coûts d'opportunité.

En outre, l'indemnisation du stockage ne pourrait pas être considéré comme efficace

si elle était liée à des effets d'aubaine. De tels effets seraient évidents si la réserve résiduelle était conservée à la fin de l'hiver, même sans mécanisme de réserve, dans le cadre d'un appel d'offres et d'une indemnisation séparés. Par exemple parce que, pour limiter les risques économiques, les acteurs du marché ont intérêt à conserver des réserves similaires jusqu'à la fin de l'hiver. Toutefois, l'évolution de la courbe de stockage à l'hiver 2022/2023 ne laisse pas présager un tel effet d'aubaine. Fin avril 2023, le niveau des réserves représentait quelque 2519 GWh (état au 24 avril 2023, selon le rapport hebdomadaire de l'OFEN) et était donc supérieur de plus de 1300 GWh à la valeur médiane pluriannuelle d'environ 1200 GWh pour la fin avril (analyse de l'évolution des réserves de stockage en Suisse, Swissgrid).

L'ElCom a expressément soutenu la décision du Conseil fédéral d'acquiescer à la décision d'hiver pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Malgré tout, la faiblesse de cet instrument réside dans son manque d'additivité. La réserve hydroélectrique est déconnectée du marché de l'électricité. Globalement, elle n'a pas pu et ne peut pas fournir d'énergie supplémentaire. Au contraire même, puisqu'elle prive le marché d'une certaine quantité d'énergie. La plus-value de la réserve hydroélectrique réside essentiellement dans le fait qu'elle empêche les exploitants de vider de manière plus agressive leurs réserves au début de l'hiver en cas de prix très élevés de sorte qu'à la fin de l'hiver, si l'approvisionnement devient critique contre toute attente (hiver long et froid), les réserves soient en grande partie vides, entraînant une pénurie d'électricité.

Les mesures relatives aux réserves thermique et hydroélectrique ont servi directement à garantir l'approvisionnement énergétique ou à éviter une situation de pénurie d'électricité,

et visaient à renforcer la capacité d'auto-approvisionnement de la Suisse en cas de situations critiques (imprévues). Concernant la capacité d'auto-approvisionnement, l'ElCom a publié deux rapports le 28 juillet 2023.¹ En raison de l'importance des centrales à accumulation, le nombre de jours de capacité d'auto-approvisionnement à la fin de l'hiver peut être considéré en Suisse comme une référence solide pour la résilience de l'approvisionnement. En fonction de la situation (importations réduites ou totalement inexistantes, défaillances des centrales sur le territoire suisse), la combinaison des réserves thermiques et hydroélectriques peut permettre de prolonger de quelques jours ou semaines la capacité d'auto-approvisionnement et, partant, avoir un impact décisif sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.

Il serait pertinent d'étudier les coûts de la réserve d'hiver au regard de l'utilité concrète de cette mesure. L'utilité d'une réserve dépend essentiellement de sa capacité à prévenir une coupure de courant et ses répercussions sur le plan économique. Bien entendu, il est difficile de déterminer ces coûts éventuels étant donné qu'il faudrait, d'une part, calculer la probabilité d'une coupure de courant en l'absence de réserves et, d'autre part, estimer les coûts générés par un tel événement. La réserve d'hiver est en fin de compte constituée à titre d'assurance pour éviter à l'ensemble de la société de devoir supporter les coûts d'une situation de pénurie voire d'une coupure complète de courant. En 2017, la Confédération a chiffré à 2 milliards de francs les coûts d'une journée de rupture d'approvisionnement en Suisse.² Les coûts d'une pénurie ou, en d'autres termes, les coûts d'une demande en électricité non satisfaite, sont également élevés. En termes scientifiques, les coûts des pannes de courant partielles ou de l'électricité non distribuée correspondent à la Value of Lost Load.

Là encore, des études montrent que ces coûts peuvent être exorbitants pour les économies orientées vers l'industrie et les services et qu'ils sont généralement disproportionnés par rapport aux mesures de couverture possibles (en moyenne européenne, un KWh non distribué coûte 17 euros aux entreprises ; 113 euros dans l'industrie).³ Si l'on tient compte de cette importance de l'approvisionnement en électricité pour l'économie dans son ensemble, les dépenses doivent être considérées comme appropriées pour assurer la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse à court et moyen terme.⁴

La situation du marché était extrêmement tendue au moment de la décision d'acquérir la réserve hydroélectrique et de mettre en place les réserves thermiques. À l'été 2022, il n'était pas possible de prévoir dans quelle mesure la guerre d'agression menée par la Russie contre l'Ukraine et les sanctions engagées affecteraient l'approvisionnement en énergie durant l'hiver 2022/2023.⁵ La Suisse étant dépendante des importations en hiver et la situation étant extrêmement tendue dans l'ensemble de l'Europe, il a fallu prendre

des mesures pour assurer la production afin de pouvoir surmonter cette phase critique. Si la pénurie redoutée ne s'est finalement pas produite, c'est avant tout dû aux conditions météorologiques : l'automne a en effet été très pluvieux et l'hiver particulièrement doux. En outre, l'approvisionnement en gaz en Europe a pu être assuré plus rapidement que prévu et la consommation a pu être réduite de manière significative. La situation, qui n'était pas claire avant le début de l'hiver, aurait pu être très problématique en termes de production d'électricité et donc d'importation d'électricité.

¹ "Garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025 : Actualisation des calculs" et "Capacité de production hivernale - estimations de l'ElCom d'ici 2035", disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Rapports et études > Sécurité de l'approvisionnement et affaires internationales)

² "Blackout-Kosten: 2 Milliarden Franken pro Tag" | Handelszeitung, Michael Heim

³ CEPA study on the Value of Lost Load in the electricity supply in europe | ACER

⁴ L'ElCom a déjà communiqué par le passé que la garantie de la sécurité de l'approvisionnement était un bien supérieur et que des investissements supplémentaires étaient nécessaires pour la garantir à moyen et long terme (cf. rapport Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe de l'ElCom du 30 novembre 2021, disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation -> Rapports et études)

⁵ De plus, la possibilité d'importer de l'électricité a été limitée par des pannes inattendues dans les centrales nucléaires françaises.

3.2.2 Autres événements survenus en cours d'année

Comme l'année précédente, le groupe de travail « Sécurité de l'approvisionnement », dirigé par l'ElCom, s'est réuni en continu aussi durant l'été afin de surveiller de près la situation tendue et l'évolution de l'approvisionnement en électricité, qui se reflétait dans la courbe des prix.

La situation en matière de livraison de gaz a continué à être un facteur déterminant, mais la constitution des stocks de gaz s'est déroulée conformément au plan et a permis d'atteindre et même de dépasser les valeurs cibles. Parallèlement aux nombreuses améliorations apportées aux chaînes d'approvi-

sionnement en gaz liquéfié, cela a nettement contribué à détendre la situation.

Outre la situation de l'approvisionnement en gaz, la capacité opérationnelle réduite des centrales nucléaires françaises en raison des problèmes liés à la corrosion sous contrainte a continué de jouer un rôle essentiel. La recherche de solutions s'est poursuivie en 2023. La capacité opérationnelle s'est toutefois normalisée au second semestre, se traduisant par une disponibilité habituelle voire accrue des centrales françaises à partir de septembre 2023. La persistance de températures estivales élevées peut également avoir

un impact sur le fonctionnement des centrales nucléaires suisses ; il peut s'avérer nécessaire de réduire ou d'arrêter la production pour prévenir les températures élevées de l'eau des rivières. Pendant l'été, l'ElCom a surveillé la situation en continu pour la centrale nucléaire de Beznau. Dans un contexte météorologique favorable, la production n'a dû être restreinte que quelques jours par l'exploitant en raison des températures.

Pour renforcer l'approvisionnement en électricité en prévision de l'hiver, plusieurs mesures ont été décidées durant l'exercice : ces mesures comprennent la réserve hydroélectrique (cf. chapitre 3.3.1 « Réserve hydroélectrique ») et les réserves complémentaires (cf. chapitre 3.3.2 « Réserves complémentaires ») représentant une puissance cumulée (centrales de réserve thermiques et groupes électrogènes de secours) d'environ 500 MW à la fin de l'année. Parallèlement, les préparatifs pour l'augmentation temporaire de la tension de 220 à 380 kV pour l'hi-

ver 2023/2024 ont été clôturés dans le réseau de transport afin de soutenir la sécurité de l'approvisionnement. Le test de fonctionnement pour l'augmentation générale de la tension des lignes Bickigen–Chippis et Bassecourt–Mühleberg a eu lieu en janvier et février 2023. Ces mesures sont donc pleinement opérationnelles.

Concernant l'estimation des besoins dans le cadre de l'appel d'offres pour des installations de secours dans les réserves complémentaires, l'ElCom¹ a procédé à une estimation destinée au Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et accompagné Swissgrid dans la mise à jour de l'étude « Adequacy » relative à l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement d'ici 2025.²

¹ "Capacité de production hivernale – estimations de l'ElCom d'ici 2035", disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Rapports et études > Sécurité de l'approvisionnement et affaires internationales)

² "Garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025 – Actualisation des calculs", disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Rapports et études > Sécurité de l'approvisionnement et affaires internationales)

3.3 Réserve d'hiver

Afin de prévenir une pénurie d'électricité en hiver, le Conseil fédéral a notamment mis en place pour l'hiver 2022/2023 la construction d'une centrale de réserve à Birr (AG), la mise à disposition d'autres centrales de réserve (Cornaix et Monthey) et des groupes électrogènes de secours comme réserves complémentaires. Par ailleurs, la possibilité d'ac-

quérir une réserve hydroélectrique a été créée. Cette mesure a également été reconduite pour l'hiver 2023/2024. Le recours éventuel aux réserves est réglé par l'ElCom dans la directive 5/2023 « Consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale 2023/2024 » du 10 novembre 2023.

3.3.1 Réserve hydroélectrique

Pour l'hiver 2023/2024, l'ElCom a décidé dans la directive 3/2023 « Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2023/2024 » d'acquérir une réserve hydroélectrique de 400 GWh avec une marge de plus ou moins 133 GWh pour la période comprise entre le 1^{er} février 2024 et le 13 mai 2024. Cette acquisition a eu

lieu par le biais d'appels d'offres partiels échelonnés entre mai 2023 et septembre 2023. Le premier appel d'offres a été clôturé le 25 mai 2023. Lors de ce premier appel d'offres partiel, des offres pour un volume de 165 gigawattheures (GWh) ont obtenu une adjudication. Les coûts de la première tranche se sont chiffrés à 27 millions d'euros. Le deu-

xième appel d'offres relatif à la réserve hydroélectrique pour l'hiver 2023/2024 a été clôturé le 6 juillet 2023. Le 5 juillet 2023, lors du deuxième appel d'offres partiel, des offres pour un volume de 152 gigawattheures (GWh) ont obtenu une adjudication. Les coûts de la deuxième tranche se sont chiffrés à 23 millions d'euros. Le 13 septembre 2023, lors

du troisième et dernier appel d'offres relatif à la réserve hydroélectrique, des offres pour un volume de 83 gigawattheures (GWh) ont obtenu une adjudication. Les coûts de la troisième tranche se sont élevés à 5,5 millions d'euros. En tenant compte des deux appels d'offres précédents, 400 GWh ont ainsi été acquis pour un total de 55,5 millions d'euros.

3.3.2 Réserves complémentaires

Les trois centrales de réserve ont une puissance totale avoisinant les 326 MW pouvant être utilisée au cours de l'hiver 2023/2024. L'ElCom a encadré les tests correspondants en sa qualité de responsable. En outre, des contrats ont été conclus en 2023 avec les ex-

ploitants de groupes électrogènes des secours réunis en pool pour une puissance de 164 MW (état : janvier 2024) à laquelle il est possible de recourir dans les situations d'urgence, conformément aux consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale.

3.4 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.

Déjà avec l'introduction du couplage du marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling – FBMC) 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. En juin 2022, le FBMC a été étendu à la région « Core », qui comprend treize pays, de la France à l'ouest à la Roumanie à l'est. Cela entraîne une incertitude supplémentaire.

Les efforts de longue haleine et plus poussés de Swissgrid et de l'ElCom ont enregistré des

progrès. En 2021, un contrat a pu être conclu avec la région de calcul de capacité « Italy North » de l'UE, qui garantit l'égalité de traitement entre la frontière sud de la Suisse et les autres frontières nord de l'Italie. Ce contrat de coopération a été signé par Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport de la zone « Italy North », après avoir été examiné par l'ElCom ainsi que par les autorités de régulation des autres pays concernés. Ce contrat doit être renouvelé chaque année et se base sur un calcul de capacité au moyen de la NTC (Net Transfer Capacity). Historiquement, dans cette région, les capacités transfrontalières n'ont été optimisées conjointement que dans le sens des importations. Depuis la fin 2023, elles le sont aussi dans le sens des exportations (c'est-à-dire dans le sens Italie > Suisse) sur le marché Intraday. Au premier trimestre 2024, le marché Day-Ahead (DA) doit à son tour être optimisé. La sécurité de l'exploitation du réseau s'en trouvera renforcée.

Les travaux de Swissgrid et de l'ElCom se sont également poursuivis afin de parvenir à une so-

lution de coopération aux frontières nord de la Suisse avec la région de calcul de capacité « CORE ». Des progrès techniques considérables ont été réalisés en 2023, mais la validation nécessaire de la solution par tous les régulateurs « CORE » n'a pas encore eu lieu et restera incertaine jusqu'à la fin. Si, conformément aux prévisions actuelles, la validation a lieu au printemps 2024, la solution ne sera pas implémentée avant la fin 2025. Dans la zone « Core », c'est le couplage de marchés sur la base des flux d'énergie qui s'applique ; en l'absence d'accord sur l'électricité, la Suisse en est exclue. L'objectif est de parvenir à une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité, de sorte que des flux non planifiés n'entraînent de congestions que dans des situations exceptionnelles. De plus, ce n'est qu'avec un tel accord que les pays voisins de la Suisse pourront, du point de vue de l'UE, inclure les flux avec la Suisse dans leur objectif respectif de 70 % (cf. explications concernant la règle minRAM de 70 %, chapitre 7.1 Gestion des congestions).

À moyen terme, l'UE prévoit d'étendre à l'Italie le couplage de marchés sur la base

des flux d'énergie. En 2023, l'ACER a fortement œuvré en ce sens et les premières étapes de la fusion des deux régions « Italy North » et « CORE » en une CCR centralisée (Central CCR) ont été lancées. La décision formelle de l'ACER est attendue pour mars 2024. Dans un premier temps, la fusion doit se limiter à la méthode de calcul des capacités sur le marché Day-Ahead. Une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité entre la Suisse et ses voisins de l'UE sera encore plus importante pour la stabilité du réseau de la région dans le cadre de la fusion. Un accord avec la région « Core » constituerait néanmoins une bonne base.

Un autre problème de flux non planifiés et menaçant la sécurité du système est lié aux plateformes d'échange d'énergie de réglage, qui deviennent maintenant opérationnelles les unes après les autres. Actuellement, la Suisse participe partiellement à ces plateformes, mais sa participation future est incertaine. Sans la participation de la Suisse, de tels flux non planifiés pourraient se produire en temps réel, pratiquement sans avertissement préalable.

3.5 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 pilotage ; ils permettent un fonctionnement plus efficace du système et donnent la possibilité 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 disponibilité¹, à l'intégrité² ou à la confidentialité³ 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 les cas extrêmes, une panne de courant à grande échelle peut entraîner des dommages importants selon les scénarios de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP). Ainsi, la cybersécurité devient un facteur déterminant pour garantir un approvisionnement sûr.

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 des risques liés aux technologies de l'information ; l'ElCom accorde donc également l'at-

tention nécessaire au niveau de cybersécurité chez les gestionnaires de réseau.

Avec l'interconnexion croissante, la cybersécurité continue de prendre de l'importance. La mise en œuvre efficace et basée sur les risques de différents documents de la branche est non seulement saluée par l'ElCom, mais elle est aussi une condition préalable. Il s'agit des documents de branche de l'Association des entreprises électriques suisses (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 pour la protection des infrastructures critiques » de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP). Durant l'exercice, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a poursuivi les travaux portant sur les prescriptions relatives à la cybersécurité dans la LAPeI. À la suite de l'adoption par le Parlement de la modification de la loi sur la sécurité de l'information (LSI), un article obligeant les gestionnaires de réseau, producteurs et exploitants de réserves à se protéger de manière appropriée contre les cyber-menaces a été intégré à la LAPeI. Cet article de loi est précisé par un article dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). Des normes minimales contraignantes sont au centre de cette démarche. Une procédure de consultation a été lancée fin 2023 au sujet de

cet article. L'entrée en vigueur des nouvelles dispositions réglementaires est prévue pour le milieu de l'année 2024. L'ElCom a mené des discussions sur la mise en œuvre concrète de la surveillance des nouvelles dispositions réglementaires avec l'OFEN, le groupe de travail de l'AES et les principales parties prenantes. Ces discussions ont permis, d'une part, d'améliorer la compréhension mutuelle de la future réglementation dans le domaine de la cybersécurité et, d'autre part, d'affiner le nouveau concept de surveillance de l'ElCom. Durant l'exercice, l'ElCom a affiné le concept de surveillance et lancé les premières étapes de la mise en œuvre. En collaboration avec le NCSC (désormais Office fédéral de la cybersécurité, OFCS), un questionnaire visant à faciliter les entretiens de sensibilisation a été élaboré et une première sélection d'entreprises a été définie pour la réalisation. Le renforcement de la cybersécurité matérielle est au cœur de la surveillance basée sur les risques et, partant, du questionnaire susmentionné. Lors de la mise en œuvre de la nouvelle réglementation et de la surveillance, il faut veiller à ce qu'elles soient compatibles avec le nouveau Network Code Cybersecurity de l'UE. Ce dernier devrait également entrer en vigueur au milieu de l'année 2024.

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

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

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

3.6 Qualité de l'approvisionnement

3.6.1 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 imputables à un événement naturel, à une erreur humaine, à une cause fonctionnelle ou à l'influence de tiers.

Pour évaluer la disponibilité du réseau, l’ElCom analyse les coupures des 91 principaux gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci réalisent 88 % du chiffre d’affaires lié à l’énergie produite en Suisse. En 2022, ces 91

gestionnaires de réseau ont enregistré 4853 coupures non planifiées (cf. tableau 2). Le nombre de coupures non planifiées a donc baissé 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.

	2019	2020	2021	2022	2023 ¹	Unité
Coupures	5780	5176	5136	4853		Nombre
SAIDI	8	12	8	7		Minutes par consommateur final
SAIFI	0,17	0,21	0,16	0,14		Coupures par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l’approvisionnement en 2023 seront publiés au mois de juin 2024 et pourront être consultés sur le site Internet de l’ElCom.

Tableau 2 : Évolution de la qualité de l’approvisionnement en Suisse de 2019 à 2023 (coupures non planifiées uniquement)

En 2022, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 7 minutes par consommateur final, cet indicateur diminuant d’une minute dans tout le pays par rapport à l’année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a diminué en 2022 par rapport à l’année précédente pour s’établir à 0,14 par consommateur final.

La disponibilité du réseau suisse demeure très bonne. L’approvisionnement de la Suisse offre également une qualité élevée en comparaison internationale. Selon le « 7th 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.

3.6.2 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. Parallèlement, la capacité d’importation et d’exportation permet au secteur suisse de l’électricité de conclure des affaires sur le marché européen et d’exploiter sa compétitivité. 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 transfrontalière 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 les valeurs horaires pour chacune des quatre frontières de la Suisse en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins. La capacité d’importation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage suisse, est

comptabilisée dans la capacité d'importation et d'exportation de l'Autriche.

Le tableau 3 donne un aperçu de l'évolution moyenne des capacités d'importation disponibles, d'une part pour l'ensemble des fron-

tières et pour ce qu'on appelle la frontière nord, d'autre part pour chaque frontière spécifique entre la Suisse et ses voisins. Sur une base horaire, la NTC peut être plus volatile que les valeurs reflétées dans les moyennes annuelles des valeurs d'importation et d'exportation.

NTC D'IMPORTATION (MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Total	6657	6982	6562	6838	6297
Frontière nord (AT, DE, FR)	4936	5260	4841	5117	4576
France	2678	2944	2923	3018	2691
Allemagne	1343	1264	1347	1341	1124
Autriche	915	1052	571	758	761
Italie	1721	1722	1721	1721	1722

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse entre 2019 et 2023 (moyennes annuelles des NTC horaires)

La capacité d'importation a diminué en 2023 en raison d'une capacité d'importation plus faible en provenance de France et d'Allemagne.

Ainsi, la capacité d'importation moyenne à la frontière nord n'a donc été que légèrement supérieure à 4500 MW. La capacité d'importation totale n'a pas dépassé 6300 MW, restant ainsi sous les valeurs moyennes de 2020 qui, comme en 2017, atteignaient près de 7000 MW

Depuis le 21 novembre 2023, la ligne entre Bassecourt (JU) et Mühleberg (BE) achemine

du courant à 380 kV contre 220 kV auparavant. Grâce à la tension plus élevée, cette importante liaison nord-sud permet de transporter davantage d'énergie électrique, ce qui est particulièrement indispensable en hiver, lorsque la Suisse est tributaire des importations d'électricité des pays voisins. La ligne entre Bickigen et Chippis (ligne de la Gemmi) aurait également pu être exploitée à 380 kV à l'hiver 2022/23 (de janvier à avril 2023) pour renforcer à court terme la sécurité de l'approvisionnement dans le cadre de la panoplie de mesures prises par le Conseil fédéral.

3.6.3 Capacité d'exportation

En raison des flux de transit élevés traversant la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible, notamment vers l'Italie et la France, mais aussi vers l'Allemagne et l'Autriche, est également importante pour la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse et de ses pays voisins, tant que la guerre d'agression russe contre l'Ukraine et les ten-

sions politiques avec la Russie font peser des risques d'approvisionnement supplémentaires sur la Suisse, ses voisins et l'ensemble de l'UE (cf. tableau 4). 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 à ses frontières nord avec la France, l'Allemagne et l'Autriche.

NTC D'EXPORTATION (MW) (MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Total	7933	8658	8289	8845	8985
Frontière nord (AT, DE, FR)	5415	5928	5497	6023	6075
France	1163	1136	1209	1194	1131
Allemagne	3491	3708	3629	3946	3924
Autriche	761	1084	659	883	1020
Italie	2518	2730	2792	2821	2910

Tableau 4 : Évolution de la capacité d'exportation disponible (NTC) de la Suisse entre 2019 et 2023 (moyennes annuelles des NTC horaires)

En 2023, la capacité d'exportation totale a augmenté en raison d'une hausse de la capacité d'exportation vers l'Autriche et l'Italie. Comme en 2022, elle a presque atteint 9000 MW. En direction de l'Allemagne, elle est restée, comme en 2022, légèrement inférieure aux 4000 MW de 2017. Concernant l'Autriche, elle a tout juste dépassé 1000 MW. La capacité d'exportation moyenne à

la frontière nord a donc augmenté, mais n'a pas atteint les niveaux de 2017 et 2018 (dépassant alors 6100 MW).

À la frontière sud de la Suisse (Italie), la capacité d'exportation est restée légèrement en deçà des 3000 MW atteints en 2017. C'est pourquoi la capacité d'exportation totale est restée inférieure aux 9129 MW de 2017.

3.6.4 Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées

De nombreuses installations de production d'énergie photovoltaïque dans la zone de réglage suisse ainsi que dans l'ensemble du réseau interconnecté européen sont paramétrées 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 – qu'aucune autre installation, qui ne respecte pas les réglages de protection nécessaires, ne puisse se raccorder au réseau.

L'ElCom a donc édicté le 6 mars 2018 la directive 1/2018, publiée sur son site Internet. Par courrier du 15 juin 2018 adressé aux gestionnaires de réseau de distribution, elle a en outre lancé un pro-

gramme 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 rapidement de bons résultats et à des coûts raisonnablement bas.

L'objectif fixé par l'ElCom d'une puissance maximale de 200 MVA provenant d'installations photovoltaïques non conformes n'a pas pu être atteint avec le programme de modernisation 1. Fin 2019, l'ElCom a donc décidé d'étendre le programme de modernisation à toutes les installations photovoltaïques dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA (programme de modernisation 2). Le

programme de modernisation 2 a été lancé en janvier 2020 et obligeait les gestionnaires de réseau à garantir la conformité des installations photovoltaïques concernées dans leur zone de desserte avant fin 2022 au plus tard. Jusqu'à fin 2022, près de trois quarts des gestionnaires de réseau de distribution avaient indiqué avoir

achevé le programme de modernisation 2. Fin 2023, quatre cinquièmes des gestionnaires de réseau de distribution avaient indiqué avoir achevé le programme de modernisation 2. Les autres gestionnaires de réseau de distribution ont soit bénéficié d'une prolongation de délai, soit n'ont pas encore répondu.

3.7 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 quantités d'électricité produites et consommées, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. Il faut donc compenser tous les écarts en permanence.

Cet ajustement intervient généralement en adaptant la production d'électricité à la consommation actuelle. Pour pouvoir équilibrer en continu la production et la consommation, il faut des centrales flexibles 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. Durant l'exercice, les coûts pour la puissance de réglage se sont élevés à environ 471 millions de francs, ce qui représente une baisse de 21 millions de francs par rapport à l'année précédente. La forte hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros en 2022, décrite au paragraphe suivant, joue un rôle central, l'une des conséquences étant que la puissance de réglage a également été négociée à un prix plus élevé. La figure 1 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années.

Depuis 2016, Swissgrid achète par anticipation 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 sécurité de l'approvisionnement, la gestion des risques et la compréhension de leurs rôles par les acteurs. À l'hiver 2022/2023, l'achat anticipé de puissance de réglage pour les semaines critiques au cours de l'hiver a été réalisé en cinq tranches, afin d'acquérir 80 % des quantités de PRS pour le mois de janvier 2023, 100 % des quantités de PRS pour les mois de février à mai, et 50 % des quantités de PRT pour les mois de janvier à mai. Du fait de cette acquisition, échelonnée de septembre 2022 à janvier 2023, près de 77 % des coûts annuels sont passés dans l'achat anticipé de puissance de réglage (361 millions de francs). 110 millions de francs ont été dépensés pour les mois de juin à décembre.

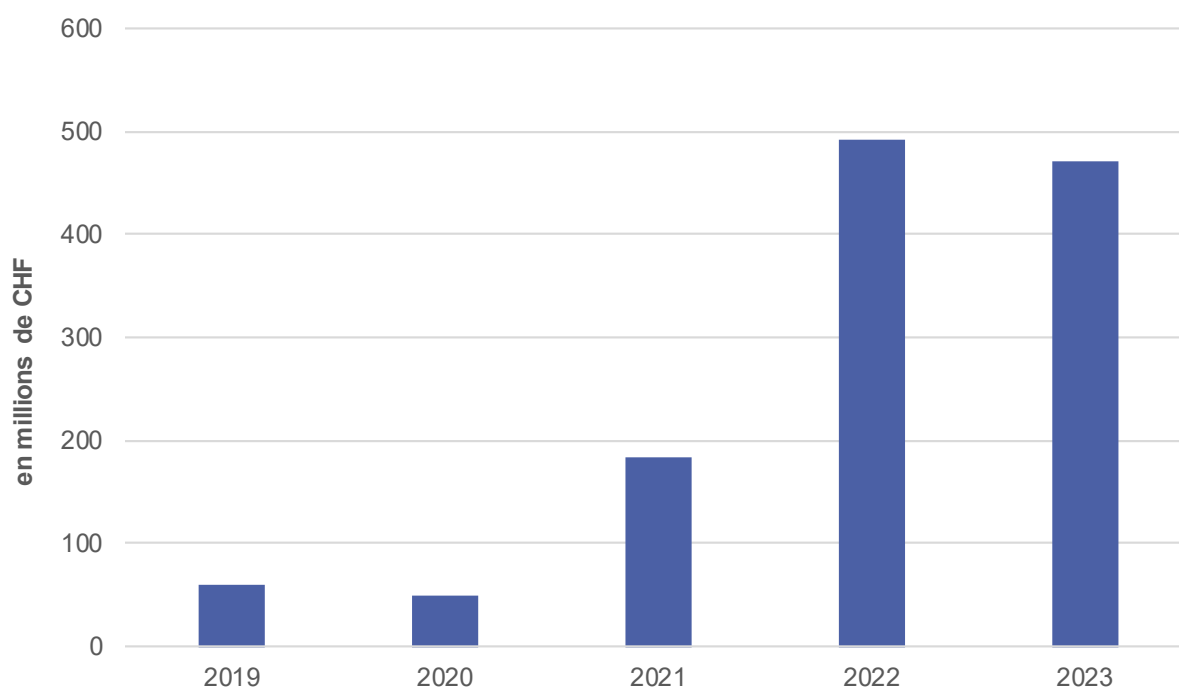


Figure 1 : Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2019 à 2023

Afin d'augmenter la liquidité, Swissgrid développe régulièrement les produits de réglage. Ainsi, l'acquisition de la puissance de réglage secondaire a été adaptée en 2019. Jusqu'à mi-2018, la puissance de réglage secondaire était achetée comme un produit symétrique. En d'autres termes, 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. Afin d'augmenter encore la liquidité, des produits de réglage sont également achetés dans une moindre mesure via des plateformes internationales, notamment la puissance de réglage primaire (Frequency Containment Reserve) ainsi que, depuis octobre 2020, l'énergie de réglage tertiaire (Replacement Reserve).

4 Réseaux



Chaque année, environ 1,5 milliard de francs sont investis dans l'extension et le renouvellement des réseaux de distribution. On peut voir ici la ligne de la Gemmi, qui relie le Valais au canton de Berne en passant par le col du même nom.

4.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

Dans le cadre des rapports annuels en lien avec la comptabilité analytique¹, l'ElCom classe les réseaux électriques suisses en fonction des différentes catégories d'installations. Le réseau électrique suisse (composé du réseau de distribution et du réseau de transport) s'étend sur 233 000 kilomètres, soit presque six fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau de réseau 7) en représentent 75 % et, avec environ 6760 kilomètres, le réseau de transport national de Swissgrid (niveau

de réseau 1) ne représente que 3 %. Les kilomètres restants se répartissent sur les niveaux de moyenne tension (niveaux de réseau 3 et 5). Conformément aux attentes, le nombre de lignes aériennes et de transformateurs aériens a diminué en raison du câblage progressif, tandis que la part des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté.

Chaque année, les gestionnaires de réseau communiquent leurs données le 31 août de l'année qui suit le dernier exercice clôturé. Les chiffres figurant dans le rapport d'activité 2023 correspondent donc aux valeurs réelles de 2022.

Classe d'installations	2018	2019	2020	2021	2022	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	122 616	124 941	130 205	131 705	148 824	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1 906	2 053	1 968	2 099	2 028	km
Lignes souterraines MT (NR5)	35 307	36 433	36 428	37 725	40 221	km
Lignes souterraines BT (NR7)	80 029	82 179	81 264	82 653	94 104	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	57 091	58 891	59 108	62 518	68 285	km
Lignes aériennes HT (NR3)	6 777	6 788	6 658	6 773	6 623	km triphasé
Lignes aériennes MT (NR5)	9 458	9 346	8 818	8 751	8 307	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	7 663	7 899	6 972	6 760	6 276	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4, NR5	819	825	823	862	833	Nombre
Transformateurs NR2	145	147	149	152	144	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	167	163	168	178	163	Nombre
Transformateurs NR3 ²	76	76	87	86	85	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2 586	2 680	2 431	2 506	2 363	Nombre
Transformateurs NR4	1 143	1 153	1 143	1 186	1 133	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	2 163	2 929	2 246	2 333	2 230	Nombre
Transformateurs NR5 ²	73	74	77	74	77	Nombre
Stations de couplage NR5 ¹	30 685	39 486	39 411	40 068	40 516	Nombre
Stations transformatrices NR6	53 730	54 850	54 142	55 546	54 862	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5 265	5 487	4 993	5 049	4 751	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	177 430	182 325	191 488	199 412	181 967	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5 635 760	5 779 344	5 715 085	5 951 287	5 817 870	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau	630	632	623	610	604	Nombre

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, OApÉI, la station de couplage supérieure est rattachée au niveau de réseau 1.

2) Bien que la transformation intervienne habituellement aux niveaux de réseau pairs, elle peut aussi avoir lieu dans certains cas à 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 5 : Installations du réseau électrique suisse – indications basées sur les déclarations des gestionnaires de réseau

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 21,8 milliards de francs, dont environ 90 % sont attribuables au réseau de distribution. Les 100 principaux gestionnaires de réseau détiennent environ 85 % des actifs déclarés. Les 10 plus importants de Suisse représentent à eux seuls 43 % de l'ensemble de ces actifs, tandis que les 500 petits et très petits gestionnaires de réseau en possèdent à peine 15 %, soit à peu près le même pourcentage que 5 ans auparavant.

La figure 2 illustre l'évolution des éléments constitutifs des coûts du réseau : pour 2022, les gestionnaires de réseau de distribution ont déclaré plus de 5,4 milliards de francs de coûts du réseau, de redevances, de prestations et de suppléments sur le réseau de transport. Les coûts du réseau, qui constituent la composante la plus importante de ce montant, se basent sur les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficient conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité. Leur composition est la suivante : les coûts d'exploitation et de capital sont la composante la plus importante des coûts du réseau de distribution avec une part de 67 %, soit tout juste 3,6 milliards de francs. Sur ce montant, les coûts de capital représentent 1,7 milliard de francs et les coûts d'exploitation 1,8 milliards de francs (soit 33 % et 35 %). Les taxes directes s'élèvent à 72 millions de francs, soit 1,4 %.

Aux coûts du réseau s'ajoutent près de 1,7 milliard de francs de contributions pu-

bliques : redevances et prestations fournies aux collectivités publiques, y compris les concessions, d'un montant légèrement supérieur à 452 millions de francs, soit 8,5 %, ainsi qu'un peu plus de 1,2 milliard de francs, soit 22,6 % de suppléments sur le réseau de transport pour encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et l'assainissement des eaux, en vertu de l'article 35 de la loi sur l'énergie (LEne).

En revanche, cette somme ne prend pas en compte les coûts en amont encourus par les différents gestionnaires de réseau, car ces coûts apparaissent comme des revenus auprès des fournisseurs en amont correspondants et constituent donc globalement un poste neutre.

Après avoir subi des augmentations régulières jusqu'en 2018, la part des redevances et prestations (y compris supplément perçu sur le réseau, conformément à l'art. 35 LEne) n'a quasiment pas évolué au cours de ces cinq dernières années, enregistrant une hausse de 1 % en 2022 par rapport à l'année précédente (cf. Fig. 2 « Impôts directs »). La hausse de cette position au cours des années précédentes s'expliquait principalement par l'augmentation progressive, de 2014 à 2018, de la redevance nationale pour l'encouragement des énergies renouvelables. Les redevances et prestations relèvent de la compétence des communes, des cantons et de la Confédération ; de fait, leur montant n'est pas contrôlé par l'EICom.

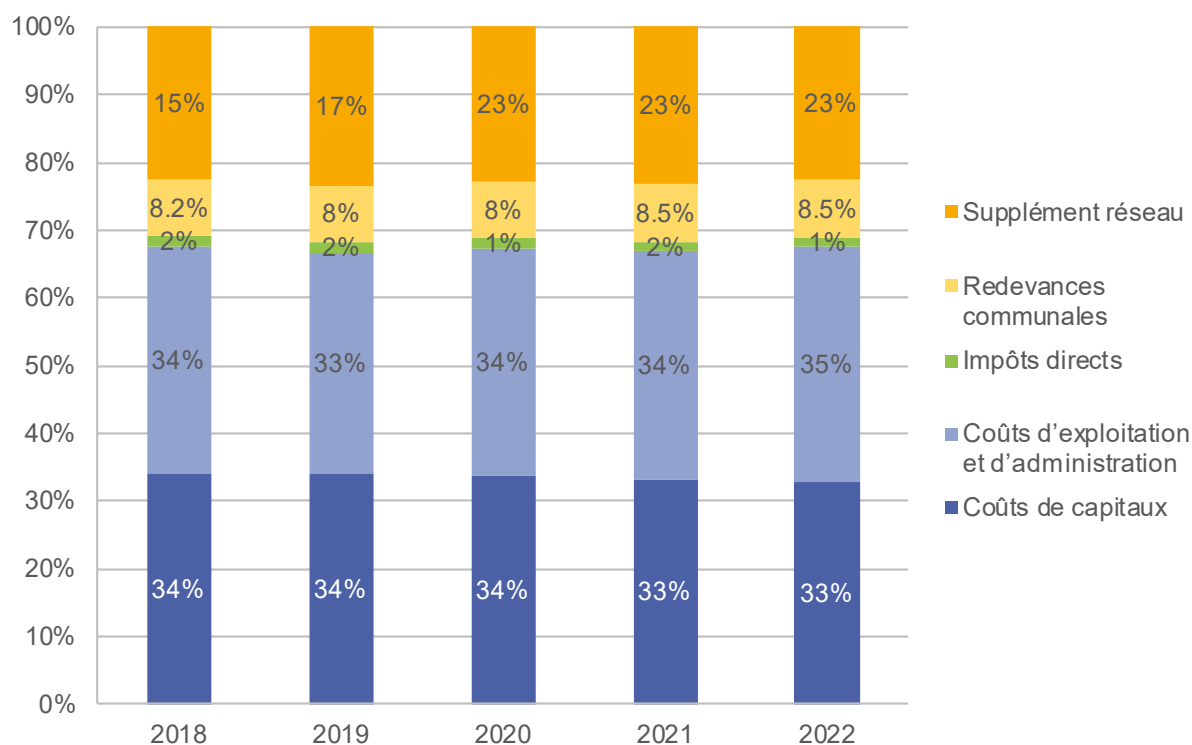


Figure 2 : Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2022, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 467 millions de francs, des coûts de 670 millions pour les services-système et désormais des coûts de 0,6 million de francs pour la réserve d'électricité. Les prix de l'énergie, élevés depuis 2022, ont un impact particulièrement fort sur les services-système (cf. chapitre 3.7 « Services-système »). Les coûts attendus et imputés aux tarifs au printemps 2021 pour 2022 ont été nettement plus bas, ce qui a entraîné un important découvert de couverture pour 2022. Cela aura un autre effet d'augmentation des tarifs dans les années suivantes.

Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,4 milliards de francs aux coûts cumu-

lés de 1,2 milliard de francs pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à 6,6 milliards de francs. La figure 3 montre la répartition de ces coûts entre les différents niveaux de réseau (NR). Le réseau de distribution local (NR7) représente une bonne moitié des coûts, soit environ 3,0 milliards de francs. Un cinquième des coûts (1,2 milliard de francs) est généré par le niveau 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 (NR1 utilisation du réseau, plus NR1 SDL et désormais la réserve d'électricité) exploité par Swissgrid représente une part de 18 % des coûts totaux du réseau électrique suisse.

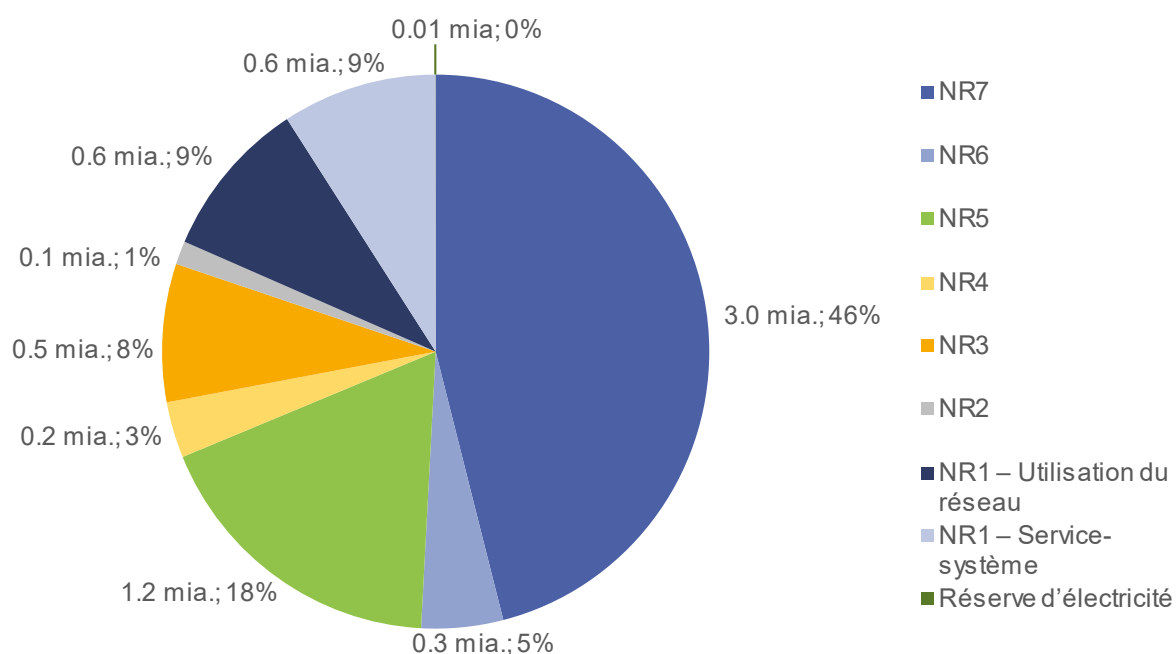


Figure 3 : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y c. redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7)

4.2 Développement et planification des réseaux

4.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEI, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) établit 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. Pour établir le 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 concernés. Le scénario-cadre doit être vérifié tous les quatre ans conformément à l'art. 5a OApEI et actualisé si nécessaire. Lors de sa séance du 23 novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le scénario-cadre 2030/2040.

L'art. 9d LApEI stipule que la société nationale du réseau de transport soumet son plan pluriannuel à l'examen de l'ElCom dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le contenu de la planification pluriannuelle est décrit dans l'art. 6a OApEI.

En 2024, Swissgrid soumettra à l'ElCom le premier plan pluriannuel basé sur le scénario-cadre. Jusqu'à présent, la planification pluriannuelle de Swissgrid faisait référence au rapport sur le réseau stratégique 2025, datant de début 2015. Le 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 LApEI (art. 8, al. 2, art. 20, al. 2, let. a). L'ElCom

estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 représente un jalon important 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 suggèrent les nombreux calculs précis concernant l'utilité nette qui en est présentée. 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 et l'ElCom ainsi que dans tous les organismes compétents. 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 aussi objective que possible et d'hypothèses transparentes. Il convient de saluer cette approche. Toutefois, les incertitudes qui caractérisent l'appréciation de l'utilité 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 l'utilité.

4.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

Conformément à l'art. 9b LApEl, chaque gestionnaire de réseau doit fixer les principes qui sont appliqués à la planification du réseau. Pour ce faire, il faut notamment tenir compte du fait que, en règle générale, une extension du 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 de réseau associent de manière ap-

propriée à la planification les cantons concernés et les autres acteurs concernés.

L'art. 9d LApEl prévoit que, sur la base du scénario-cadre et en fonction des besoins supplémentaires pour leur zone de desserte, les gestionnaires de 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). 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, 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.

4.2.3 Participation aux PSE et PAP

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). Dans la pratique, les bases pour choisir la solution technologique (lignes aériennes ou lignes souterraines) sont vérifiées. Selon la convention du 21 mars 2018 [état au 5 mai 2020]¹, le DETEC statue sur les divergences entre l'ElCom, l'OFEN et l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI). À l'instigation de l'ElCom, Swissgrid a créé l'outil « Module de construction de lignes ». Cet outil sert à calculer systématiquement les coûts des variantes du PSE lors de la planification de projets de construction de lignes dans le réseau de transport.

En 2023, l'ElCom a participé au groupe de suivi dans le cadre de ses tâches légales pour les procédures du PSE suivantes : All Acqua–Magadino, Vallemaggia (PSE 109), Innertkirchen–Mettlen (PSE 202), Marmorera–Tinzen (PSE 701.1), Flumenthal–Froloo (PSE 900). Par ailleurs, l'ElCom a rendu plusieurs avis sur des projets dans le cadre de procédures d'approbation des plans.

¹ Disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications (uniquement en allemand)

4.3 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.

4.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Le volume d'investissement effectif dans le réseau de transport en 2022 s'élevait à 212,2 millions de francs. Entre 2018 et 2022,

les investissements annuels moyens dans le réseau de transport se sont élevés à 163 millions de francs.

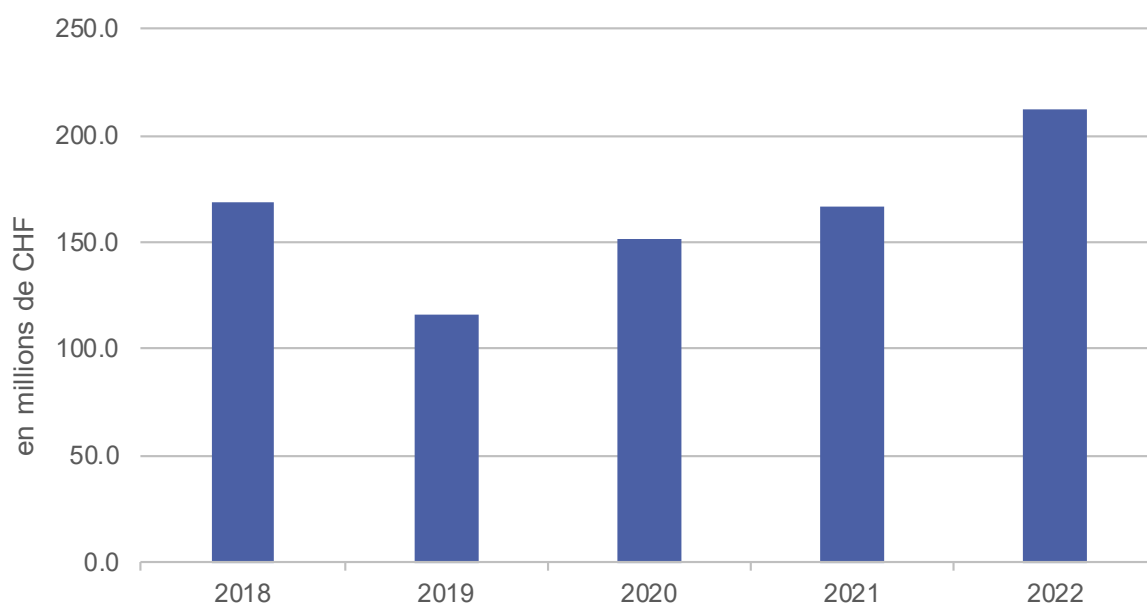


Figure 4 : Investissements dans le réseau de transport

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2018 et 2022, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi près de 1,4 milliard de francs par an (figure 5). Durant cette période, les amortissements ont augmenté chaque année, passant de 943 mil-

lions à un peu plus de 956 millions de francs. Le réseau suisse présente un excédent d'investissement de près de 474 millions de francs ; ce chiffre est pratiquement inchangé par rapport à celui de 2018.

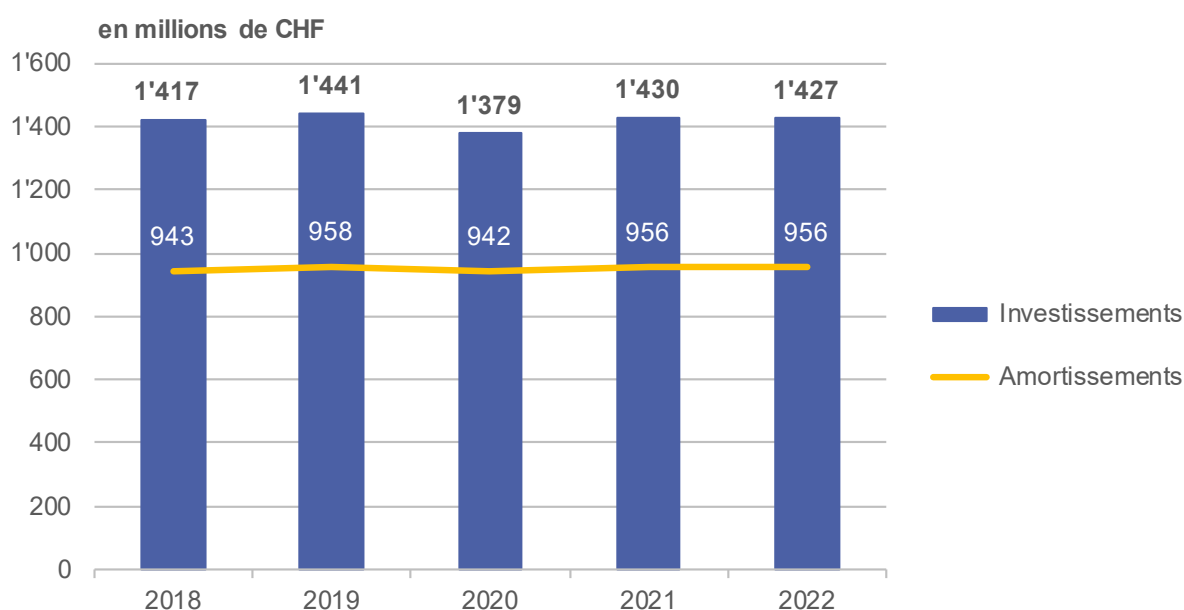


Figure 5 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

Eu égard aux efforts de la Suisse pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre à un zéro net d'ici à 2050 comme la plupart des pays européens, l'OFEN mise dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 de la Suisse, tant pour ce qui est de la demande (électromobilité et pompes à chaleur) que de l'offre (développement du photovoltaïque, etc.), sur une sollicitation fortement accrue des réseaux de distribution.¹ En tout, l'OFEN prévoit un besoin d'investissement réel compris entre 45 et 84 milliards de francs d'ici à 2050.

Le réseau électrique s'est développé de 14 % entre 2018 et 2022 si l'on tient uniquement compte du nombre de kilomètres de lignes. Toutefois, dans le contexte de l'augmentation pré-

vue par l'OFEN, il n'est pas possible de se baser uniquement sur les actifs régulatoires pour définir si le taux d'augmentation est suffisant. Ainsi, les renforcements de réseau (cf. chapitre 4.4 « Renforcements de réseau ») – financés par des fonds étrangers – ne peuvent pas être pris en compte dans les immobilisations régulatoires et font donc défaut dans les indications ci-dessus. Étant donné que la fiabilité des réseaux électriques suisses est très élevée, même en comparaison internationale (cf. chapitre 3.6 « Qualité de l'approvisionnement »), l'ElCom considère pour le moment que les investissements dans le réseau de distribution sont suffisants.

¹ Cf. rapport OFEN de novembre 2022 sur les effets d'une électrification poussée et d'un développement électrique massif des énergies renouvelables sur le réseau suisse de transport de l'électricité (en allemand avec résumé en français)

4.3.3 Taux d'intérêt théorique WACC Réseau

L'ElCom a déjà déploré à plusieurs reprises les lacunes de la méthode de calcul actuelle du WACC (Weighted Average Cost of Capital). Elle a plus particulièrement attiré l'attention sur la surestimation des risques (notamment en raison d'un « peer group » inadapté lors de la définition du coefficient bêta et, partant, de la rémunération des fonds propres) ainsi que sur les limites techniques inférieures utilisées pour le taux d'intérêt sans risque dans le contexte de taux bas de l'époque. En raison de ces deux aspects, le WACC a tendance à être trop élevé. L'ElCom a fait part de ces critiques dans le cadre des consultations des offices et des groupes de suivi correspondants, et les a également mentionnées dans ses rapports d'activité. C'est notamment sur cette base que l'OFEN a décidé d'examiner la méthode de calcul actuelle du WACC dans le domaine des réseaux électriques, de rectifier éventuellement certains paramètres susceptibles de biaiser la définition du WACC et d'élaborer des propositions concrètes de modification.

Les tâches correspondantes ont été réalisées à l'automne 2023. Elles se sont conclues par une réunion des parties prenantes en décembre 2023, à laquelle ont participé des représentants de l'industrie, de la protection des consommateurs, de la branche de l'électricité, des cantons, des caisses de pension, du Surveillant des prix, du Secrétariat d'État à l'économie (SECO), de l'OFEN et de l'ElCom.

Les résultats provisoires de deux expertises ont été présentés au cours de cette réunion.

Lors de la discussion technique, l'ElCom ainsi que les représentants des consommateurs ont notamment souligné le problème persistant de la définition biaisée des risques. En outre, il est possible que le choix d'un « peer group » inadapté, présentant un risque commercial systématiquement plus élevé, entraîne la prise en compte d'un taux de rémunération des fonds propres trop élevé dans le WACC.

À l'opposé, d'aucuns argumentent qu'un WACC élevé est généralement nécessaire pour permettre des investissements suffisants dans le réseau. L'ElCom ne partage pas cet avis. En fin de compte, le WACC doit être fixé au « bon » niveau, de sorte que les incitations à investir dans l'entretien et le développement du réseau soient suffisantes, sans toutefois créer d'effets d'aubaine qui se traduiraient par des charges inutilement élevées pour les consommateurs d'électricité. La figure 6 illustre l'évolution des investissements annuels dans le réseau de distribution et les coûts du capital (amortissements et intérêts sur le capital propre / capital étranger ou fonds de roulement net).

L'ouverture de la consultation sur la modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité est prévue pour juin 2024. D'ici là, l'OFEN élabore un concept pour le WACC en collaboration avec les experts.

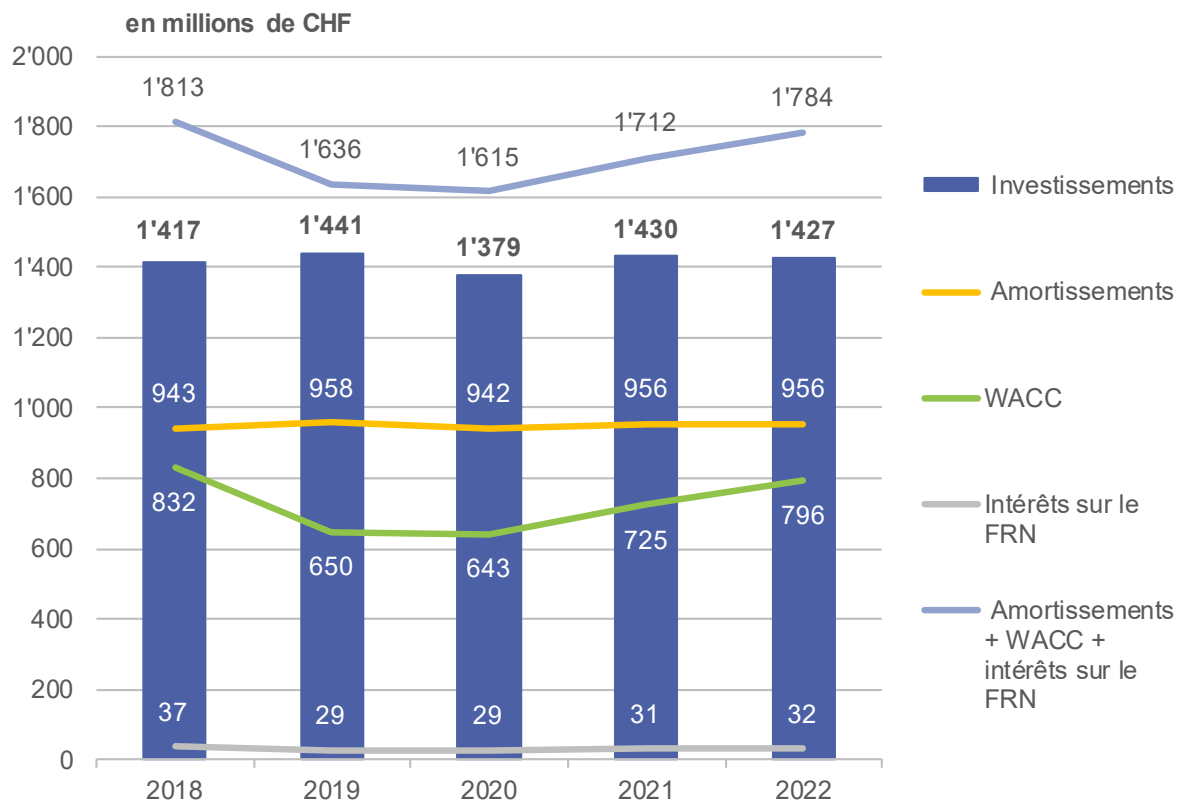


Figure 6 : Évolution des investissements et des intérêts théoriques sur la base du WACC des années précédentes

4.4 Renforcements de réseau

Des renforcements de réseau peuvent s'avérer nécessaires notamment pour raccorder au réseau de distribution des producteurs d'électricité provenant de nouvelles énergies renouvelables. De tels coûts sont remboursés aux gestionnaires de réseau par Swissgrid, puisqu'ils sont intégrés dans le calcul du tarif des services-système (tarif SDL). Cette indemnisation requiert donc l'autorisation de l'ElCom, qui se réfère à une directive décrivant les règles à ob-

server par les gestionnaires de réseau qui soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. Durant l'exercice, l'ElCom a statué sur 46 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau.

Au total, au cours des quinze dernières années, l'ElCom a édicté 1069 décisions dans ce contexte (cf. figure 7, tableau 6).

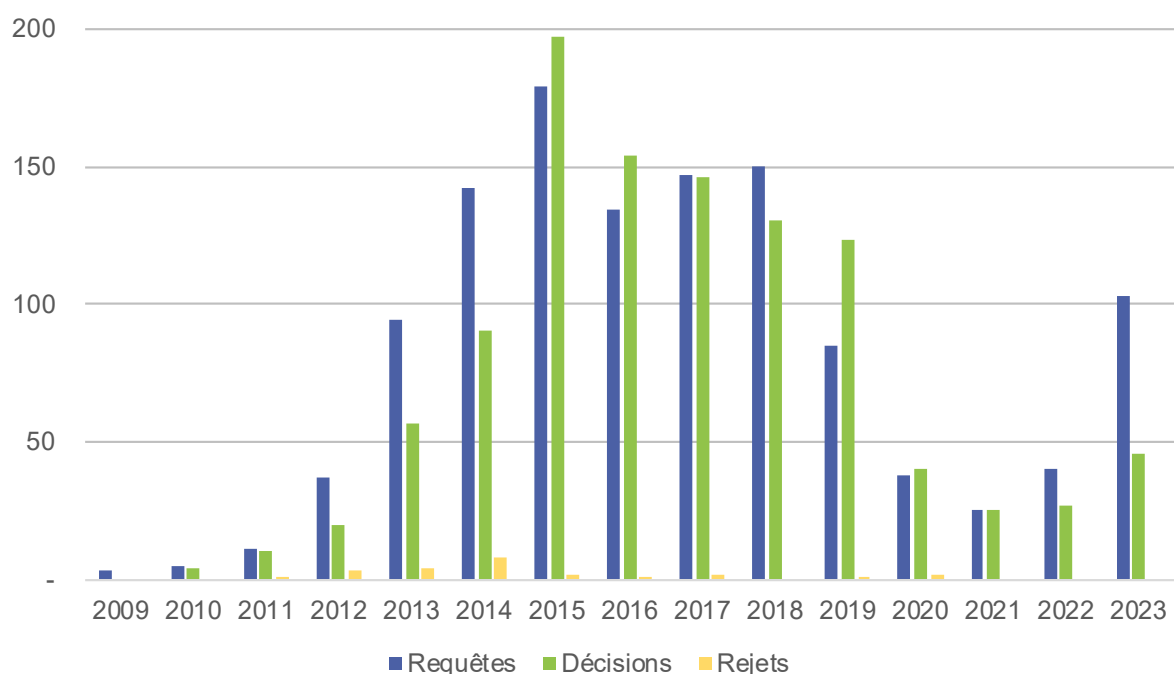


Figure 7 : Évolution du nombre de requêtes déposées et rejetées et décisions concernant la rétribution des coûts de renforcement de réseau

Fin 2023, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 130,35 millions de francs, pour une puissance de production totale de 392 MW. Le tableau 6 donne un aperçu des

chiffres clés concernant les demandes de remboursement ayant fait l'objet de décisions pour les coûts de renforcement du réseau nécessaires pour les années 2009 à 2023.

	Total	Photovoltaïque	Hydraulique	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	1 069	998	38	4	29
Puissance de l'installation [kW], valeur minimale ^{2,3}	4	4	29	1 500	22
Puissance de l'installation [kW], valeur maximale ^{2,3}	74 000	8 303	14 726	16 000	74 000
Puissance de l'installation [kW], total ³	392 204	167 749	76 542	30 000	117 913
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3 500	3 500	12 277	1 151 165	12 277
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9 262 389	746 912	3 117 452	9 262 389	3 117 452
Coûts, total [CHF]	130 350 857	76 133 586	28 027 193	19 853 343	6 336 735
Coûts moyens [CHF] ⁴	121 937	76 286	737 558	4 963 336	218 508

Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁵	3	3	5	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁵	9 719	9 719	4 148	1 116	2 877
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁵	332	454	339	662	177

1) P. ex. biomasse et différents types d'installations

2) Par requête/décision

3) Pour les installations hydroélectriques, la puissance de l'installation se réfère à la puissance mécanique brute moyenne ; pour les autres catégories d'installations de production d'énergie, la puissance de l'installation est calculée en fonction de la puissance du générateur

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

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

Tableau 6 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2023

4.5 Stockage par batterie

L'ElCom avait déjà répondu à certaines questions de fond sur le stockage dans la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 » (chapitre 9). Les réponses à plusieurs questions sur le raccordement d'installations de stockage ont été ajoutées. L'ElCom part du principe que les installations de stockage sont également soumises à une obligation de raccordement. Toutefois, l'appréciation de l'obligation de raccordement n'incombe pas à l'ElCom, mais aux cantons (art. 5, al. 2, en lien avec l'art. 30, al. 1, LApEl). Les frais de raccordement, notamment les contributions facturées individuellement (surtout les contributions aux frais de raccordement et aux coûts de réseau) sont en principe déterminés par le droit cantonal. Demeure réservé l'art. 16, al. 3, OApEl en tant que prescription minimale de droit fédéral, selon laquelle les frais supplémentaires disproportionnés occasionnés dans les réseaux de distribution par le raccordement ou l'exploitation d'installations de production ne font pas partie des coûts du réseau, mais doivent être supportés dans une mesure appropriée par les producteurs. Selon l'ElCom, cette disposition s'applique par analogie

aux installations de stockage sans consommation finale. Par ailleurs, les coûts liés au raccordement d'installations de stockage sont des coûts de réseau imputables. Toutefois, en vertu de l'art. 22, al. 3, OApEl, aucune solidarité n'est possible pour les coûts des renforcements de réseau nécessaires au raccordement d'une installation de stockage. Un tel remboursement au gestionnaire de réseau par la société nationale du réseau de transport est uniquement prévu pour les renforcements de réseau en lien avec certaines installations de production d'énergie, comme l'indique clairement la loi.

L'ElCom constate en outre que l'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau en vertu de l'art. 15 LEnE en cas de stockage ne s'applique qu'à l'électricité pour laquelle il peut être clairement prouvé par des mesures qu'elle provient d'installations de production au sens de l'art. 15, al. 1, LEnE et qu'elle est ensuite injectée dans le réseau. Cette disposition ne s'applique pas aux autres types d'électricité stockée, notamment à l'électricité prélevée sur le réseau et réinjectée dans le réseau.

4.6 Prise en charge des coûts par les différents acteurs

Début 2023, Swissgrid a décidé de suspendre immédiatement les travaux du groupe de travail de l'AES sur la prise en charge des coûts du réseau, car certains participants insistaient pour que l'entreprise assume les coûts et les responsabilités dans de nombreux domaines. Swissgrid a prié l'ElCom de se prononcer sur les conditions, les bases et les responsabilités, afin de permettre une reprise des travaux au sein de la branche. Une liste des points litigieux relatifs à la prise en charge des coûts a été établie par les acteurs concernés. Communiquée à l'ElCom à la mi-avril 2023, elle est très hétérogène, et va des restrictions d'utilisation du réseau (notamment mises hors service) aux mesures à prendre en cas de mise en péril de la sécurité de l'approvisionnement (entre autres délestage automatique et manuel) ou aux exigences posées aux centrales, en passant par l'utilisation du réseau (entre autres en cas de transit). L'ElCom s'efforce de jouer un rôle de médiateur afin d'éviter, dans la mesure du possible, des procédures complexes et de soutenir le principe de subsidiarité. Un atelier avec des représentants de Swissgrid et de l'AES a été organisé au mois de juin par l'ElCom à Berne. Certains points ont pu être clarifiés sur la base de la prise de position relative à la prise en charge des coûts en cas de mises hors service. Le document a été publié sous forme de communication sur le site Internet de l'ElCom fin 2023. L'ElCom y argumente

pour l'essentiel qu'une disponibilité illimitée du réseau ne serait pas efficace et que des mises hors service font partie de l'exploitation normale du réseau. Par conséquent, les restrictions de l'utilisation du réseau en raison de mises hors service (planifiées ou non) ne donnent pas droit à des indemnisations. Même si de nombreux thèmes de cette liste de points litigieux sont encore en suspens, les travaux relatifs à la répartition des coûts entre l'AES et Swissgrid ont pu être au moins partiellement débloqués grâce au soutien de l'ElCom.

Dans le cadre d'une procédure, l'ElCom a dû décider si les frais supplémentaires causés à un exploitant de centrale pour l'achat de transformateurs de groupes avec gradateur de réglage devaient être remboursés par Swissgrid. Elle en est arrivée à la conclusion que les surcoûts supportés par l'exploitant de centrale n'étaient pas directement imputables au réseau de transport et ne pouvaient pas être qualifiés de prestations de services système. La législation sur l'approvisionnement en électricité ne contient aucune disposition selon laquelle, en dérogation aux art. 14 et suivants de la LApEl, il faudrait rembourser les coûts occasionnés aux acteurs par la prise de mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau, selon l'art. 5, al. 1, OApEl. La demande de remboursement de l'exploitant de la centrale a donc été rejetée.

5 Marché suisse de l'électricité



Seul un tiers environ de la quantité d'énergie vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base provient de la production propre des entreprises d'approvisionnement en énergie.

5.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

La Suisse a compté 604 gestionnaires de réseau actifs en 2022¹. En tout, les gestionnaires de réseau fournissent de l'électricité à quelque 5,6 millions de destinataires de facture et exploitent environ 5,8 millions de points de mesure. Le secteur est très hétérogène : alors que les plus grands gestionnaires de réseau approvisionnent plus de 300 000 clients finaux, le gestionnaire de réseau moyen approvisionne à peine 1650 clients finaux (valeur médiane), et le plus petit seulement 23. Seuls 77 gestionnaires de réseau comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, dont quatorze en approvisionnent plus de 100 000 (figure 8).

L'hétérogénéité se reflète également dans les formes juridiques sous lesquelles les gestionnaires de réseau sont organisés : seuls 25 %

des gestionnaires de réseau sont des sociétés anonymes et environ 20 % des coopératives. Les 55 % restants sont soit des services communaux, soit des entreprises de droit public.

Le nombre de gestionnaires de réseau sur le territoire suisse a diminué d'environ 4 % depuis 2018 pour s'établir à 604 en 2022. 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 2018 et 2022, le nombre de communes a baissé de plus de 4 %, passant de 2294 à 2145 (source : Répertoire officiel des communes de Suisse).

¹ Chaque année, les gestionnaires de réseau communiquent leurs données le 31 août de l'année qui suit le dernier exercice clôturé. Les chiffres figurant dans le rapport d'activité 2023 correspondent donc aux valeurs réelles de 2022.

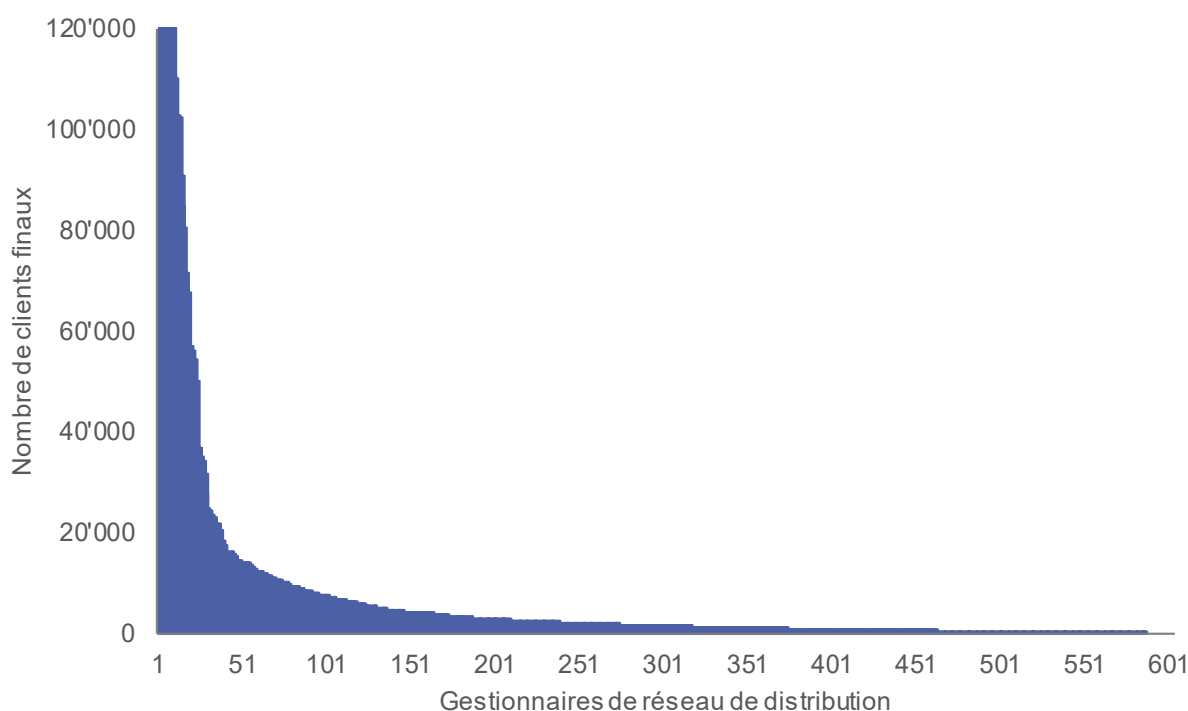


Figure 8 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux ; neuf gestionnaires de réseau de distribution sont concernés.

Pour l'année 2022, les gestionnaires de réseau ont déclaré un prélèvement d'électricité total d'environ 55 000 GWh. La part de soutirage des gestionnaires de réseau mesurée par rapport au soutirage total en Suisse reflète la répartition des propriétaires et des revenus d'utilisation du réseau (cf. chapitre 4.1 « Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres ») : Les 100 plus gros gestionnaires de réseau fournissent environ 83 % de l'énergie soutirée, sachant que les 10 principaux en représentent 44 %. Les quelque 500 petits et très petits gestionnaires de réseau soutirent à peine 17 % de l'énergie utilisée par les consommateurs finaux.

Les gestionnaires de réseau suisses sont tenus non seulement d'exploiter les réseaux, mais aussi d'assurer l'approvisionnement en électricité des clients non autorisés à se fournir sur le marché libre. Il est donc intéressant, notam-

ment dans un contexte d'augmentation des prix de l'énergie, de s'intéresser à l'approvisionnement en énergie ou la production d'énergie des fournisseurs suisses. Lors de la collecte des données de comptabilité analytique à fournir chaque année, l'ElCom recueille également des informations sur la production propre ou sur les méthodes d'approvisionnement.

La production et la distribution d'électricité pour les clients suisses relevant de l'approvisionnement de base présentent un important décalage : En Suisse, d'après la déclaration des gestionnaires de réseau, près de 34 000 GWh d'électricité sont livrés chaque année aux clients relevant de l'approvisionnement de base. Sur les 600 gestionnaires de réseau, 411 soit 70 % d'entre eux ont indiqué ne pas avoir de production propre. Ces gestionnaires de réseau ont un besoin avoisinant les 7700 GWh par an, soit 14 % mesurés par rapport au soutirage total de

55 000 GWh par an (approvisionnement de base et consommateurs finaux sur le marché libre y compris pertes actives). Près de 130 gestionnaires de réseau (soit 22 % d'entre eux) ont une production propre de maximum 10 GWh (besoin de 5000 GWh par an correspondant à 9 % du soutirage total), tandis que seulement 20 gestionnaires de réseau (3 %) dé-

clarent disposer d'une production propre supérieure à 100 GWh (besoin de 13 700 GWh équivalant à 24 % du soutirage total).

Les fournisseurs suisses achètent majoritairement leur électricité dans le cadre de contrats « tout compris » (full supply) ou via un approvisionnement structuré, sur le marché.

5.2 Accès au marché et taux de changement

Jusqu'à présent, seuls les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh ont le droit d'accéder librement au marché ; ils peuvent donc choisir leur propre fournisseur d'électricité. Chaque année, 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 grand consommateur ne peut plus revenir sous le régime de l'approvisionnement de base (« libre un jour, libre toujours » selon l'art. 11, al. 2, dernière phrase, OApEI).

L'ElCom enquête chaque année sur le comportement en matière de changement des entreprises susceptibles d'être concernées. Ce sondage est mené auprès des 80 plus grands gestionnaires de réseau ; ceux-ci approvisionnent 4 millions de destinataires de factures et fournissent au total près de 37 000 GWh, soit près de 67 % de l'ensemble de l'électricité fournie en Suisse (hors transports publics).¹

Sur ce total, un peu plus de 34 000 clients finaux, soit 0,6 % de tous les destinataires de factures, ont le droit d'accéder librement au marché. Bien que cette part soit assez faible en chiffres absolus, ces consommateurs finaux consomment plus de 19 900 GWh, soit 36 % de l'électricité fournie en Suisse.

Au cours des années qui ont suivi l'ouverture du marché de l'électricité et jusqu'à l'année de planification 2024 incluse, 22 400 consommateurs finaux (66 %) ont effectivement fait usage de cette possibilité. Lesdits consommateurs achètent au total 16 400 GWh d'électricité, ce qui représente un peu plus de 82 % du total des 19 900 GWh d'électricité achetée par les consommateurs finaux ayant potentiellement accès au marché, ou un peu plus de 45 % du total des 37 000 GWh d'électricité fournie par les 80 plus grands gestionnaires de réseau.

Le droit de choisir librement son fournisseur a été relativement peu utilisé les premières années suivant l'ouverture du marché (figure 9). 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. Depuis 2023, la part de consommateurs finaux sur le marché ligne stagne et cette tendance s'est poursuivie pour 2024.

¹ Ce sondage prend actuellement en compte les gestionnaires de réseau dont le soutirage annuel est supérieur à 100 000 MWh. Les valeurs annoncées dans l'enquête sont fournies directement par les entreprises d'approvisionnement en énergie et l'ElCom ne les examine pas dans le détail.

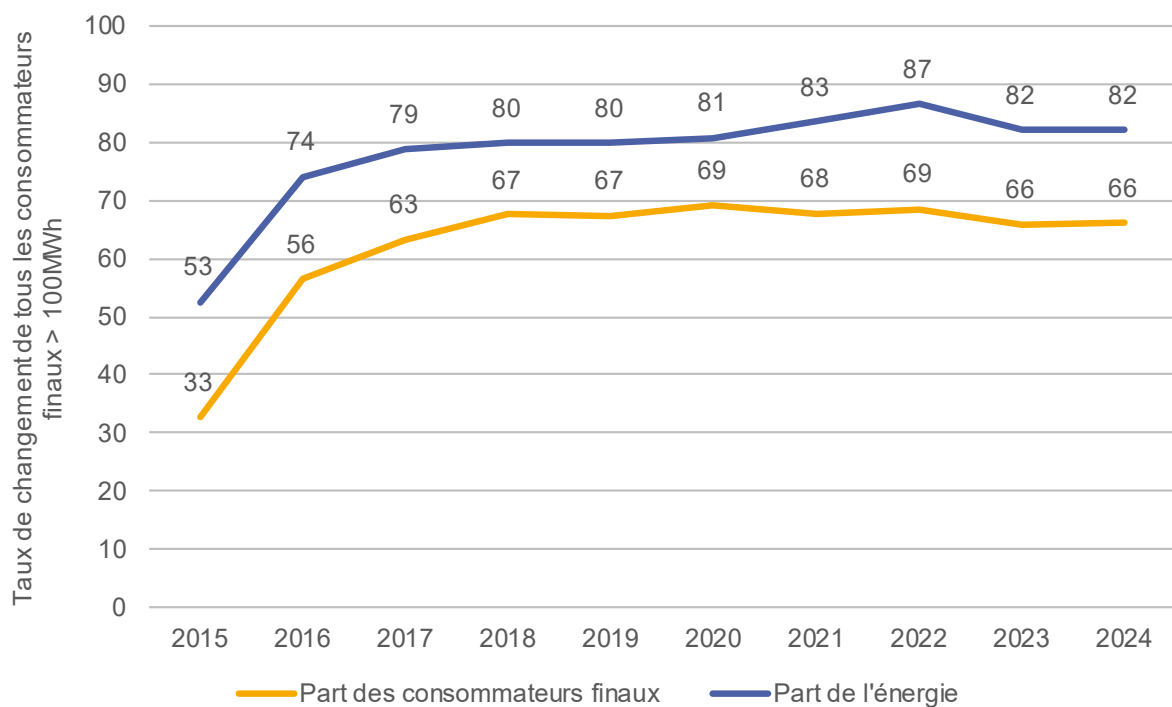


Figure 9: Jusqu'à présent, 66 % de tous les clients ayant le droit d'accéder au marché ont changé (courbe bleue) et soutirent 82 % de la quantité d'énergie des clients ayant droit au marché libre (courbe orange).

5.3 Approvisionnement de base et consommation propre

L'ElCom s'est penchée dans un cas sur le droit à l'approvisionnement de base d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). Après sa création, le RCP, composé d'une propriétaire foncière et de nombreux locataires, s'est approvisionné en électricité sur le marché libre auprès d'un fournisseur. Le gestionnaire du réseau lui a uniquement facturé la rémunération pour l'utilisation du réseau, et il a payé les factures sans s'y opposer. Au bout de presque un an seulement, il a indiqué pour la première fois au gestionnaire du réseau qu'il relevait de l'approvisionnement de base et qu'il s'agissait certainement d'une erreur. L'ElCom a donné raison au RCP dans la mesure où un RCP, en tant que nouvelle unité, relève en général de

l'approvisionnement de base après sa création. Cependant, l'ElCom a décidé que le RCP, de par son comportement, avait fait valoir son droit d'accès au réseau (art. 13, al. 1 LApEl). C'est ainsi qu'est né le principe « libre un jour, libre toujours » (art. 11, al. 2, OApEl), qui exclut le retour du marché libre vers l'approvisionnement de base. Ainsi, le RCP ne peut plus faire valoir de droit à être fourni en électricité par le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'approvisionnement de base. L'ElCom a en outre décidé qu'un RCP n'avait en principe pas de personnalité juridique et que le droit fédéral ne lui attribuait pas la capacité d'être partie ou d'ester en justice. Les parties à la procédure sont donc les participants dans le cas d'un RCP ou les propriétaires fon-

ciers dans le cas d'un RPC de locataires, comme dans le cas concret à juger. Étant donné que l'issue de la procédure avait un impact direct sur les droits et obligations des parties locataires, il fallait donner à ces derniers l'occasion de participer à la procédure.

Un autre cas a également porté sur le droit au service universel : un entreprise contrôlée par le canton (ci-après « consommateur final ») a conclu un contrat de marché avec un fournisseur d'énergie pour trois sites de consommation et a demandé l'accès au réseau pour ceux-ci. Le fournisseur d'énergie est également une entreprise contrôlée par le canton, à laquelle incombe la tâche de gestionnaire de réseau. Par la suite, le Conseil d'État du canton concerné a notamment indiqué dans une décision confidentielle que « dans un premier temps, les participations cantonales continueraient d'acheter leur électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base ». Le consommateur final a alors renoncé à mettre ses besoins au concours ou à prendre en considération des offres concurrentes. Il a ensuite continué pendant des années à conclure des contrats avec le fournisseur d'énergie à des conditions différentes de

celles de l'approvisionnement de base. L'El-Com a tout d'abord constaté que le consommateur final avait demandé valablement l'accès au réseau. En vertu du principe « libre un jour, libre toujours » confirmé par le Tribunal fédéral, la décision du Conseil d'État, qui n'est intervenue qu'ultérieurement, ne pouvait donc pas impacter le statut de consommateur final sur le marché au regard du droit de l'approvisionnement en électricité. L'El-Com a donc rejeté la demande de fourniture dans le cadre de l'approvisionnement de base.

Dans le cadre de demandes informelles, l'El-Com a fourni de nombreux autres renseignements sur les thèmes de l'approvisionnement de base, de l'approvisionnement de remplacement et de la consommation propre. Les principales questions et réponses ont été publiées dans les communications « Questions fréquentes sur l'approvisionnement de base, l'approvisionnement de remplacement et la rétribution de reprise de l'électricité » et « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 » actualisées en continu sur le site Internet de l'ElCom.¹

¹ Disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications

5.4 Tarifs du réseau de transport

Comme le montre le tableau 7, les tarifs des services-système (SDL) notamment ont de nouveau accusé une forte hausse, tandis que les tarifs d'utilisation du réseau se sont stabilisés en 2024. Globalement, la charge des coûts du réseau de transport atteint toutefois un niveau historiquement élevé. De plus, outre les

tarifs du réseau de transport, Swissgrid répercutera pour la première fois en 2024 les coûts des réserves d'électricité de la Confédération sur les consommateurs finaux. Au total, il en résulte une charge supplémentaire considérable pour tous les consommateurs finaux.

	2020	2021	2022	2023	2024
Utilisation du réseau					
Tarif du travail [ct./kWh]	0.18	0.20	0.25	0.27	0.27
Tarif de puissance [CHF/MW]	28 800	33 600	43 920	48 660	46 380
Tarif de base fixe par point de prélèvement [CHF]	269 400	319 800	413 040	443 700	443 400
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0.16	0.16	0.16	0.46	0.75
Tarif individuel des services-système Pertes actives [ct./kWh]	0.25	0.15	0.14	0.30	0.64
Réserve d'électricité [ct./kWh]	-	-	-	-	1.20

Tableau 7 : Évolution des tarifs du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport et les services-système généraux (SDL) pour les gestionnaires de réseau de distribution et pour les consommateurs finaux (source : Swissgrid SA)

Comme l'année précédente, Swissgrid table en 2024 sur une hausse considérable des frais pour les services-système généraux. Sur les marchés européens de l'électricité, la situation est restée considérablement tendue, en particulier début 2023, par rapport au niveau d'avant la crise, de sorte que Swissgrid s'attendait à des dépenses d'acquisition nettement plus élevées pour la mise en réserve de la puissance de réglage. Sachant que Swissgrid, en tant que gestionnaire du réseau à très haute tension, doit publier ses tarifs pour l'année suivante dès le mois d'avril, ses prévisions reposent sur les connaissances disponibles environ 12 à 18 mois avant l'acquisition effective. En outre, des découverts considérables s'étaient déjà accumulés auparavant dans ce segment tarifaire – notamment en raison de la crise énergétique – et leur résorption se traduit désormais par une hausse des tarifs, de sorte que le tarif général des services-système augmente à nouveau de près de 0.3 centime pour atteindre 0.75 ct./kWh. La situation est similaire pour le tarif individuel des services-système pour les pertes actives. Ce tarif a augmenté entre 2023 et 2024 de bien 0.3 centime, passant à 0.64 ct./kWh (cf. chapitre 3.7 « Services-système »).

En revanche, les coûts d'utilisation du réseau sont à peine affectés par les perturbations sur les marchés de l'énergie ; ils reflètent en premier lieu les coûts attendus pour l'extension et l'entretien du réseau de transport. L'imputation des coûts du réseau de transport est réglée dans l'article 15, alinéas 1 à 3, OApEl. Conformément à l'alinéa 3, les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, le sont à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée, à hauteur de 60 % selon la puissance et à hauteur de 10 % selon le tarif de base. Bien que le taux d'intérêt calculatoire autorisé pour la rémunération des valeurs immobilisées ait été relevé par le DETEC pour l'année 2024, le tarif de travail a pu être maintenu à un niveau constant et les tarifs de puissance et de base ont même été légèrement réduits. Néanmoins, le niveau de tous les tarifs pour l'utilisation du réseau reste élevé en comparaison à long terme.

Comme cela a été mentionné au début du chapitre, le nouveau tarif « Réserve d'électricité » a été introduit pour 2024. Eu égard à la crise énergétique qui s'annonce, la Confédération a pris différentes mesures d'allègement à partir de 2022 afin de continuer à

garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse, même en hiver. Il est notamment question de la réserve hydroélectrique complétée par une réserve fossile composée de centrales de réserve et de groupes électrogènes de secours (cf. chapitre 3.3 « Réserve d'hiver »). La Confédération prévoit de facturer les coûts qui en résultent aux consommateurs finaux via Swissgrid. Le tarif de réserve d'électricité 2024, qui est maintenant perçu pour la première fois, inclut logiquement, outre les coûts prévus pour 2024, une partie considérable des coûts qui ont déjà été occasionnés en 2022 et surtout en 2023.

Les évolutions susmentionnées se traduisent par une augmentation considérable des coûts à la charge des consommateurs finaux suisses. En 2024, un ménage ayant une consommation annuelle de 4500 kWh doit payer environ 92 francs pour les prestations de Swiss-

grid (2023 : 70 francs / Ø 2014-2023 : 49 francs). La nouvelle réserve coûte 54 francs supplémentaires à ces mêmes ménages. En raison de l'accumulation de circonstances particulières et afin de contrecarrer l'augmentation massive de la charge globale pour les consommateurs finaux, l'ElCom avait accepté la demande de Swissgrid d'autoriser l'utilisation de tous les produits des enchères attendus pour 2024 pour réduire les tarifs. Cette mesure d'allègement des charges est déjà prise en compte dans les tarifs présentés ci-dessus. Pour finir, il convient de mentionner que les positions tarifaires susmentionnées sont en principe intégrées dans les tarifs d'utilisation du réseau des quelque 600 gestionnaires de réseau de distribution suisses. Pour des raisons de transparence, un grand nombre de gestionnaires de réseau indiquent séparément les tarifs pour les SDL généraux et / ou la réserve d'électricité sur leur fiche tarifaire ou lors de la facturation.

5.5 Tarifs du réseau de distribution

5.5.1 Hausse des tarifs en 2024

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 gestionnaires de réseau doivent publier les trois premiers éléments au plus tard à la fin du mois d'août précédant l'année tarifaire correspondante. En moyenne, par rapport à l'année précédente, le prix de l'électricité a également augmenté de manière significative pour l'année tarifaire 2024 : ainsi, en 2024, un ménage type paiera 32.14 centimes par kilowattheure (ct./kWh). ce qui correspond à une hausse de 4.94 ct./kWh ou environ 18 %. Cela représente, pour une consommation typique d'un ménage d'environ 4500 kWh, un

coût total d'un peu plus de 1446 francs par an, soit une augmentation de 222 francs par an par rapport au niveau déjà élevé de l'année précédente. Toutefois, il peut y avoir des différences importantes selon les endroits.

La nouvelle augmentation générale des tarifs de l'énergie prévue pour 2024 est imputable à plusieurs facteurs : premièrement, pour de nombreux gestionnaires de réseau, la hausse des prix du marché de l'électricité se répercute à partir de 2024 plus fortement sur le tarif de l'énergie que l'année précédente, car une partie importante des achats pour 2023 a été effectuée avant la hausse des prix sur le marché à terme. Les tarifs de l'énergie pour l'approvisionnement de base sont basés sur les coûts de revient de la production propre

ainsi que sur les prix de l'électricité achetée. Ils dépendent donc essentiellement du portefeuille de production et d'acquisition d'un fournisseur. En ce qui concerne les achats, le moment de l'acquisition, soit le moment où les contrats d'approvisionnement expirent et des réapprovisionnements sont nécessaires, joue en outre un rôle important, car les prix sur le marché à terme de l'électricité ont fortement fluctué au cours des derniers mois. En outre, les gestionnaires de réseau disposent d'une certaine marge de manœuvre pour donner la priorité à leur propre production d'électricité renouvelable dans l'approvisionnement de base.

Deuxièmement, le consommateur final assume les coûts occasionnés par la réserve d'hiver par le biais d'un supplément sur le tarif d'utilisation du réseau, soit à hauteur de 1.2 ct./kWh. Troisièmement, l'augmentation par le DETEC du coût moyen pondéré du capital (WACC), passant de 3,83 % à 4,13 %, pèse sur les tarifs d'utilisation du réseau.

Des informations détaillées sur les tarifs de chaque commune ainsi qu'une carte interactive sont disponibles sur le site Internet de l'ElCom (www.prix-electricite.elcom.admin.ch). La figure 10 présente la composition du prix moyen total en ct./kWh.

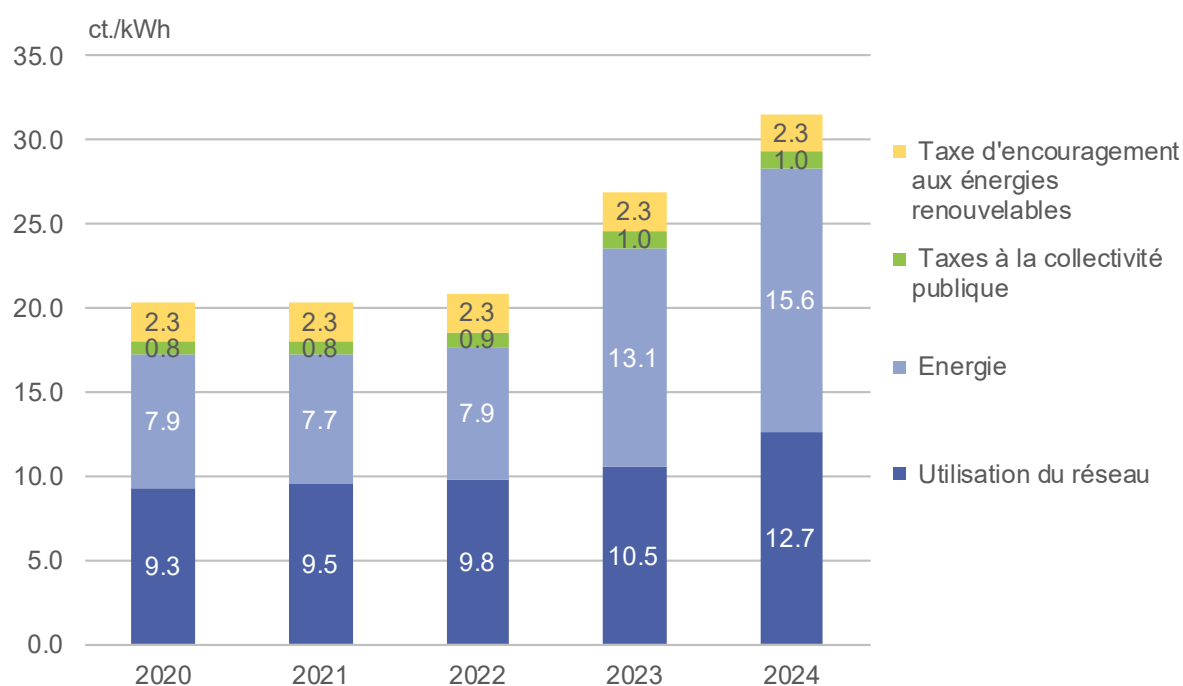


Figure 10 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Jusqu'au rapport d'activité 2022, les données étaient pondérées pour des raisons techniques par le nombre de destinataires de factures et non par le nombre d'habitants. Désormais, les

données sont pondérées par le nombre d'habitants, comme c'est également le cas sur le site Internet des prix de l'électricité.

5.5.2 Tarifs moyens pour un ménage type en 2024

Les cartes suivantes de la Suisse (figures 11 à 14) représentent les tarifs moyens des communes suisses pour 2024. La coloration des communes montre comment se comporte le tarif par rapport à la médiane suisse. Si le tarif d'une commune se situe entre +5 et -5 % de la médiane, la commune apparaît en jaune. Si son tarif est supérieur de 5 à 15 % à la médiane, la commune est en orange et s'il est supérieur à

15 %, elle est en rouge. Il en va de même pour les communes dont les tarifs sont plus avantageux que la médiane : si son tarif est compris entre 95 et 85 % de la valeur médiane, la commune apparaît en vert clair et en vert foncé si le tarif est inférieur à 85 % de la valeur médiane. Les différences de couleur montrent donc comment les tarifs communaux évoluent par rapport à la valeur de référence nationale.

Tarifs moyens : utilisation du réseau

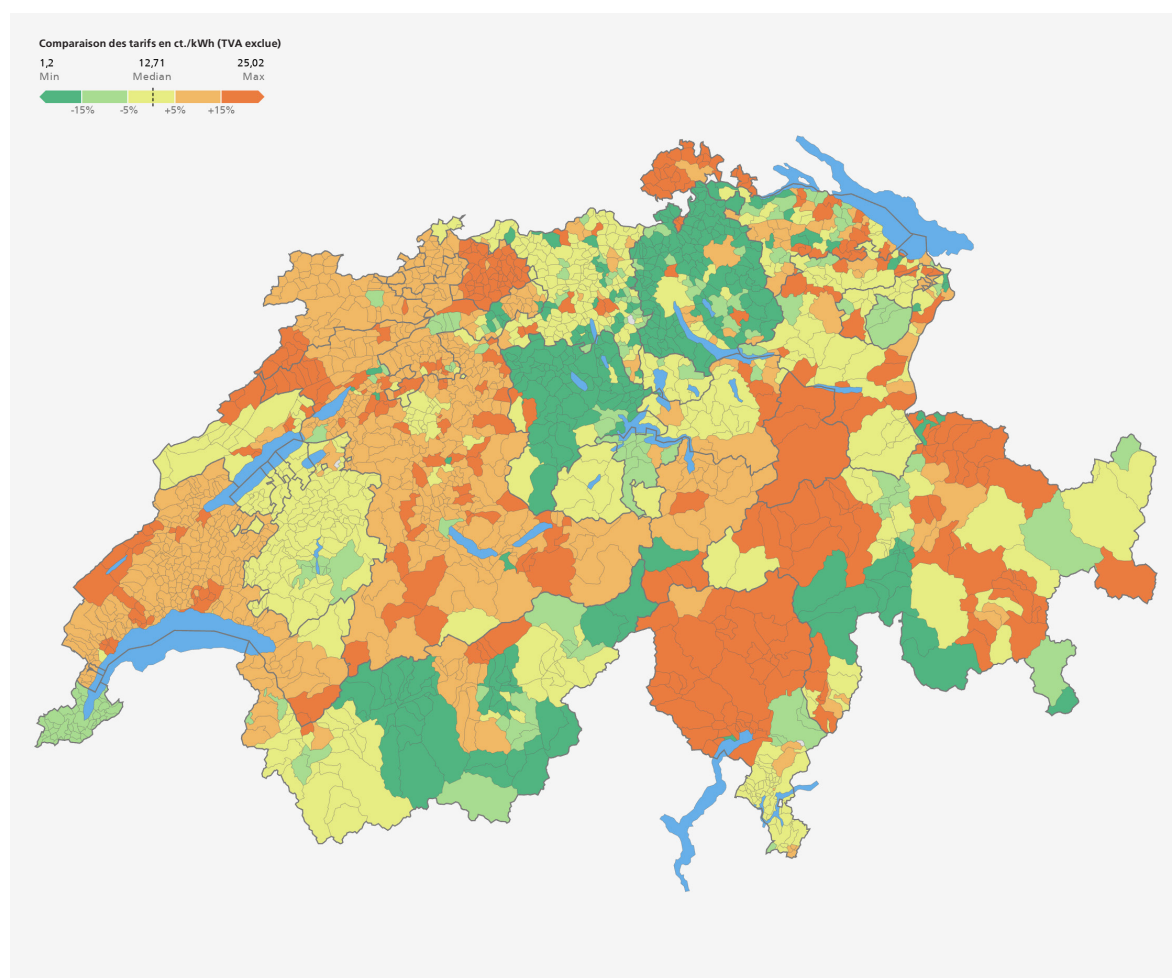


Figure 11 : Tarifs moyens (médianes) des communes suisses pour l'utilisation du réseau, profil de consommation H4, en 2024

Tarifs moyens : énergie

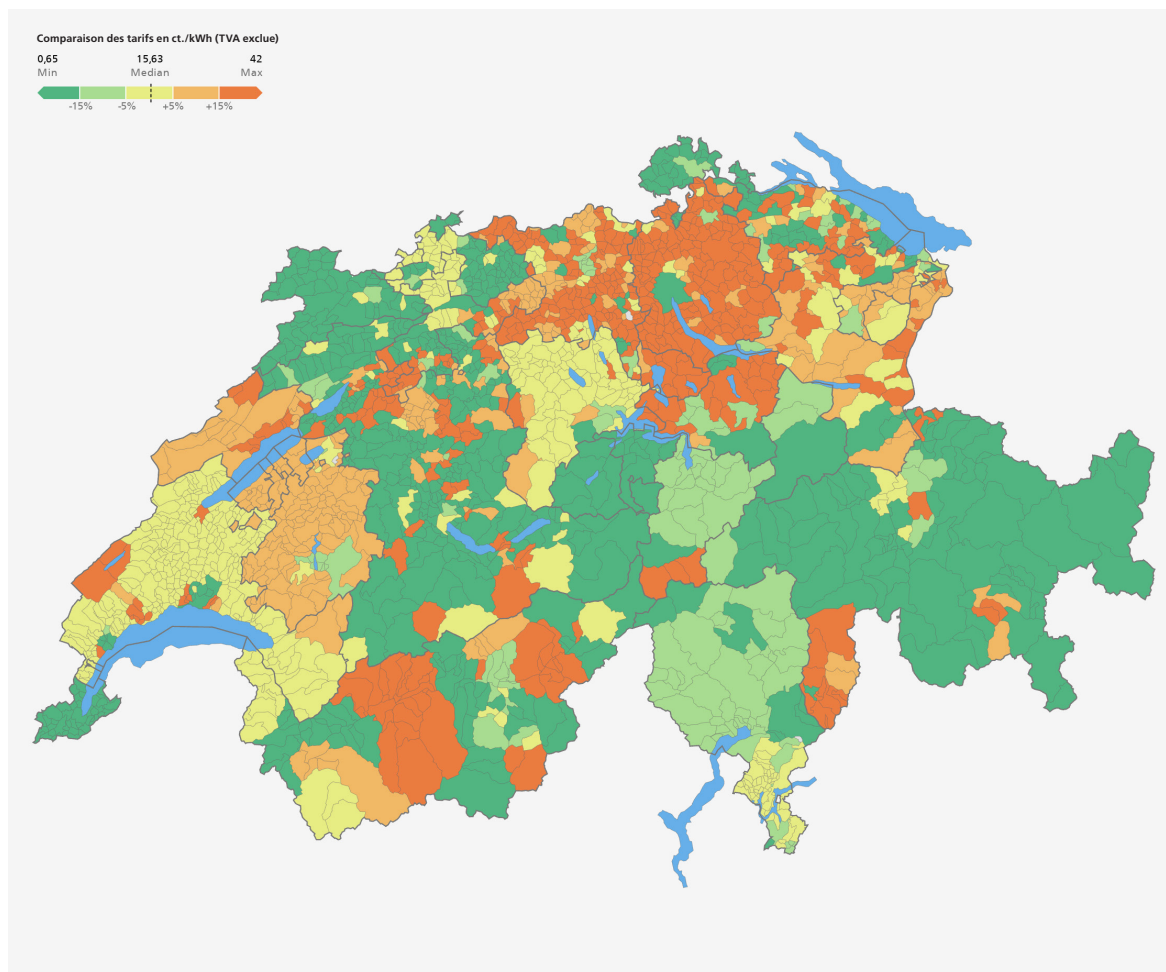


Figure 12 : Tarifs moyens (médianes) des communes suisses, énergie, profil de consommation H4, en 2024

Redevances et prestations aux collectivités publiques

La figure 13 représente les médianes des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques. Elle ne tient pas compte des redevances fédérales perçues uniformément à l'échelle du pays pour encourager les énergies renouvelables. Les redevances et les prestations aux collectivités publiques ne sont pas contrôlées par l'ElCom,

mais déterminées dans le cadre de processus de décisions politiques locaux. La valeur médiane des redevances et prestations est de 1.0 ct./kWh en 2024. On constate que les montants sont souvent soit élevés ou faibles, mais rarement dans la moyenne (en jaune).

¹ 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 des tarifs 2024 (cf. figure 14).

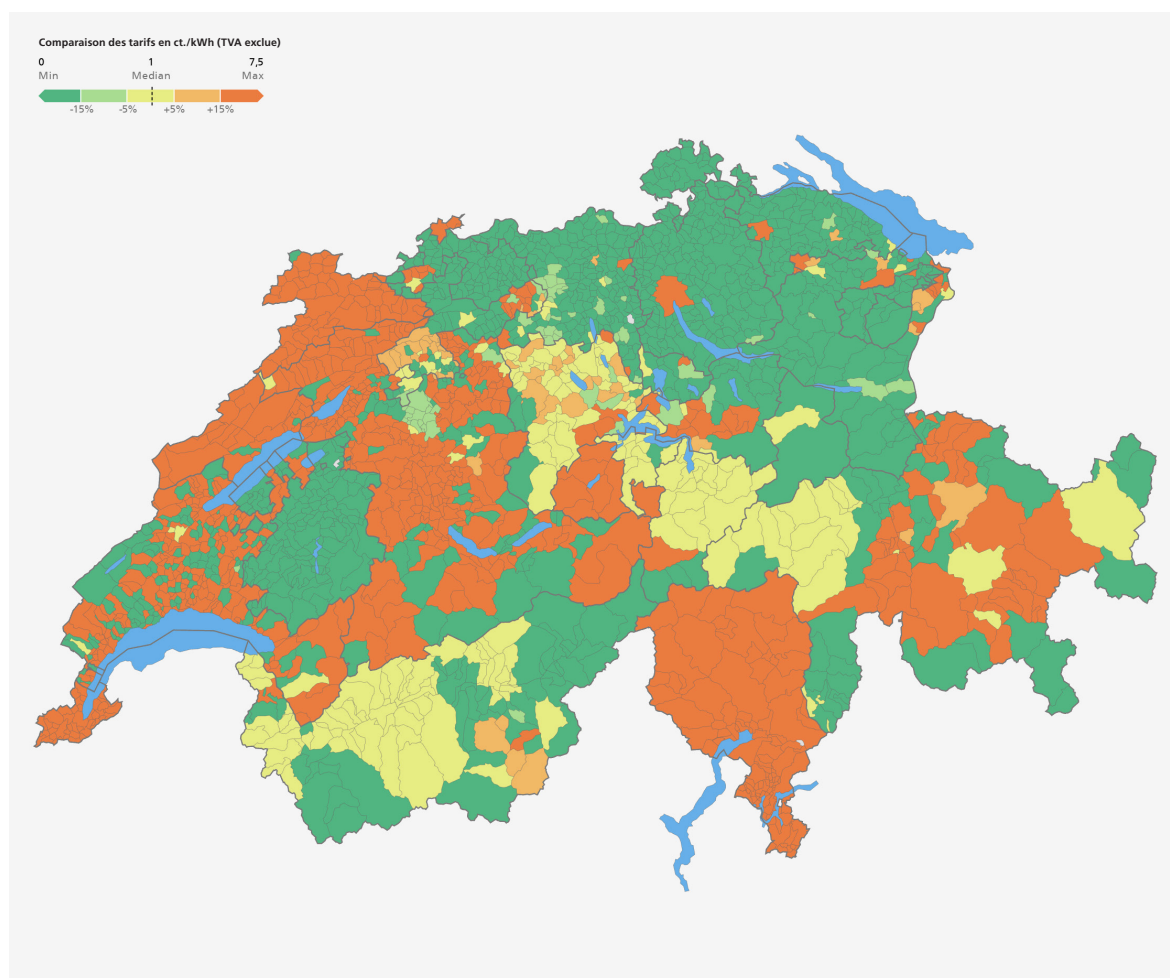


Figure 13 : Tarifs moyens (médianes) des communes suisses, redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques, profil de consommation H4, en 2024

Tarif total moyen de l'électricité

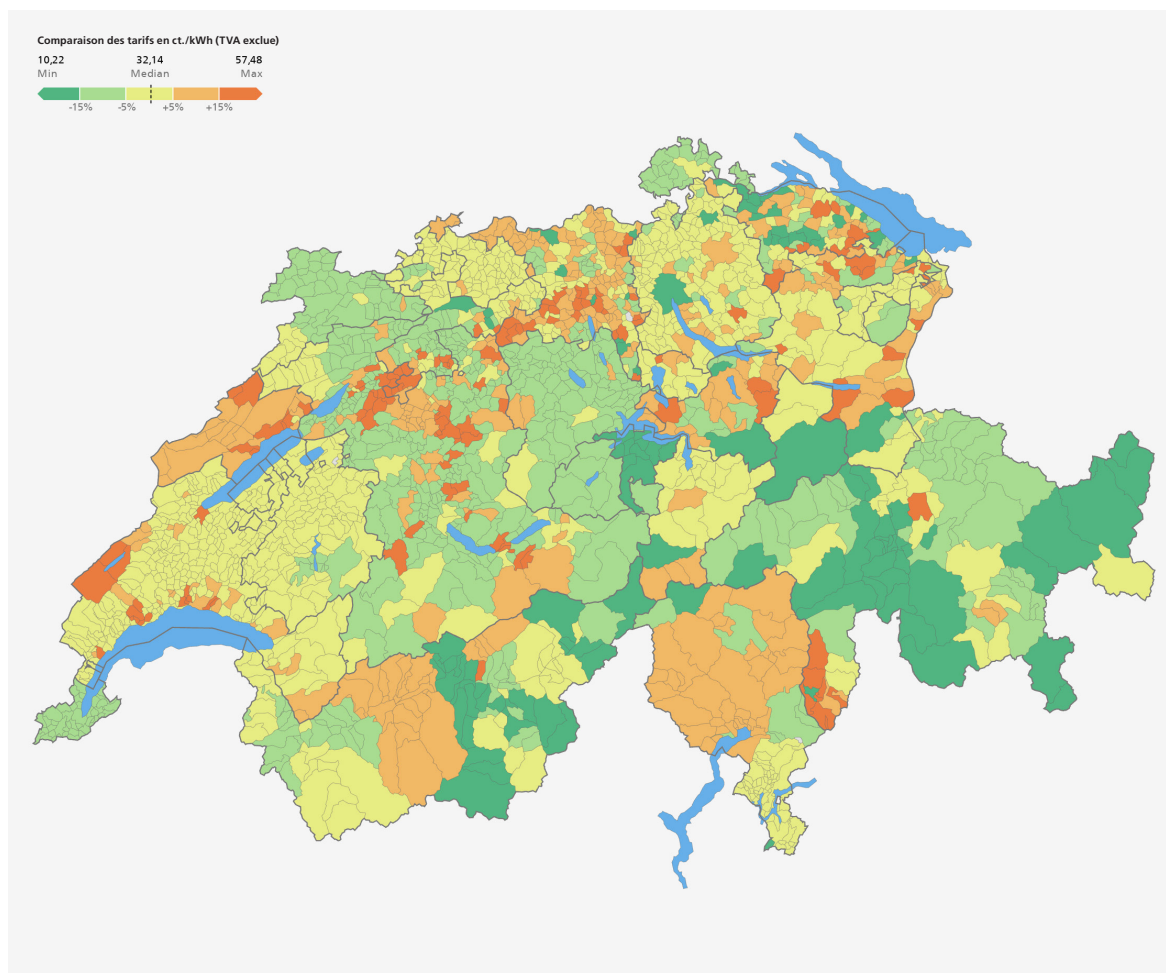


Figure 14 : Tarifs moyens (médianes) des communes suisses, prix total de l'électricité, profil de consommation H4, en 2024

5.6 Structure des recettes/revenus du réseau de distribution

Conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité, le système « Cost Plus » s'applique, c'est-à-dire que les gestionnaires de réseau sont autorisés à répercuter intégralement sur les tarifs leurs coûts pour l'exploitation des réseaux et l'acquisition de l'énergie. Les recettes/revenus sont ainsi définies/définis par la quantité d'énergie livrée multipliée par les composantes tarifaires correspondantes. Elles/ Ils ne doivent pas dépasser les coûts additionnés à un bénéfice défini par le WACC.

Les gestionnaires de réseau sont autorisés à intégrer dans les tarifs, les années suivantes, les éventuels coûts non couverts par les recettes tarifaires de l'année en question, en tant que charges supplémentaires (ce que l'on appelle les découverts de couverture). De même, les coûts facturés en trop (appelés

« excédents de couverture ») doivent être remboursés aux consommateurs finaux.

En 2023, les gestionnaires de réseau ont déclaré pour l'année 2022 un montant total de 12,2 milliards de francs de revenus (total réseau et énergie, sans les redevances et les prestations). Ils se répartissent comme suit : 4,9 milliards de francs au titre de la rémunération pour l'utilisation du réseau et 7,3 milliards de francs pour l'énergie. La répartition par rapport à la taille de l'entreprise est similaire à celle des actifs pour les rémunérations d'utilisation du réseau : les dix principaux gestionnaires de réseau détiennent environ 42 % de tous les revenus. La part des quelque 500 petits et très petits gestionnaires de réseau dans le total des revenus est en légère baisse et se situe encore à 14 %.

5.7 Activités de l'ElCom en rapport avec les tarifs élevés de l'électricité en 2024

Amorcée au cours du dernier trimestre de 2021, la hausse des prix de l'électricité a d'abord touché les clients du marché et les gestionnaires de réseau. Durant l'exercice 2022, l'évolution des prix du marché s'est encore accentuée ; au plus tard avec la publication des tarifs fin août 2022, le problème s'est également posé à grande échelle pour les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base et une véritable avalanche de demandes s'est abattue sur l'ElCom. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a continué à recevoir de nombreuses réclamations de citoyens portant de plus en plus fréquemment sur la communication des tarifs des gestionnaires de réseau : les consommateurs finaux avaient souvent le sentiment de ne pas être suffisamment informés, voire pour certains de se faire rembarber par les fournisseurs. Dans certains cas, les

fournisseurs auraient même directement dirigé les clients vers l'ElCom. Il faut donc dire clairement que les gestionnaires de réseau, en tant que fournisseurs, ont l'obligation de fournir aux consommateurs finaux des informations transparentes sur les tarifs. Le secrétariat technique de l'ElCom traite chacun de ces cas directement avec les gestionnaires de réseau signalés. Il semble également que certains fournisseurs fassent valoir auprès de leurs clients que l'ElCom a contrôlé leurs tarifs pour l'année 2024.

Conformément au système « Cost Plus », les gestionnaires de réseau sont autorisés à inclure dans les tarifs l'ensemble des coûts qu'ils ont supportés pour l'exploitation des réseaux et l'acquisition de l'énergie. L'ElCom n'approuve toutefois pas les tarifs. Elle surveille et vérifie cependant, en cas de soup-

çon, les prix et les tarifs pour l'utilisation du réseau et procède à des enquêtes dans le cas concret pour savoir si les coûts invoqués et sur lesquels se basent les tarifs sont imputables et justifiés dans leur montant. Elle peut également ordonner une réduction ou interdire une augmentation (art. 22, al. 2, LApEI). L'examen des coûts réels et les règles correspondantes, soit l'article 14 (« Rémunération pour l'utilisation du réseau ») et l'article 6 LApEI (Énergie), constituent la base du contrôle des différents tarifs.

Nombreux ont été les consommateurs finaux à se demander pourquoi les prix avaient autant augmenté en Suisse, alors qu'il existe une production indigène importante. En vertu de la loi (LApEI), la part tarifaire pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux captifs s'oriente sur les coûts de revient d'une production efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. Les prix dépendent fortement de la quantité de production propre dont dispose le fournisseur d'énergie et, si celui-ci n'en a pas ou pas suffisamment, de la manière dont il se procure l'électricité pour les consommateurs finaux. Des enquêtes de l'ElCom montrent que pour environ deux tiers des consommateurs finaux en Suisse, l'énergie doit être achetée sur le marché.

Les prix élevés ont fait l'objet non seulement de demandes de citoyens, mais aussi de nombreuses questions émanant des gestionnaires de réseau, portant par exemple sur les possibilités offertes par la loi pour réduire les tarifs, sur les liquidités ou sur le thème du retour dans l'approvisionnement de base (voir ci-après).

L'ElCom a publié une FAQ (Frequently Asked Questions) sur les tarifs élevés en 2023 avec les réponses aux questions fréquemment posées par les consommateurs finaux¹, ainsi qu'une autre FAQ avec les réponses aux de-

mandes fréquentes des gestionnaires de réseau sur les tarifs élevés².

Eu égard au niveau élevé des prix de l'énergie et à l'abandon d'une ouverture complète du marché en vertu de la révision de la LApEI (acte modificateur unique), l'accent a été mis sur la réalisation d'études préliminaires et la préparation d'examens dans le secteur énergétique. La transparence de la communication sur les tarifs a également fait l'objet d'études pour déterminer si, lorsque la priorité est donnée à la production nationale renouvelable, les changements de stratégie – des prix de revient aux prix du marché (qui ont en général des effets sur les tarifs) – ont été communiqués en toute clarté aux consommateurs finaux.

De plus, l'ElCom a traité de nombreuses demandes sur la structure tarifaire. Il convient notamment de mentionner les demandes concernant les tarifs d'utilisation du réseau des nouvelles stations de recharge pour l'e-mobilité. Il arrive que les gestionnaires de réseau classent ces tarifs par défaut dans des tarifs valables pour les gros consommateurs et contenant une composante de puissance plus importante (comme les tarifs professionnels). Selon l'estimation de l'ElCom, les stations de recharge utilisées à l'année relèvent également du tarif du groupe de clients de base selon l'art. 18, al. 3, OApEI, pour autant qu'elles sont raccordées à des niveaux de tension inférieurs à 1 kV et que leur consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh. En pareil cas, les gestionnaires de réseau sont tenus selon l'art. 18, al. 3, OApEI, de proposer un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.

¹ Disponible sous www.elcom.admin.ch > Contact > Questions fréquentes

² Disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications > "Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité"

5.8 Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec EDES

Chaque gestionnaire de réseau doit remettre à l'ElCom, au plus tard à la fin août et sous forme électronique, sa comptabilité analytique, laquelle sert de base aux tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante. Une infrastructure informatique a été mise en place à cet effet en 2010. Elle a dû être remplacée par un nouveau système de collecte de données (« EDES ») au cours des trois dernières années. Durant l'exercice 2021, les données à fournir ont été collectées pour la première fois via les nouveaux formulaires en ligne ; le site Internet de l'ElCom consacré au prix de l'électricité a également été modernisé. Avec la connexion de l'infrastructure à la plateforme de cyberadministration (e-GOV) du DETEC, le projet a pu être en grande partie achevé au cours de l'exercice 2022, mais des travaux de suivi ont dû être réalisés au cours de l'année 2023. Il s'agissait notamment d'adapter les processus de back-office de la plateforme e-GOV, d'assurer la connexion finale des formulaires dans e-GOV et de transférer l'ensemble des processus de bout en bout relatifs au relevé des tarifs, de la mise à disposition des formulaires à la publication des données sur le site Internet de l'ElCom consacré aux prix de l'électricité, également

sur la plateforme e-GOV, ainsi que sur les plateformes fédérales opendata.swiss ou Lindas et Visualize. Malgré les efforts déployés pour que ces travaux n'entravent pas l'activité normale de relevé, diverses défaillances ont été enregistrées aux heures de bureau durant l'exercice. Globalement, les processus et systèmes se sont toutefois stabilisés dans le courant de l'année 2023. L'exploitation opérationnelle pourra donc se dérouler comme prévu durant la prochaine période de relevé.

En 2020 déjà, l'ElCom avait souligné l'importance de la comptabilité analytique et apporté une précision concernant la présentation et l'adaptation rétroactive.¹ Ainsi, des modifications des comptabilités analytiques déjà transmises ne peuvent être effectuées que sur demande et après approbation de l'ElCom ou à sa demande. En outre, par sa signature juridiquement valable, le gestionnaire de réseau confirme l'exactitude et l'exhaustivité de la comptabilité analytique fournie au 31 août. Si un gestionnaire souhaite modifier ultérieurement des données, il doit adresser une demande motivée à l'ElCom.

¹ Cf. directive 5/2022, disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Directives

5.9 Vérifications des tarifs

5.9.1 Réduction des découverts de couverture

Outre les prix élevés de l'électricité, la thématique des découverts de couverture est restée au centre des préoccupations de l'ElCom durant l'exercice sous revue : par découvert, on entend des coûts jamais ou insuffisamment pris en compte dans les tarifs jusqu'à présent et qui représentent un risque latent pour les clients finaux en cas d'augmentations tarifaires. En 2023, l'ElCom a clôturé ses activités

dans ce domaine : au total, environ 600 cas de découverts problématiques ont été examinés pour un total de 400 gestionnaires de réseau. Au printemps 2022, ces vérifications ont débouché sur l'instruction d'amortir dans environ 250 cas les découverts de couverture antérieurs à 2018, sans répercussions sur les tarifs. Par conséquent, ces découverts ne peuvent plus être pris en compte dans les ta-

rifs futurs. Suite à la remise des données de comptabilité analytique des gestionnaires de réseau le 31 août 2022, il a été possible de vérifier que cette exigence avait été respectée ; après examen de quelque 250 cas, un peu plus de 70 procédures ont été ouvertes à l'automne 2022. Toutes – sauf deux en attente de décision – ont pu être clôturées avant la fin de l'année 2023.

Au total, la campagne pour les secteurs d'activité Réseau et Énergie a débouché sur une

réduction des découverts de couverture et, partant, du risque de hausses tarifaires ultérieures d'environ 1 milliard de francs. En outre, les travaux réalisés dans ce contexte ont conduit à une adaptation des bases légales dans la LApEl ainsi que dans l'OApEl. Les incitations à accumuler les découverts ainsi que la réduction insuffisante de ces derniers sont nettement réduites en perspective. De même, il a été possible d'éviter dans une large mesure une charge d'intérêts supplémentaire pour les consommateurs finaux.

5.9.2 Vérifications des tarifs de réseau

Après environ 15 ans d'activité de régulation, les questions clés dans le domaine des réseaux ont été largement clarifiées, que ce soit par des décisions ou par des arrêts rendus par des tribunaux. Ceci est particulièrement vrai en ce qui concerne la thématique de l'évaluation historique et synthétique des installations de réseau.

Cela a déjà été mentionné à plusieurs reprises : en 2023 comme précédemment, l'attention portée aux gestionnaires de réseau s'est fortement concentrée sur la hausse, parfois considérable, des prix de l'énergie. Dans le domaine des tarifs de réseau, seules les procédures susmentionnées ont été clôturées au cours de l'année sous revue, mais aucune nouvelle procédure n'a été lancée. En revanche, le Tribunal administratif fédéral s'est prononcé sur le thème de l'examen individuel des tarifs.

En 2021, l'ElCom a rendu pour la première fois une décision dans un litige entre un consommateur final et un gestionnaire de réseau au sujet des tarifs d'utilisation du réseau (procédure d'examen individuel des tarifs). Dans son arrêt du 22 novembre 2023 (A-

4303/2021), le Tribunal administratif fédéral a rejeté un recours introduit contre cette décision. Le litige portait essentiellement sur les moyens de preuve à utiliser pour vérifier les coûts. L'ElCom considérait la comptabilité analytique réglementaire et les coûts prévisionnels qu'elle contient comme une base appropriée, tandis que la recourante souhaitait fonder l'examen sur les chiffres de base de la comptabilité. En substance, le tribunal a conclu que la comptabilité analytique servait à assurer la transparence et constituait en principe une base appropriée pour un examen individuel des tarifs. L'ElCom peut par ailleurs procéder à des clarifications supplémentaires dans le cadre d'une procédure de litige et demander des documents complémentaires, issus par exemple de la comptabilité de l'exploitant de réseau, ou des explications plus détaillées sur des postes de coûts. Globalement, l'examen contesté n'a pas été réalisé sur une base inappropriée. Les étapes de l'examen réalisé par l'ElCom n'ayant pas été remises en question par la recourante, le tribunal ne s'est pas exprimé à ce sujet. L'arrêt du Tribunal administratif fédéral a été contesté devant le Tribunal fédéral.

5.9.3 Vérifications des tarifs de l'énergie

Comme indiqué ci-dessus (cf. chapitre 5.5 « Tarifs du réseau de distribution »), l'évolution des tarifs de l'énergie a de nouveau été au cœur des préoccupations du public et de l'ElCom. Après avoir enregistré des hausses parfois record en 2023, les prix se maintiennent à un niveau élevé en 2024. À l'avenir, l'ElCom se concentrera davantage encore sur cette problématique. Il est essentiellement question d'examiner les activités d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie ou de vérifier l'adéquation des tarifs au regard de l'article 6, alinéa 1, LApEl. Ces vérifications portent à la fois sur l'approvisionnement en électricité en général et sur l'approvisionnement ou la formation des prix, par exemple au sein des structures de groupe et des participations croisées. En outre, des préparatifs ont été effectués pour des enquêtes dans le domaine des déclarations de coûts pour les garanties d'origine. Une fois de plus, la méthode du prix moyen a figuré parmi les thèmes prioritaires.

Cette méthode permet de connaître la répartition des coûts de l'approvisionnement entre les consommateurs finaux captifs dans l'approvisionnement de base et les clients qui ont accès au marché libre. Conformément à la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de répercuter au prorata sur les consommateurs finaux les bénéfices découlant de leur accès libre au marché. Concrètement, il s'agit de prendre en compte de manière adéquate les activités commerciales et la production propre dans le calcul des coûts de l'énergie imputables. Notamment lorsque les prix sont plus bas ou plus élevés sur le marché de l'électricité, les conséquences sur les prix de l'énergie peuvent être considérables. En 2018 et 2019, le législateur a introduit de nouvelles dispositions permettant aux gestionnaires de réseau de déroger à la méthode du prix moyen et de prendre en compte de manière prioritaire la production propre dans les tarifs de l'approvisionnement de base.

Dans le cadre d'une procédure menée à l'encontre de plusieurs gestionnaires de réseau liés au sein d'un groupe d'entreprises (ci-après « société mère »), l'ElCom a rendu en novembre 2023 une décision partielle concernant les coûts et les tarifs de l'énergie pour l'exercice 2017. La mise en œuvre correcte de la méthode du prix moyen est au centre de la décision. Il est rappelé que la loi sur l'approvisionnement en électricité ne permettait pas d'affecter les prix de revient à l'approvisionnement de base en fonction des centrales. La moyenne entre toutes les installations de production est bien plus pertinente comme base de coûts. Contrairement à la pratique de l'ElCom, la société mère n'a pas imputé les activités commerciales ou les avantages de prix résultant de son libre accès au réseau au portefeuille énergétique pertinent pour le calcul des tarifs de base. Il s'agissait en outre de déterminer si les conditions fixées dans un contrat-cadre et auxquelles les filiales achetaient de l'énergie à leur société mère étaient appropriées. Dans le contexte de prix de marché bas qui prévalait au moment de la conclusion du contrat, les engagements pris par les filiales d'acheter de l'énergie au prix de revient pour leurs consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base n'étaient pas appropriés. Pour les clients du marché, il a été convenu que les conditions d'achat de l'électricité seraient similaires à celles du marché. En tant que gestionnaires de réseau autonomes, les filiales auraient également pu acheter de l'énergie à un tiers pour leurs consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base. Par conséquent, l'ElCom a uniquement accepté des prix similaires à ceux du marché pour l'ensemble de l'énergie achetée par la société mère. Parmi les autres thèmes évoqués dans la décision figuraient le WACC de la production et les intérêts des découverts de couverture. Les gestionnaires de réseau concernés utilisent un taux d'intérêt individuel (WACC Énergie) pour calculer le coût des intérêts théoriques sur leurs installa-

tions de production et d'autres positions. L'ElCom considère ce taux comme étant inapproprié et utilise le WACC de la production publié par ses soins. Pour l'année tarifaire 2017, ce taux s'élève au maximum à 4,98 %. Par ailleurs, conformément aux directives de l'ElCom, le taux d'intérêt maximal applicable aux découverts de couverture est celui du WACC du réseau (2017 : 3,83 %). Contrairement à cette prescription réglementaire, les opérateurs de réseau en question appliquent ici aussi le taux de leur WACC Energie plus élevé. Les gestionnaires de réseau ont été sommés par décision de corriger les points ci-dessus. Un recours a été déposé contre cette décision auprès du Tribunal administratif fédéral.

En outre, pendant l'année sous revue, deux gestionnaires de réseau de distribution qui disposent certes de leurs propres centrales, mais qui vendent la totalité de leur production d'électricité sur le marché, ont été identifiés. En d'autres termes, l'énergie nécessaire pour l'approvisionnement de base a été intégralement achetée à des tiers, ce qui contrevient aux dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Les gestionnaires de réseau disposant de leurs propres centrales doivent intégrer au moins une partie de leur production propre dans le calcul de leurs tarifs, au maximum aux prix de revient. L'ElCom a ouvert une procédure contre les deux gestionnaires de réseau concernés.

En prenant la décision 149 II 187 du 29 mars 2023, le Tribunal fédéral a protégé une fois de

plus la pratique de l'ElCom consistant à appliquer la méthode du prix moyen. Pour l'essentiel, deux questions ont été abordées : premièrement, le tribunal a dû évaluer dans quelle mesure la structure juridique des entreprises devait être prise en compte dans le cadre de la méthode du prix moyen. Il a retenu que le choix de la structure juridique ne devait pas permettre d'influencer la société du groupe bénéficiant d'un avantage de prix, afin que le gestionnaire du réseau de distribution, en tant que l'une de ces sociétés du groupe, ne soit pas obligé de répercuter cet avantage. Dans le cas concret, il était autorisé de prendre en compte de manière commune le portefeuille énergétique de deux sociétés en raison des conditions économiques réellement vécues. Deuxièmement, le tribunal a dû déterminer le portefeuille énergétique déterminant pour la méthode du prix moyen. Les recourantes ont divisé leur portefeuille énergétique entre centrales consacrées au commerce et centrales consacrées à l'approvisionnement. Le tribunal en est cependant arrivé à la conclusion que le sens et le but de l'article 6, al. 5, LApEl excluait une affectation directe des coûts individuels. Il indique en outre que les bénéfices à répercuter au prorata ne sont limités ni sur le plan matériel ni sur le plan temporel. Le fait que la quantité d'énergie pertinente dépasse celle du volume de ventes total ne revêt aucune importance non plus. Tous les bénéfices obtenus sur le marché libre doivent être répercutés au prorata sur l'approvisionnement de base. Les gestionnaires de réseau ne disposent d'aucun pouvoir discrétionnaire pour déterminer les bénéfices qu'ils répercutent.

5.10 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, de l'efficacité des coûts et des tarifs des gestionnaires de réseau. Les écarts apparaissent mieux ainsi. Cette forme de régulation est appliquée en complément des procédures

actuelles de vérification des tarifs qui requièrent parfois 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 des prestations de chaque fournisseur. 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, des tarifs et des enquêtes sur la qualité de l'approvisionnement. Elle fait également appel à des données de l'Office fédéral de la statistique (OFS) accessibles au public. Ainsi, la régulation Sunshine n'induit pratiquement aucune charge administrative supplémentaire pour les gestionnaires de réseau.

Pour évaluer les indicateurs, l'ElCom a réparti les gestionnaires de réseau en huit groupes, en

fonction de données topographiques (densité d'urbanisation) et de la quantité d'énergie soustraite par les consommateurs finaux (densité énergétique). Les résultats individuels sont calculés sur cette base et sont remis chaque année aux gestionnaires de réseau. Au cours de l'exercice sous revue, l'ElCom a toutefois décidé, pour des raisons de ressources, de renoncer dans un premier temps à l'envoi de résultats individuels aux exploitants de réseau.

Lors de la session d'automne 2023, le Parlement a adopté la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (« acte modificateur unique »). Le nouvel art. 22a LApEl prévoit l'obligation pour l'ElCom d'établir des comparatifs et de publier les résultats sous une forme adaptée. L'ElCom a lancé les travaux pour la mise en œuvre de ces prescriptions légales au cours de l'année sous revue et va désormais les poursuivre.

5.11 Systèmes de mesure

Dans le cadre de la procédure 233-00093, l'ElCom a pris une décision au sujet d'un système de mesure intelligent au sens de l'article 17a LApEl, utilisé par le gestionnaire du réseau pour un consommateur final relevant de l'approvisionnement de base. Le consommateur final s'est opposé à l'utilisation de ce système, et plus particulièrement au traitement des données qu'il permet de réaliser, et a exigé que le compteur d'électricité électronique (smart meter) du système de mesure intelligent soit remplacé par un compteur mécanique conventionnel sans liaison de communication. Dans sa décision du 6 avril 2021, l'ElCom avait déjà indiqué que le gestionnaire de réseau était autorisé à utiliser le système de mesure intelligent jusqu'à la fin de sa durée de vie ; le consommateur final est en effet obligé de tolérer le recours à un

système de mesure intelligent et ne peut faire valoir aucun droit pour conserver un compteur d'électricité conventionnel. Ce n'est qu'au cours de la procédure de recours devant le Tribunal administratif fédéral qu'il s'est avéré que le compteur intelligent disposait d'une fonction de coupure (circuit breaker). Le tribunal a estimé que si la fonction de coupure permettait d'interrompre à distance le prélèvement d'électricité du consommateur final, elle entrerait dans la définition d'un système de commande et de réglage intelligent au sens de l'art. 17b, al. 1, LApEl, et que son utilisation nécessitait le consentement du consommateur final concerné (art. 17b, al. 3, LApEl). Dans l'arrêt A-2372/2021 du 26 juillet 2022, le Tribunal administratif fédéral a donc partiellement annulé la décision de l'ElCom et renvoyé la procédure à

cette dernière pour qu'elle examine si la fonction de coupure permettait d'interrompre à distance l'approvisionnement en électricité du consommateur final.

Il ressort de l'examen des faits réalisé par l'ElCom à cet effet que l'alimentation électrique peut être interrompue à distance au moyen de la fonction de coupure et qu'il n'est pas possible de désactiver cette fonction. En vertu des considérants du tribunal ayant force obligatoire pour l'ElCom, l'ElCom aurait dû présenter la fonction de coupure au consommateur final concerné comme un système de commande et de réglage intelligent. Par conséquent, l'utilisation de cette fonction nécessite le consentement de la personne concernée. Le gestionnaire du réseau ayant installé la fonction de coupure pour la gestion des créances et non pour éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau, il n'était pas possible de renoncer même à titre exceptionnel au consentement (art. 8c, al. 5, OApEl). Comme le consommateur final refuse de donner son consentement, il n'y a pas de base juridique pour l'utilisation de la fonction de coupure du compteur intelligent (ou du système de mesure intelligent).

Le consommateur final ayant demandé le remplacement du compteur intelligent par un compteur conventionnel, l'ElCom devait, conformément aux instructions du Tribunal administratif fédéral, déterminer s'il devait être retiré ou si l'exigence de consentement pouvait être respectée d'une autre manière, celle-ci étant préférable pour des raisons de proportionnalité. Dans ce cas concret, l'ElCom a considéré qu'une interdiction d'utiliser la fonction de coupure à d'autres fins que pour éviter une mise en péril de la sécurité d'exploitation du réseau (combinée à une menace de sanction en cas de violation de l'interdiction) était également une mesure appropriée

pour garantir que la fonction de coupure ne soit pas utilisée sans le consentement du consommateur final. Elle a ensuite évalué comment les intérêts des parties seraient affectés par les deux possibilités, à savoir retirer le compteur intelligent et interdire l'activation de la fonction de coupure. L'ElCom est ainsi parvenue à la conclusion qu'un retrait du compteur intelligent ne serait pas envisageable pour des raisons de proportionnalité. Elle a notamment tenu compte du fait qu'un retrait entraînerait des dépenses pour l'exploitant du réseau, alors que le consommateur final n'est pas sensiblement affecté par la simple existence de la fonction de coupure.

Le consommateur final s'est également opposé au traitement de ses données personnelles par le système de mesure intelligent. Il en résulte une violation de son droit fondamental à l'autodétermination en matière d'information, droit protégé par la Constitution fédérale (art. 13, al. 2, Cst.), car les conditions de l'art. 36 Cst. pour une restriction des droits fondamentaux (base légale, intérêt public et proportionnalité) ne sont pas remplies. Le Tribunal administratif fédéral a ordonné à l'ElCom d'évaluer les opérations concrètes de traitement de données que le gestionnaire de réseau effectue avec le système de mesure intelligent en lien avec le consommateur final concerné et de vérifier si elles remplissent les conditions mentionnées. Le système de mesure intelligent mis en place par le gestionnaire de réseau permet d'effectuer de nombreuses opérations de traitement de données. L'ElCom a décidé que la grande majorité de ces opérations remplissait les conditions de l'article 36 Cst. Dans quelques cas, elle est toutefois parvenue à la conclusion qu'il n'existait pas de base légale suffisante sans le consentement du consommateur final concerné et a ordonné au gestionnaire de réseau d'adapter les opérations de traitement de manière à ce

qu'elles satisfassent aux exigences. L'EiCom a en outre décidé que les opérations de traitement de données prévues par le droit de l'approvisionnement en électricité ne relevaient pas de la notion de profilage définie dans la nouvelle loi sur la protection des données (art. 5, let. f, LPD). La décision, qui n'est pas encore entrée en force, est publiée sur le site Internet de l'EiCom.

Dans les 10 ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} novembre 2017, les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80 % d'entre elles, aux exigences posées aux systèmes de mesure intelligents (« Introduction de systèmes de mesure intelligents » ; art. 31e, al. 1, en lien avec les art. 8a et art. 8b OApEl). Dans sa décision 212-00414, l'EiCom a confirmé la jurisprudence actuelle selon laquelle l'installation et l'utilisation d'un système de mesure intelligent chez les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage ne requéraient pas le consentement de ces derniers, qui en outre sont tenus de donner au gestionnaire de réseau accès à leur bien-fonds pour procéder au remplacement du compteur conventionnel par un système de mesure intelligent. La décision en force est également publiée sur le site Internet de l'EiCom. Concernant les installations photovoltaïques Plug & Play (mini-installations solaires mobiles à brancher ou installations solaires de balcon), l'EiCom a été confrontée à plusieurs reprises à la question de savoir si, à la demande des exploitants d'installations, l'installation d'un système de mesure intelligent était autorisé avant même l'introduction ordinaire par le gestionnaire de réseau. Selon le droit en vigueur jusqu'à présent, le gestionnaire de réseau pouvait déterminer lui-même, dans le délai imparti pour l'équipement de 80% des installations d'une

même zone de desserte, la date à laquelle il souhaitait équiper les consommateurs finaux et les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux articles 8a et 8b OApEl. Toutefois, il fallait dès lors équiper d'un système de mesure intelligent non seulement les consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau, mais aussi les producteurs raccordant une nouvelle installation de production au réseau électrique (art. 31e, al. 1, en lien avec l'al. 2, let. a et b, OApEl ; état au 1^{er} septembre 2023). Sachant que les installations Plug & Play n'injectent en général que de faibles quantités d'électricité dans le réseau et que leur équipement immédiat avec un système de mesure intelligent revient relativement cher au gestionnaire du réseau, l'application de cette règle à ce type d'installation était discutable du point de vue de la proportionnalité. Le 1^{er} janvier 2024, le Conseil fédéral a donc abrogé l'art. 31e, al. 2, let. b, OApEl et introduit l'art. 31n OApEl. En vertu de ce nouvel article, le gestionnaire continue en principe de déterminer lui-même la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux et les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux art. 8a et 8b dans le délai de 10 ans fixé. L'exception selon laquelle les producteurs doivent être équipés, indépendamment de ces considérations, d'un tel système de mesure s'ils raccordent une nouvelle installation de production au réseau d'électricité continue de s'appliquer uniquement si cette installation est soumise à l'autorisation obligatoire au sens de l'art. 6 de l'ordonnance sur les installations à basse tension du 7 novembre 2001. Par conséquent, à partir du 1^{er} janvier 2024, les exploitants d'une installation photovoltaïque Plug & Play n'auront plus le droit d'exiger d'être équipés d'un système de mesure intelligent immédiatement après le raccordement de ladite installation.

5.12 Rétribution de reprise de l'électricité

En 2022, les prix records du négoce d'électricité avaient également entraîné un nombre record de demandes relatives aux obligations de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau (art. 15 LEné) pour l'injection de la production propre des petites installations de production (« rétribution de reprise »). En 2023, le nombre de demandes de ce type a fortement diminué. Toutefois, l'ElCom a continué à recevoir régulièrement des demandes pour savoir si les obligations de reprise et de rétribution s'appliquaient aussi aux installations photovoltaïques Plug & Play. Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh (art. 15, al. 2, LEné). La loi prévoit donc une limite supérieure de puissance ou de production pour l'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau, mais pas de limite inférieure. Les obligations de reprise et de rétribution s'appliquent donc également aux petites installations photovoltaïques, telles les installations Plug & Play. Comme expliqué au chapitre 5.11, le Conseil fédéral a toutefois prévu une exception à la règle selon laquelle les installations de production doivent être équipées d'un système de mesure intelligent dès leur raccordement. Étant donné que, dans certains cas, l'injection à partir de ces installations ne peut pas être mesurée sans système de mesure intelligent, le Conseil fédéral a en outre introduit l'article 12, alinéa 3, dans l'ordonnance sur l'énergie (OEné). En vertu de ce nouvel article, le gestionnaire de réseau peut prévoir pour ces installations un forfait annuel approprié pour la rétribution de l'électricité injectée, au lieu d'installer de manière anticipée un système de mesure. En revanche, le Conseil fédéral estime qu'un renoncement complet à la rétribution de

l'électricité injectée par les installations photovoltaïques Plug & Play serait contraire à la volonté du législateur. Il n'a donc pas introduit dans l'OEné de limite inférieure de puissance pour les obligations de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEné.

Il faut préciser que le Parlement suisse a décidé dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité ; dite « acte modificateur unique ») de créer de nouvelles règles pour les obligations de reprise et de rétribution au sens de l'art. 15 LEné. Il est désormais prévu notamment que les gestionnaires de réseau doivent rémunérer l'énergie à un prix harmonisé au niveau suisse s'ils ne parviennent pas à s'entendre avec le producteur sur la rémunération. Pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution doit être fixée selon le prix du marché moyen sur un trimestre au moment de l'injection. Le Conseil fédéral fixe des rétributions minimales pour les installations d'une puissance maximale de 150 kW ; il se fonde pour cela sur l'amortissement d'installations de référence pendant toute leur durée de vie (art. 15, al. 1 et al. 1^{bis} LEné révisée ; cf. règles pour l'électricité provenant d'installations de couplage chaleur-force et le gaz renouvelable aux al. 1^{ter} et 1^{quater}).

Avec ces nouvelles règles, le système de détermination de la rétribution de reprise de l'électricité serait réformé en profondeur et les dispositions de l'ordonnance sur l'énergie devraient également être adaptées, notamment l'article 12, alinéa 1, OEné. Un référendum a néanmoins été lancé contre l'acte modificateur unique. Il n'est donc pas encore possible de dire si les modifications entreront en vigueur. La votation sur le référendum est prévue pour le 9 juin 2024.

6 Surveillance du marché



Une plus grande transparence dans les marchés de gros réduit le risque de manipulation de marché et de perturbation des signaux de prix et permet aux clients finaux de payer l'électricité à un prix juste.

6.1 Évolutions des prix sur le marché de gros en 2023

L'année a été placée sous le signe de la détente et des énergies renouvelables. Cette phrase à elle seule résume la situation sur les marchés de gros. Les prix ont chuté et la structure de prix entre la Suisse et ses pays voisins est redevenue celle d'avant la crise. Restent dans un premier temps le recul de la consommation de l'électricité et du gaz, ainsi que le fort développement des énergies renouvelables.

L'année 2023 a été celle du premier hiver après que la Russie a cessé d'exporter la majeure partie de son gaz par gazoduc vers l'Europe. La sobriété énergétique et plus généralement le recul de la consommation dans le secteur industriel ainsi que l'installation rapide de terminaux de GNL ont permis, en 2022, de remplir les réserves de gaz, alors que beaucoup doutaient que ce soit possible. Les ruptures d'approvisionnement ont pu être évitées et lorsqu'il a été manifeste que l'Europe allait sans problème passer un hiver très doux, les prix du gaz et donc de l'électricité

ont baissé. L'évolution des prix de l'année suivante, telle que présentée dans la figure 15, illustre parfaitement ce phénomène. De plus, en cours d'année, la majorité des centrales nucléaires françaises ont été reconnectées au réseau. Entre-temps, des doutes sont apparus quant à leur disponibilité, ce qui a entraîné une nouvelle hausse du prix à terme français en mars 2023. En 2022, la disponibilité fortement réduite des centrales nucléaires avait largement contribué à la hausse historique des prix. Fin 2023, une nouvelle baisse des prix de l'électricité a pu être observée, car le niveau de remplissage élevé des réserves de gaz et la consommation de gaz toujours faible ont permis de stabiliser les prix du gaz, malgré la reprise des conflits au Moyen-Orient et la nouvelle hausse des prix en octobre qui en a résulté. Avec le retour progressif des centrales nucléaires françaises, la structure des prix en Suisse a de nouveau changé par rapport aux pays voisins. En début d'année, les prix italiens pour l'année suivante étaient en-

core les moins élevés mais depuis le mois de septembre, l'Italie est redevenue le pays voisin le plus cher. Quant aux prix français, ils sont passés en dessous des prix allemands

vers la fin de l'année. Du point de vue du marché, il semblerait que la crise soit presque terminée, bien que les prix se situent toujours à un niveau historiquement élevé.



Figure 15 : Évolution des prix du marché à terme pour l'énergie en ruban pendant l'année de livraison 2024 (source : EEX)

Les prix sur le marché spot ont suivi l'évolution des prix du gaz. Cependant, ici aussi, les effets météorologiques à court terme ont une influence croissante en raison de la transition énergétique en cours. La figure 16 illustre cette évolution. Durant le semestre d'été, le prix spot a souvent chuté jusqu'à 0 EUR/MWh, voire moins, à midi le week-end, en raison de la forte injection de courant photovoltaïque. Le point le plus bas a été enregistré le 2 juillet 2023 avec -143 EUR/MWh, en conséquence des prix de -500 EUR/MWh aux Pays-Bas et en Allemagne. Les prix y ont chuté jusqu'au niveau minimum du marché en raison d'une offre fortement excédentaire et de limites de

prix insuffisantes, ce qui souligne à quel point la flexibilité de la demande et de la commercialisation de l'énergie seront importantes à l'avenir. Les pics de prix se sont typiquement produits lorsque certaines centrales thermiques étaient sollicitées pendant quelques heures seulement : la consommation augmente le matin, avant que la production photovoltaïque n'augmente ; et avant que la consommation ne baisse de nouveau le soir, le soleil s'est déjà couché. Il existe un fort couplage des prix avec les pays voisins mais en raison des capacités limitées du réseau de transport, ces pics de prix en Suisse ne sont que partiellement compensés par les pays étrangers.

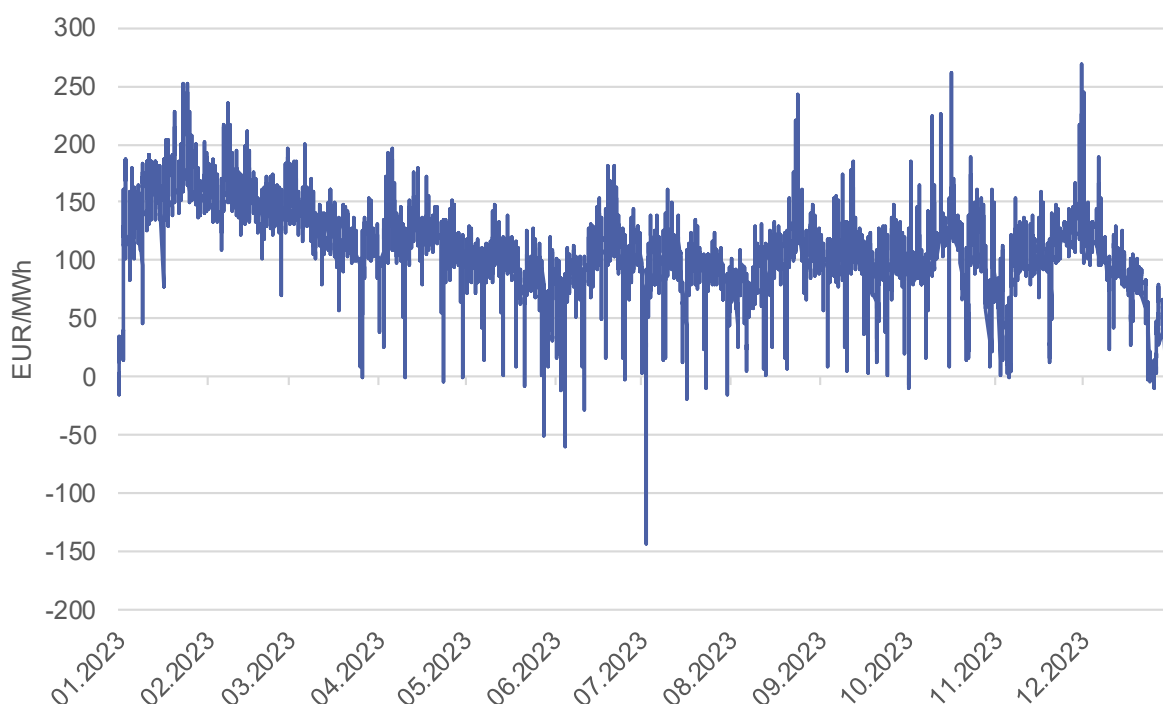


Figure 16 : Prix horaires pour la fourniture d'électricité le jour suivant en Suisse (source : EEX)

6.2 Transparence sur le marché de gros de l'électricité

Cette année, l'atelier organisé par la Section Surveillance du marché de l'ElCom a permis de faire le point sur les évolutions actuelles en matière de surveillance du marché en Suisse. Dans ce contexte, l'accent a été mis prioritairement sur les mesures engagées en Suisse comme la LFiEl (loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique) et la LSTE (loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie). En outre, les points essentiels des mesures de l'UE sur la conception du marché et leurs conséquences sur la Suisse ont été présentés.

Le thème d'actualité « Utilisation des instruments (de négoce) à long terme dans la nouvelle conception du marché » a été abordé

sous différents angles dans la deuxième partie de la manifestation. Les différents aspects des Power Purchase Agreements (PPA) ont été au cœur de l'attention. Dès le début de l'atelier, l'OFEN a donné un aperçu des évolutions actuelles en matière de réglementation. Ensuite, les instruments de couverture à long terme par rapport aux couvertures traditionnelles, et leur utilisation eu égard au règlement REMIT ont été présentés du point de vue d'un régulateur de l'UE. Un représentant de Pexapark a expliqué comment un fournisseur de PPA utilisait ces nouveaux instruments en Europe. Ensuite, les attentes envers les PPA ont été exposées du point de vue du secteur industriel. Pour conclure, le représentant de la bourse de l'énergie EEX a indiqué les six principaux malentendus sur les places de marché virtuelles régionales.

Comme chaque année, l'atelier a aussi été l'occasion de présenter le rapport annuel sur la transparence du marché. Ce rapport aborde en détail l'évolution annuelle des marchés spot et à terme et donne une bonne vue d'ensemble des principales activités de la section Surveillance du marché l'année passée.

Des rencontres ont de nouveau eu lieu cette année avec les régulateurs de l'énergie des pays voisins. Ces réunions permettent de discuter de l'impact des prix élevés de l'énergie dans les différents pays et d'aborder les événements actuels du marché ainsi que les mesures à prendre. Les mesures prévues concernant le développement du règlement REMIT ainsi que les adaptations de la conception du marché

dans l'UE ont également été abordées. Dans ce contexte, des réunions de coordination ont également eu lieu avec la SIX et l'EPEX Spot.

En tant que membre du groupe de travail du CEER pour l'intégrité et la transparence du marché (CMIT), l'ElCom a collaboré au niveau européen, cette année encore, à l'élaboration d'un questionnaire global sur les activités des régulateurs de l'UE en rapport avec la mise en œuvre du règlement REMIT. Ce questionnaire donne un très bon aperçu des activités de surveillance du marché dans l'UE. Lors des réunions trimestrielles, l'ElCom a communiqué sur l'évolution du prix des différentes matières premières et sur les raisons de ces évolutions.

6.3 Surveillance du marché : les chiffres de 2023

Depuis le début des obligations de fournir des informations et de s'enregistrer, qui sont nées avec l'entrée en vigueur du règlement REMIT en 2015 et – pour les entreprises électriques ayant leur siège en Suisse et participant aux marchés de l'UE – avec l'application subséquente de l'art. 26a^{bis} OApEI, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom n'a cessé d'augmenter. En 2023, dix-sept entreprises ont commencé le processus d'enregistrement auprès de l'ElCom. Neuf d'entre elles l'ont clôturé durant l'année. Deux entreprises ayant mis un terme à leurs activités commerciales dans le courant de l'année dernière ont été désenregistrées. Ainsi, au 31 décembre 2023, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom s'établissait à 93. Une liste des entreprises électriques établies en Suisse est disponible sur le site Internet officiel de l'ElCom à la section « Surveillance du marché ».

Les informations sur les opérations de négoce d'énergie soumises à une obligation d'enregistrement de ces entreprises ont été transmises à l'ElCom exclusivement par l'intermédiaire des neuf fournisseurs de données externes, appelés « Registered Reporting Mechanisms » (RRMs), eux-mêmes connectés aux systèmes informatiques de l'ElCom. Fin 2023, un autre RRM était encore en cours de connexion.

Comme les années précédentes, l'ElCom a reçu les données fondamentales et les publications sur les informations privilégiées. Celles-ci lui parviennent par ses propres interfaces avec le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSOE-E) et la plateforme pour la transparence de la Bourse européenne de l'énergie (European Energy Exchange, EEX).

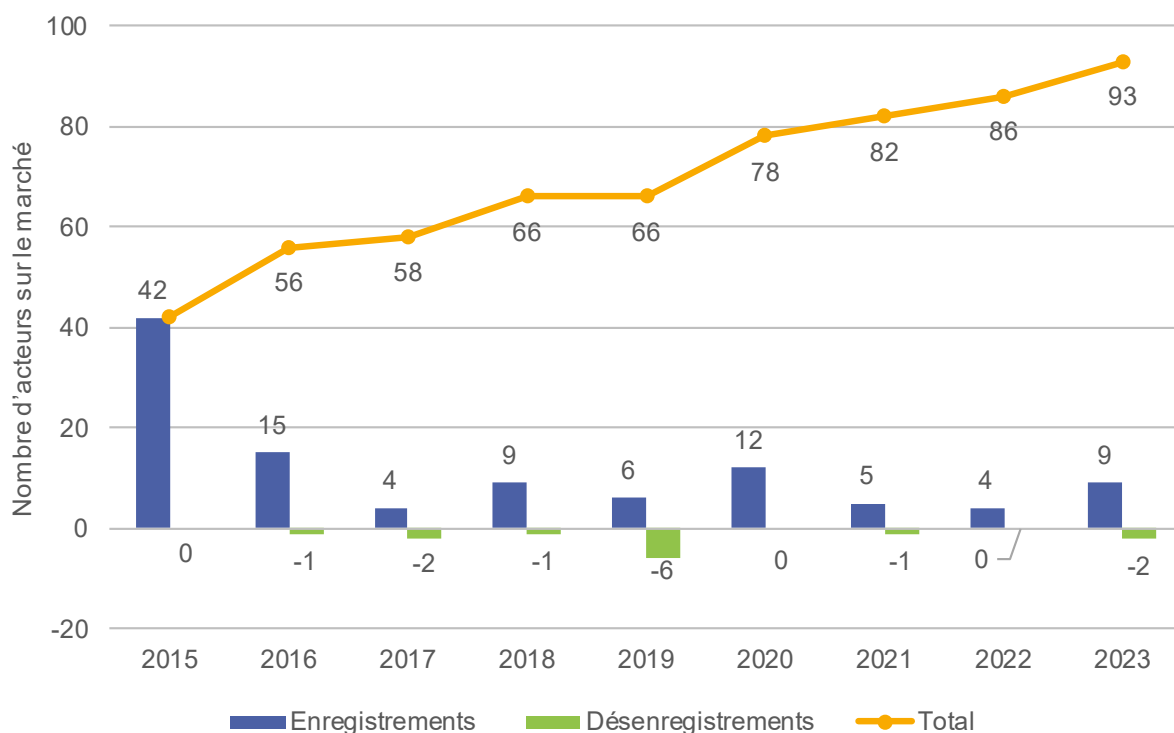


Figure 17 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés

À des fins de suivi et de surveillance, la Section Surveillance du marché de l'EiCom s'est servi des prix de clôture pour l'électricité, le gaz et le CO2 sur l'EEX et sur l'EPEX SPOT ou des prix du charbon de Refinitiv, ainsi que des données de la chambre de compensation European Commodity Clearing (ECC) comme référence pour ses rapports et analyses. Les indications sur le niveau de remplissage des lacs d'accumulation en Suisse, les disponibilités de centrales électriques à l'étranger ou d'autres informations, en partie de sources publiques comme MétéoSuisse, sont consultées et prises en compte comme complément d'information dans les diverses activités de surveillance du marché.

Depuis l'introduction fin 2015 de l'obligation de rapporter, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'EiCom ainsi que le volume de données transmises à l'EiCom dans le cadre de sa mission de RRM ne cessent d'aug-

menter. En ce qui concerne les données transmises, les contrats standard représentent toujours la majorité des déclarations en 2023. La tendance à la hausse s'est poursuivie de façon encore plus marquée en 2023 que les années précédentes. Avec près de 97 millions d'opérations de marché (transactions et ordres), le nombre de déclarations a augmenté de 37,4 millions par rapport à 2022. Les ordres enregistrés représentent 75,3 millions à eux seuls. Cela correspond à une hausse de plus de 74 % par rapport à 2022, qui s'explique en premier lieu par la tendance à négocier l'électricité de plus en plus à court terme et par l'utilisation accrue d'algorithmes de négoce automatisés qui en découle. Le nombre de transactions communiquées en 2023 a augmenté de 32 % par rapport à 2022. Cela est essentiellement dû à l'introduction de la LFiEl, à l'enregistrement de nouveaux acteurs du marché et à la transmission de données qui en a résulté.

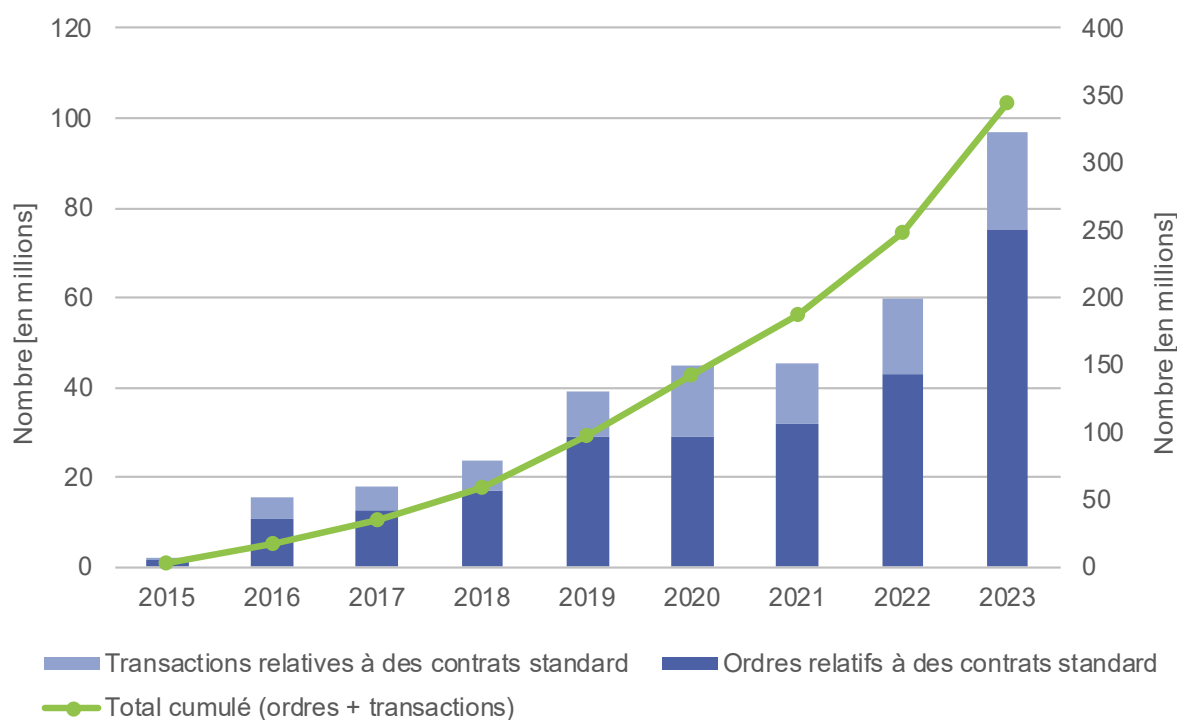


Figure 18 : Évolution du nombre d'opérations communiquées

La prédominance des affaires à court terme par rapport aux contrats à terme, établie les années précédentes pour les contrats standard, s'est maintenue. En 2023, ces contrats à court terme représentaient 84 % de tous les contrats standard enregistrés, contre 89 % en 2022. Ce recul s'explique principalement par une hausse des corrections et des nouvelles transmissions des données qui en découlent, effectuées par certains acteurs du marché sur les opérations à terme précédemment enregistrées pour des raisons de qualité. Le nombre des contrats non standard a baissé de 22 % en 2023 pour revenir pratiquement au niveau de 2021. Cela est dû à la réalisation en 2022 d'un back-loading qui a augmenté le nombre de contrats non standard enregistrés.

Les données fondamentales disponibles ont aussi été utilisées dans diverses publications, avant tout dans les rapports sur les marchés spot et à terme et dans le rapport sur la transparence du marché qui contribuent à améliorer la transparence pour les acteurs du marché, tant du côté de la production que de celui de la consommation. Toutes les données disponibles contribuent à la qualité élevée des analyses, rapports et publications de l'ElCom. En 2023, le nombre de ces données a diminué en même temps que les informations privilégiées transmises (environ 712 000 déclarations de moins qu'en 2022), ce qui correspond à une baisse de près de 13 % par rapport à l'année précédente.

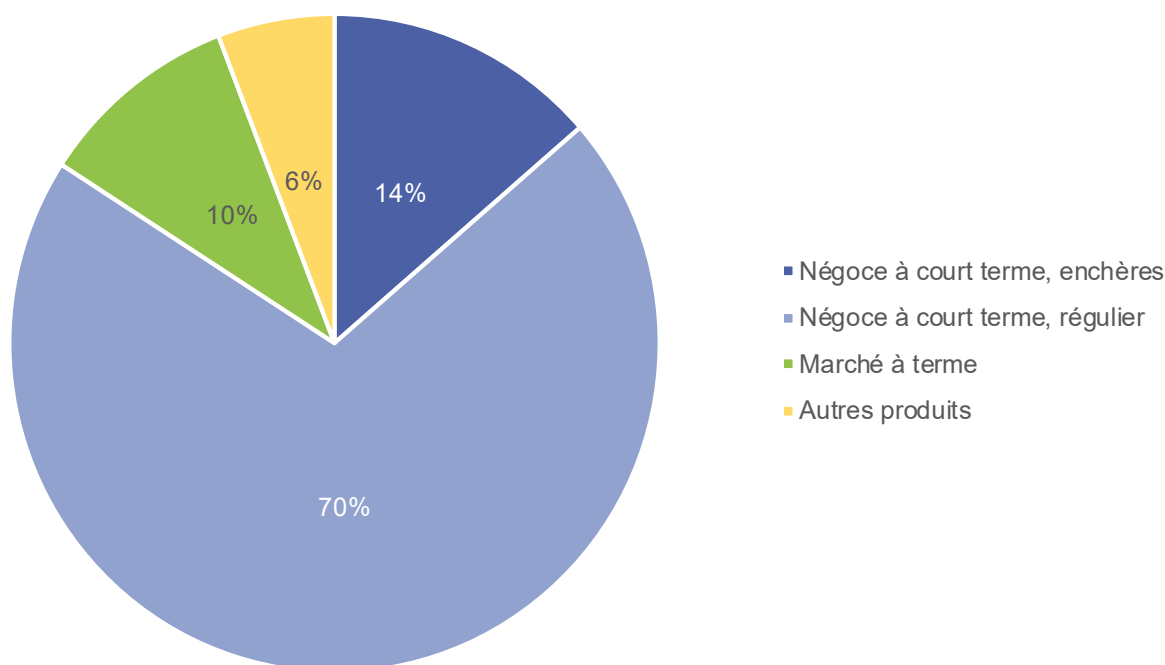


Figure 19 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et marché à terme

6.4 Expériences après une année de LFiEI

Suite à la demande d'AxpO SA de soutien financier de la part de la Confédération, la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI) est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022. Cette loi règle l'octroi d'aides financières à titre de soutien subsidiaire à des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique qui connaissent des problèmes de liquidités, afin que l'approvisionnement en électricité de la Suisse soit garanti, même en cas d'évolution imprévue.

Les entreprises d'importance systémique sont tenues de fournir les données correspondantes à l'ElCom et au Contrôle fédéral des finances (CDF). Toutes les données sont échangées dans le cadre d'une « trust room ». L'ElCom établit sur la base des données

transmises un rapport de surveillance mensuel qu'elle remet à l'OFEN. Le rapport de surveillance LFiEI permet de suivre l'évolution des liquidités des entreprises d'importance systémique et d'anticiper les besoins en liquidités résultant de leurs activités de négoce.

De plus, des échanges mensuels ont eu lieu avec les entreprises d'importance systémique afin d'améliorer et de standardiser les données transmises, notamment dans l'optique de pouvoir comparer entre elles les conclusions des évaluations. L'ElCom a également pour objectif de pouvoir vérifier la plausibilité des données transmises. Pour mettre en œuvre ce suivi, le système de monitoring du marché (MMS) existant a été complété par un module correspondant. En amont, le défi a consisté à intégrer les données LFiEI transmises dans les applications de l'ElCom.

Actuellement, les activités de négoce et de hedging sur différents marchés, les positions ouvertes sur les bourses et dans le négoce bilatéral pour différentes périodes de livraison ainsi que les expositions aux marges disponibles à cet égard sont analysées. Parallèlement, les ratios de liquidité rapportés et l'évolution de la liquidité des entreprises d'importance systémique sont analysés. Cette analyse se base sur les tests de résistance des liquidités mis à disposition chaque mois pour le portefeuille marginal (Maged portfolio). Lors d'un échange trimestriel avec les entreprises d'importance systémique, les conclusions de l'ElCom sont soumises à ces dernières, font l'objet de discussions et sont finalement confirmées.

Les conditions du marché ayant considérablement changé par rapport à l'automne 2022, Axpo SA a adressé à l'automne 2023 une demande de reconsidération de sa demande de prêt dans le cadre de la LFiEl au Secrétariat général du DETEC. Les besoins en liquidités d'Axpo SA ont fortement diminué par rapport à l'automne 2022. Cela s'explique essentiellement par la normalisation du montant des garanties à fournir en espèces, suite à la baisse des prix du marché de l'électricité pour les opérations à terme

(appels de marge ou « Margin Calls »). La suppression de la subsidiarité en raison des mesures d'entraide prises a également plaidé en faveur d'un réexamen.

En collaboration avec l'OFEN, l'ElCom a analysé la stabilité financière sur la base des informations fournies par Axpo SA et a fait le point sur ce sujet dans plusieurs rapports. En raison de l'image globale positive présentée, la demande d'Axpo SA d'annulation de la décision LFiEl du 5 décembre 2022 a été acceptée le 4 décembre 2023. L'enveloppe financière de 4 milliards de francs maximum allouée a ainsi été supprimée. En vertu de l'article 19, alinéa 2, LFiEl, Axpo SA reste soumise à l'obligation de fournir des informations. Depuis décembre 2023, elle ne fournit plus que des données conformes à l'article 19, alinéa 2, LFiEl, comme les deux autres entreprises d'importance systémique, alors qu'avant elle était tenue de transmettre les informations supplémentaires au sens de l'art. 19, alinéa 3, LFiEl.

La LFiEl est limitée jusqu'à la fin 2026. Elle sera ensuite remplacée par d'autres normes. En fait partie la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE).

6.5 Plus de transparence sur la place de marché suisse – LSTE

Le Conseil fédéral a lancé la consultation sur la LSTE lors de sa séance du 16 décembre 2022. La nouvelle loi qui est proposée oblige les participants au marché à transmettre à l'ElCom des informations sur leurs transactions et leurs ordres de négociation. En outre, elle contient des dispositions interdisant les opérations d'initiés et la manipulation des marchés. Il s'agit ainsi de renforcer la transparence, d'améliorer la surveillance des marchés de gros de l'énergie et d'accroître la stabilité du système ainsi que la

sécurité de l'approvisionnement. Cela permet de franchir une première étape dans le remplacement du mécanisme de sauvetage destiné aux entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEl).

La nouvelle loi entend créer plus de transparence, améliorer la surveillance et partant la confiance dans l'intégrité du marché de gros de l'énergie ainsi que la stabilité du système dans les domaines de l'électricité et du gaz. Pour ce

faire, les compétences légales en matière de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz doivent être élargies. Un autre projet législatif mettant l'accent sur les objectifs en matière de fonds propres et de liquidités suivra.

Le Conseil fédéral mise sur la LSTE pour régler concrètement les points suivants :

- l'interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie, comme sur les marchés financiers ;
- l'obligation, pour les acteurs du marché, de s'enregistrer auprès de l'ElCom et de communiquer à cette dernière des informations concernant les transactions qu'ils concluent et les ordres qu'ils passent sur les marchés de gros de l'énergie ;
- l'obligation de communiquer sur les produits de l'électricité ou du gaz produits, négociés, stockés, fournis ou transportés en Suisse, y compris leurs dérivés ; les contrats avec des consommateurs sont exclus, sauf s'ils ont une influence majeure sur les prix de l'énergie ;
- la possibilité, pour les acteurs du marché, de déléguer la transmission des données ; les informations à transmettre doivent être fournies par des fournisseurs de données accrédités appelés « Registered Reporting Mechanisms » (RRMs) ;
- l'obligation, pour les acteurs du marché, de publier les informations privilégiées qu'ils détiennent comme la capacité et l'indisponibilité prévue ou non de centrales et de réseaux de transport d'énergie ; l'ElCom peut mettre à disposition des données en ligne pour plus de transparence.

- l'obligation, comme jusqu'à présent en vertu de l'article 26a^{bis} OApEl, pour les personnes physiques ou morales ayant leur domicile ou leur siège en Suisse qui concluent des transactions sur le marché de gros de l'énergie de l'UE, d'une part, de transmettre à l'ElCom les informations qu'elles doivent déjà publier ou communiquer aux autorités européennes conformément au droit européen et, d'autre part, de s'enregistrer auprès de l'ElCom ;
- les tâches déléguées à l'ElCom, à savoir la collecte et l'évaluation des données ainsi que la collaboration et l'échange d'informations avec d'autres autorités compétentes en Suisse ou à l'étranger ;
- la possibilité pour l'ElCom de soumettre les acteurs du marché à des obligations et de les sanctionner en cas d'infractions ;
- la possibilité de poursuite pénale des opérations d'initiés et de la manipulation de marché sur le marché de gros de l'énergie.

Les nouvelles prescriptions proposées dans ce projet du Conseil fédéral concernent les entreprises opérant sur les marchés de gros de l'électricité ou du gaz, y compris la société nationale du réseau de transport de l'électricité, les gestionnaires de réseau de transport du gaz et les très grands consommateurs finaux. Ceux-ci peuvent être exemptés de l'obligation de fournir des informations par le Conseil fédéral. Les gestionnaires de réseau et les entreprises d'approvisionnement de taille moyenne ou de petite taille doivent uniquement s'enregistrer auprès de l'ElCom et ne sont pas soumis à des obligations de reporting. Ces nouvelles dispositions sont compatibles avec celles de l'UE relatives à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

6.6 Répercussions du règlement REMIT 2 sur les acteurs suisses du marché

Le 13 décembre 2023, un accord a été trouvé au sein de l'UE sur l'adaptation du règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT 1227/2011), qui sera formellement adopté en 2024. L'objectif du REMIT 2 est d'améliorer la protection contre les manipulations du marché de gros de l'énergie dans l'UE.

À la différence du règlement REMIT actuel, les points suivants, déjà pris en compte dans la LSTE, devraient être introduits :

- la définition des acteurs du marché a été élargie aux gestionnaires de réseau de distribution, aux gestionnaires de réseau de stockage et aux gestionnaires de réseau de GNL. La définition des places de marché organisées a également été étendue aux plateformes de capacité énergétique.
- Dans ce contexte, la définition des produits a été élargie aux contrats sur le stockage d'électricité et de gaz ainsi qu'à leurs dérivés. Les informations relatives aux transactions et aux ordres de négoce destinés à maintenir la stabilité du système ou à compenser les écarts dans les réseaux suisses d'électricité ou de gaz ne doivent être communiquées que par la société nationale du réseau de transport et par les gestionnaires des réseaux suisses de transport de gaz.
- En outre, toutes les plateformes d'information privilégiée (IIP) sur lesquelles des informations privilégiées sont publiées doivent être accréditées. C'est également

le cas des fournisseurs de données ou « Registered Reporting Mechanisms » (RRMs), qui transmettent des données pour les acteurs du marché concernés.

- Les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (PPAT) sont tenues de surveiller et de signaler les violations présumées.

L'objectif du REMIT 2 est de rapprocher la réglementation du marché de l'énergie de celle des marchés financiers. Il est important à cet égard de combler les lacunes et de compléter la collecte de données. Cela concerne avant tout la transmission d'aperçus du carnet d'ordres sur les marchés couplés par les places de marché organisées. Par ailleurs, l'amélioration de la transparence des marchés par une surveillance spéciale dans le domaine du gaz naturel liquéfié (GNL) doit également être mise en œuvre par l'ACER.

La surveillance renforcée de l'algo-trading via la mise en œuvre obligatoire de systèmes et de contrôles des risques efficaces n'est pas encore prise en compte dans la LSTE. En outre, il n'est pas prévu d'informer l'EiCom de la mise à disposition d'un accès électronique direct.

Les acteurs suisses du marché exerçant une activité de négoce dans l'UE doivent désormais nommer un représentant commercial dans un pays de l'UE et l'autoriser par écrit à agir en son nom. Afin de ne pas générer de charges supplémentaires et de désavantages concurrentiels pour les acteurs du marché concernés en Suisse, les modifications nécessaires devraient également être intégrées dans la LSTE.

6.7 Nouvelle conception du marché dans l'UE

La réforme du marché de l'électricité constitue en substance la réponse de l'UE à la crise énergétique de 2022. Elle s'explique avant tout par la sensibilité du marché de l'électricité à court terme à la pression sur les prix des centrales électriques conventionnelles (en particulier le gaz). Ce mécanisme est appelé « merit order ». Avec les nouvelles règles, les prix de l'électricité devraient être moins dépendants du prix des combustibles fossiles. Différentes mesures ont été mises en œuvre à long terme, notamment des règles de prix applicables au mécanisme « merit order », la promotion de la production d'énergies renouvelables au moyen de contrats d'écart

compensatoire, des contrats de fourniture d'électricité à long terme ainsi que des contrats à prix fixe pour les clients finaux. Les objectifs prioritaires sont d'éviter des hausses de prix excessives sur le marché des clients finaux et de garantir la production d'électricité à l'aide d'instruments de promotion appropriés. Le 14 décembre 2023, la Commission européenne, le Conseil européen ainsi que le Parlement européen se sont mis d'accord sur un paquet global de réforme du marché de l'électricité, dont la mise en œuvre est prévue à partir de 2024. L'ElCom entend suivre de près cette évolution et en observer les répercussions sur le marché suisse de l'énergie.

7 Affaires internationales



Le commerce transfrontalier d'électricité revêt une grande importance, tant du point de vue économique que du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. L'ElCom salue donc l'intention du Conseil fédéral de conclure un accord bilatéral sur l'électricité entre l'Union européenne et la Suisse.

7.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé à ceux des pays limitrophes par 41 lignes transfrontalières. Ces lignes de raccordement sont indispensables à la sécurité de l'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 essentiellement 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 encore en cours avec la France ; d'autre part pour certaines livraisons de centrales hydrauliques transfrontalières. Troisièmement, les capacités dans le négoce intrajournalier ne sont actuellement pas tarifées.

Ainsi, la majeure partie des capacités des lignes transfrontalières est allouée par enchères ex-

plicités, le droit de transport étant octroyé séparément, par opposition aux enchères dites implicites, où le droit de transport est automatiquement attribué conjointement à la vente d'électricité en bourse au plus offrant. C'est désormais la norme en Europe, tant pour le Day-Ahead que pour l'Intraday, dans le cadre du « Single Day-Ahead Coupling (SDAC) » et du « Single Intraday Coupling (SIDC) ».

Désormais, la capacité peut être implicitement attribuée à toutes les frontières au sein de l'UE. Avec le couplage de marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling ou FBMC), la capacité de transport est optimisée et allouée simultanément à chaque frontière en fonction de l'écart de prix et en tenant compte de la situation locale du réseau. L'introduction progressive du FBMC par un nombre croissant d'États membres de l'UE permet de mieux utiliser les capacités du réseau sur le plan économique.

Toutefois, la participation de la Suisse au FBMC est conditionnée par l'accord avec l'UE sur l'électricité. L'attribution des capacités aux frontières suisses varie donc en fonction de la frontière et de la période. Joint Allocation Office (JAO) organise des enchères annuelles, mensuelles et Day-Ahead explicites à toutes les frontières suisses. Dans le commerce Intraday, le « continuous trading » explicite est pratiqué à presque toutes les frontières suisses dans le cadre d'une procédure du type « premier arrivé, premier servi » (la capacité encore disponible est attribuée par Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport du pays voisin).

L'UE et l'ACER cherchent en effet à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation, afin de renforcer la concurrence et la sécurité de l'approvisionnement. Cela implique d'éviter toute discrimination pénalisant les flux commerciaux entre zones de prix et pays par rapport aux flux purement internes ou nationaux, les flux commerciaux internationaux s'écoulant généralement, 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 au moins 70 % de la capacité de toutes les lignes pour les échanges commerciaux entre zones, afin d'améliorer l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle de

toute l'Europe. Des exceptions à cette règle des 70 % des capacités transfrontalières sont possibles jusqu'à fin 2025. Pour tous les pays voisins de la Suisse, à l'exception de la France, des exceptions étaient encore en vigueur en 2023. L'Allemagne et l'Autriche, en particulier, ont toutes deux publié un plan d'action prévoyant une augmentation linéaire pour atteindre les 70 %. En 2023, l'Allemagne devait atteindre 40,8 % et l'Autriche 39,0 %. Pour plus d'informations concernant la prise en compte des flux suisses dans les objectifs de 70 % (cf. chapitre 3.4 « Flux non planifiés »).

L'évolution des règles et des méthodes de l'UE (notamment la règle des 70 %, mais aussi l'exclusion des plateformes d'équilibrage) devrait entraîner une augmentation des congestions sur le réseau suisse et un recours accru aux mesures d'allègement opérationnelles (y c. countertrading et redispatching). En 2022, les travaux de mise en œuvre d'une nouvelle méthode internationale ont débuté afin d'optimiser conjointement les mesures d'allègement au niveau régional. Une participation de la Suisse est prévue dans ce cadre et est saluée par l'UE. La mise en service est prévue pour 2025 au plus tôt. Des préparatifs, coordonnés par Swissgrid, sont en cours à l'échelle nationale pour permettre la participation d'acteurs suisses du marché. L'ElCom, qui accompagne ces travaux, représente les intérêts de la Suisse au niveau de l'UE dans les discussions entre les régulateurs.

7.2 Merchant lines

Les lignes marchandes (Merchant lines) sont des lignes du réseau de transport transfrontalier. Si une dérogation est prévue, aucun accès au réseau ne doit être accordé à des tiers sur une telle ligne. La capacité de ces lignes est certes assurée par le gestionnaire de réseau, mais leur utilisation est réservée 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. Actuellement, il n'y a pas de Merchant line en Suisse.

Les discussions concernant la réalisation d'une ligne marchande de la Suisse vers l'Italie, sur un tracé qui n'est plus utilisé, se sont de nouveau intensifiées. Au cours de l'exercice, l'ElCom a demandé l'octroi d'une dérogation à

l'accès au réseau en tant que Merchant line. L'ordonnance du DETEC sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de

réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier (Odac) est déterminante pour l'appréciation de cette demande.

7.3 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 les centrales frontalières, des accords bilatéraux conclus de longue date entre la Suisse et un pays voisin 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 du réseau de transport transfrontalier sont en principe attribuées dans le cadre de ventes aux enchères (cf. plus haut chapitre 7.2 « Merchant lines » et plus bas chapitre 7.5 « Plateformes internationales pour l'énergie de réglage »).

Depuis le 1^{er} octobre 2017, le droit suisse de l'approvisionnement en électricité accorde expressément la priorité aux livraisons provenant de centrales hydroélectriques frontalières lors de l'attribution de capacités dans le réseau de transport transfrontalier. Les autorités et les gestionnaires de réseau

de transport allemands considèrent toutefois que de telles priorités sont incompatibles avec le droit européen et allemand, raison pour laquelle l'attribution prioritaire de capacités à la frontière germano-suisse ne peut pas être mise en œuvre. Durant l'exercice et dans le cadre de deux procédures, l'ElCom a fixé par voie de décision la manière dont le droit des centrales hydroélectriques frontalières concernées à l'attribution prioritaire de capacités doit être mis en œuvre dans ce cas : dans un premier temps, les sociétés exploitantes acquièrent les capacités de transport nécessaires au cours de la vente aux enchères régulière. Ensuite, une fois la livraison transfrontalière effectuée, il est possible de demander à Swissgrid de rembourser la part suisse du produit de la vente aux enchères.

Un recours a été déposé contre l'une des deux décisions. La procédure de recours auprès du Tribunal administratif fédéral était encore pendante à la fin de l'exercice sous revue.

7.4 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, LApEl). Swissgrid soumet la demande concernant l'utilisation souhaitée à l'ElCom, l'ElCom statue ensuite sur l'utilisation des produits des enchères (art 22, al. 2, let. c, LApEl).

Pour l'utilisation des produits des enchères de 2022, Swissgrid a demandé de s'écarter du rapport d'utilisation (65 % pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 35 %

pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport) en raison d'effets spéciaux (notamment réduction des différences de couverture suite à l'examen du système, versement de l'indemnité d'expropriation tranche B) ainsi que de la pandémie de COVID-19. L'ElCom n'a pas donné suite à cette demande et a maintenu le rapport entre les deux taux d'utilisation (65 % et 35 %), parce que les effets spéciaux mentionnés étaient déjà planifiables et que la pandémie n'avait plus le même effet de surprise qu'en 2020.

Comme l'année précédente, Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de 2023 qui s'écarte des taux d'utilisation : 65 % du produit pour le maintien et l'extension du réseau de transport, 35 % pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport en raison d'effets spéciaux. selon Swissgrid, cela comprend notamment la réduction proportionnelle d'une sous-couverture attendue à la fin de l'année 2021 conformément à la décision d'audit du système, le versement de l'indemnité d'expropriation tranche B et d'autres coûts plus élevés (charges d'exploitation plus élevées, amortissements plus importants, recettes informatiques plus faibles, coûts plus élevés pour le redispatching national, effets fiscaux et effets des intérêts calculés). L'ElCom n'a pas donné suite à cette demande et a maintenu les taux d'utilisation (65 % et 35 %), ceci parce que les effets spéciaux mentionnés étaient prévisibles depuis longtemps (indemnité d'expropriation tranche B) et que les augmentations de coûts mentionnées n'étaient pas exceptionnelles en soi. Avec la décision de l'ElCom, une partie des produits des enchères devait être utilisée pour réduire directement les coûts pertinents pour les tarifs et une plus grande partie pour l'extension du réseau de transport. Ainsi, les immobilisations réglementaires imputables diminuent et, par conséquent, les coûts de capital im-

putables baissent durablement. En décembre 2022, Swissgrid a déposé une demande de réexamen pour l'utilisation du produit des enchères en 2023 au motif que l'environnement géopolitique et le contexte économique du marché ont considérablement changé depuis la décision de l'ElCom. Par décision du 7 février 2023, l'ElCom n'est pas entrée en matière sur la demande de réexamen : d'une part, l'ElCom estime que la décision relative au produit des enchères est toujours une décision portant sur un état de fait clos. Comme convenu avec Swissgrid, ce type de décisions sont prises pour diverses raisons chaque année à l'avance, ce qui permet également de prendre en compte d'éventuels changements de situation. D'autre part, du point de vue de l'ElCom, il n'y avait pas de changement de situation qui aurait entraîné une erreur de décision et justifié un réexamen. Le 14 mars 2023, après la non-entrée en matière de l'ElCom sur la demande de réexamen, l'entreprise a déposé un recours auprès du Tribunal administratif fédéral. Par la décision A-1317/2023 du 21 novembre 2023, le Tribunal administratif fédéral a rejeté ce recours, confirmant ainsi la non-entrée en matière de la commission sur la demande de réexamen. Selon le Tribunal administratif fédéral, que ce soit du point de vue des consommateurs finaux ou de celui des intérêts à moyen terme de Swissgrid, il n'y a pas d'indices suffisants pour que la décision de l'ElCom du 22 février 2022 puisse s'avérer ultérieurement erronée en raison d'une modification importante des faits. Le jugement du Tribunal administratif fédéral est définitif. Comme cela a été décidé par l'ElCom, 65 % des produits des enchères de 2023 doivent être utilisés pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 35 % pour la réduction des coûts imputables au réseau de transport.

Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de

2024 qui s'écarte du ratio d'utilisation : 65 % du produit pour le maintien et l'extension du réseau de transport, 35 % pour la réduction des coûts imputables au réseau de transport. Elle a justifié cette proposition par une nette hausse des coûts par rapport à l'année précédente, en raison notamment de la réduction proportionnelle d'un découvert de couverture prévu à la fin de l'année 2022, du niveau élevé des coûts d'approvisionnement résultant de l'augmentation des prix sur les marchés de l'électricité et des tâches supplémentaires confiées à Swissgrid par le législateur pour faire face à une éventuelle pénurie d'électricité. L'ElCom estime que la situation émanant des prix élevés sur les marchés de l'électricité et des coûts supplémentaires générés par les mesures visant à parer une éventuelle pénurie d'électricité

ne devrait normalement pas se reproduire sous cette forme. Elle a donc jugé opportun, pour l'année 2024, que les produits des enchères servent exclusivement à couvrir les coûts imputables afin de soulager à court terme les consommateurs finaux. Dans ce contexte, elle a salué au cours de l'exercice sous revue les demandes formulées par Swissgrid SA portant sur l'utilisation des produits des enchères de 2024.

D'une manière générale, l'ElCom poursuit l'objectif d'utiliser durablement les recettes des enchères pour réduire les tarifs, donc au profit des consommateurs finaux. Pour ce faire, il convient d'utiliser ces recettes notamment pour maintenir et étendre le réseau de transport, et donc d'amortir durablement les coûts imputables.

7.5 Plateformes internationales pour l'énergie de réglage

L'énergie de réglage doit compenser les fluctuations à court terme de la consommation et de la production. Elle constitue donc un élément essentiel de la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Avec le troisième paquet de mesures concernant le marché intérieur de l'énergie de l'UE, l'achat et l'utilisation de l'énergie de réglage s'étendent systématiquement à l'échelle supranationale. Le marché bénéficie ainsi d'avantages en termes de prix d'achat (et donc, en fin de compte, pour le consommateur final) et d'une meilleure protection contre d'éventuelles congestions.

Des plateformes commerciales internationales dédiées sont mises en place à cet effet. Les plateformes d'échange de puissance de réglage primaire (Frequency Containment Reserve FCR), d'énergie de réglage tertiaire lente (TERRE) et de compensation des déséquilibres (Imbalance Netting IN) sont déjà actives et se-

ront développées en fonction des dernières directives. Deux autres plateformes sont devenues opérationnelles durant 2022, à savoir la plateforme d'échange d'énergie de réglage secondaire PICASSO en juin et MARI (énergie de réglage tertiaire rapide) en octobre. La Suisse est temporairement coupée de ces deux dernières plateformes, mais les mêmes mécanismes ont été mis en place pour le marché local. Cette situation persistera tant que la participation de la Suisse aux plateformes sera empêchée par les procédures judiciaires en cours ou l'absence d'accord sur l'électricité. Remontant à l'époque antérieure à l'introduction des codes de réseau de l'UE, la coopération FCR entre des gestionnaires de réseau de transport est la première coopération régionale à réaliser une harmonisation du marché selon la méthode prescrite par la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (Guideline on Electricity Balancing [EBGL]).

La tendance générale, qui pousse également les activités d'équilibrage (balancing) de plus en plus vers le temps réel, entraîne des adaptations régulières dans la conception des produits d'énergie de réglage et sur les plateformes correspondantes. L'introduction de MARI et de PICASSO ainsi que les discussions en cours sur une restructuration de TERRE, qui doit être disponible à l'avenir au bout d'un quart d'heure (96 gates au lieu de 24), en sont des exemples. L'introduction en juillet 2020 d'enchères J-1 avec une durée de produit réduite à 4 heures pour le réglage primaire constitue un autre exemple. Les opérations sur la plateforme FCR se déroulent grâce à un algorithme d'allocation complexe qui prend en compte différentes zones de prix et conditions secondaires et qui calcule un système de coût marginal (marginal pricing) et la durée de produit correspondante. Cette coopération sert à acquérir de la puissance de réglage primaire dans la zone synchrone européenne de 50 Hz, de réduire les coûts d'acquisition et d'introduire des incitations à l'entrée pour de nouveaux fournisseurs de puissance de réglage et de nouvelles technologies. L'ElCom et d'autres régulateurs et groupes d'intérêt sont activement impliqués.

7.6 Instances internationales

En vertu de l'article 22, alinéa 5, LAPeI, l'ElCom coordonne son activité avec celle des autorités de régulation étrangères et représente la Suisse dans les organes internationaux correspondants.

Depuis 2021, année de la résiliation par l'ACER du protocole d'entente avec l'ElCom, qui permettait à cette dernière de participer aux groupes de travail de l'ACER, l'ElCom s'efforce de compenser ce manque d'infor-

La participation de la Suisse aux trois 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 septembre 2017 et l'ACER en avril 2018. L'accès aux plateformes n'est malgré tout pas garanti et dépend fortement des relations politiques entre la Suisse et l'UE. En ce qui concerne la participation à la plateforme TERRE, la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne a rendu une décision négative qui continue de remettre en question la participation à long terme de Swissgrid

L'ElCom met tout en œuvre pour que la Suisse participe aux plateformes, car une non-participation comporterait des risques considérables pour la sécurité de l'exploitation du réseau. En particulier, à très court terme, des flux d'électricité non planifiés et non annoncés pourraient surgir dans le réseau suisse et y provoquer des surcharges et des pannes. Cette situation pourrait également mettre en danger la sécurité du système de toute la région autour de la Suisse.

mations au niveau de l'UE par des échanges bilatéraux et de continuer à faire valoir les intérêts de la Suisse. Des rencontres au niveau de la Commission avec les régulateurs des pays voisins ont lieu à intervalles réguliers. Deux réunions bilatérales ont eu lieu en 2023, l'une entre l'ElCom et la Bundesnetzagentur à Bonn, l'autre avec E-Control à Vienne.

Des contacts multilatéraux réguliers ont lieu avec les régulateurs d'« Italy North » au niveau

technique, dans le cadre de la mise en œuvre des méthodes de calcul de la capacité (CACM GL) et d'exploitation du système (SO GL). L'ElCom et Swissgrid sont totalement impliquées dans ces travaux, toutefois sans droit de vote officiel. La plupart des réunions sont organisées en fonction des besoins spécifiques.

Dans la région « CORE », la coopération est plus formelle, notamment en raison du nombre beaucoup plus important de pays. Le groupe d'implémentation (Implementation Group) se réunit six fois par an avec des représentants des régulateurs et les gestionnaires de réseau transport. Les régulateurs se retrouvent la veille de chaque réunion du groupe d'implémentation pour préparer la séance. L'ElCom est conviée aux réunions, mais seulement pour les points de l'ordre du jour en lien direct avec la Suisse.

Actuellement, le groupe d'implémentation traite des thèmes tels que la prise en compte de la Suisse dans la méthode de calcul des capacités DA, l'implémentation de la méthode pour coordonner les mesures d'allègement (ROSC) et la préparation du projet Merger ITN / CORE. Concernant ce dernier point, deux réunions de lancement supplémentaires ont eu lieu en 2023 à Munich et à Rome, au cours desquelles l'ElCom et Swissgrid ont représenté les intérêts de la Suisse. La « Merger Sponsor Team », représentant les 5 gestionnaires de réseau de transport d'« Italy North » (y c. Swissgrid), les autorités de régulation de France, d'Autriche et d'Italie, ainsi que l'ElCom et l'ACER, a été créée fin 2023 pour coordonner les travaux préparatoires du projet Merger.

De plus, l'ElCom bénéficie du statut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Le CEER et les régulateurs qui le composent ont été particulièrement sollicités en 2023, tout comme l'ACER, car la pléthore de révisions législatives dans

l'UE et la crise énergétique touchent une grande partie de leurs compétences et la protection des consommateurs de gaz et d'électricité. Le CEER a également participé aux préparatifs du 8e WFER (World Forum on Energy Regulation) organisé à Lima en août 2023 et auquel l'ElCom n'a pas assisté.

Le réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (Network of Economic Regulators [NER]) a fêté en 2023 son 10e anniversaire. Depuis 2021, le NER s'occupe des questions de dotation en ressources, de planification stratégique et d'évaluation des performances des autorités de régulation économique, ainsi que, dans un cadre plus large, des thèmes horizontaux du « Green Government » et de la promotion de l'innovation, très présents depuis 2022 dans l'activité de l'OCDE. Le réseau NER de l'OCDE a approfondi en 2023 ses travaux et indicateurs traitant de gouvernance des régulateurs sectoriels (rapport attendu en 2024), mais aussi de recours à la numérisation, au big data et à l'analyse quantitative pour améliorer l'efficacité des décisions réglementaires et mesurer leur impact concret.

En coopération avec l'OFEN, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a passé en revue en 2023 la politique énergétique de la Suisse, après l'avoir fait déjà en 2018. Elle recommande entre autres de renforcer les réseaux électriques et d'accélérer les procédures d'autorisation liées aux infrastructures critiques ou aux énergies renouvelables pour appuyer la transition énergétique et limiter la dépendance de la Suisse envers les importations, surtout en hiver.

L'AIE suggère aussi d'aligner les législations suisses sur celles de l'UE applicables au marché de l'électricité et de poser les bases juridiques régissant le marché du gaz, y compris par la création d'un régulateur national indépendant pour superviser ce secteur. Selon

l'AIE, ces réformes prépareraient la Suisse à une intégration potentielle au marché intérieur de l'énergie de l'UE.

Le Conseil fédéral et la Commission européenne entendent d'ailleurs relancer en 2024 la négociation d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, parmi d'autres négociations jusqu'ici bloquées portant sur d'autres aspects d'une coopération plus étroite (libre circulation des personnes, recherche, santé, etc.).

Dans le contexte de la crise actuelle, l'UE a poursuivi ses efforts pour réduire sa dépendance vis-à-vis du gaz russe et, plus généralement, des énergies fossiles. Pour ce faire, elle a prolongé plusieurs mesures d'urgence. Certaines ont été intégrées à la réforme anticipée du cadre législatif de l'UE relatif à l'organisation du marché de l'électricité pour accélérer la transition énergétique de l'UE, favoriser des prix de l'électricité plus stables et compétitifs et préserver la sécurité de l'approvisionnement de l'UE, de son industrie et des consommateurs par d'autres mesures aptes à répondre aux incertitudes géopolitiques et économiques encore très présentes (cf. chapitre 6.7 « Nouvelle conception du marché dans l'UE »).

Cette réforme de la conception du marché de l'électricité dans l'UE (EU Electricity Market Design) s'accompagne d'une réforme du marché du gaz et de l'hydrogène dans l'UE, qui devrait notamment permettre de dégager des synergies. L'objectif est de renforcer la résilience du système gazier et de promouvoir les gaz renouvelables et à faible teneur en carbone (dont la part dans l'UE doit passer de 5 % en 2023 à 66 % en 2050). La réforme fixe à 2049 la date limite d'abandon des contrats à long terme de gaz d'origine fossile, soutient l'émergence d'un marché et d'une infrastructure dédiés à l'hydrogène (40 GW de capacité de production par électrolyse visés d'ici 2030). Elle fa-

cilite le négoce avec les pays hors UE et se traduit par la création d'un réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène ou ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen) est institué.

La révision du règlement « REMIT » 1227/2011 de l'UE, autre réforme importante octroyant des compétences accrues à l'agence ACER, renforce la protection de l'UE contre la manipulation des marchés de gros de l'électricité et du gaz (cf. chapitre 6.2 « Transparence sur le marché de gros de l'électricité » et chapitre 6.7 « Nouvelle conception du marché dans l'UE »).

D'autres réformes de l'UE ont abouti dans le contexte de ses engagements envers l'accord de Paris sur le climat (2015), de son « pacte vert » (EU Green Deal ; 2019) et de l'intention que l'économie de l'UE soit la première de dimension globale à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 (l'énergie nucléaire pourra y jouer un rôle). L'UE mise en particulier sur les points ci-après.

- Efficacité énergétique : la nouvelle Directive « EED III » 2023/1791 vise une baisse de la consommation finale d'énergie de l'UE d'au moins 11,7 % d'ici 2030 par rapport à 2020 (soit une réduction d'au moins 40 % par rapport à 2007 au lieu de 32,5 % prévus jusqu'alors pour 2030) ;
- Énergies renouvelables : la nouvelle Directive « RED III » 2023/2413 fixe un objectif contraignant qui correspond à une part d'au moins 42,5 % de la consommation énergétique finale brute de l'UE en 2030 (contre 23 % en 2022). Une cible indicative de 45 % est visée par l'UE (la précédente Directive « RED II » 2018/2001 la limitait à 32%). L'octroi accéléré et simplifié de permis pour des projets d'énergies renouvelables devrait contribuer à l'atteindre.

Par ailleurs, l'UE a défini en 2023 une stratégie de promotion des énergies solaire et éolienne et renforcera son soutien aux infrastructures énergétiques dans les années à venir. Elle prévoit notamment d'investir 400 milliards d'euros dans le développement de son réseau offshore d'ici 2050 pour raccorder des parcs éoliens dans l'UE ainsi que les eaux britanniques et norvégiennes, permettant ainsi un renforcement massif de l'énergie éolienne entre 2030 et 2050.

Pour ce faire, les pays de l'UE devraient notamment élaborer des plans énergétiques et climatiques cohérents et des réformes réalisables de leurs propres marchés énergétiques nationaux pour la période allant jusqu'à 2030. Pour l'UE, un cadre réglementaire robuste est indispensable au développement des marchés de l'énergie. Ce cadre doit être favorable aux consommateurs d'énergie (no-

tamment aux consommateurs dignes de protection) et à la décarbonation.

Depuis 2021, en plus de l'énergie, de nombreux autres secteurs sont concernés par une centaine d'autres réformes législatives (industrie, construction, transports, agriculture, etc. ; paquet « Ajustement à l'objectif 55 » de l'UE). Une grande partie du droit européen s'aligne ainsi sur l'objectif contraignant de la loi européenne sur le climat (règlement UE 2021/1119) imposant, d'ici 2030, la réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de l'UE d'au moins 55 % par rapport à 1990.

La révision de la loi sur le climat fixera le niveau d'ambition de l'UE et de nouveaux objectifs intermédiaires pour 2040. Elle sera l'un des enjeux des prochaines élections européennes (en juin 2024) et constituera un véritable défi pour le Parlement fraîchement élu ainsi que pour la nouvelle Commission sur la période législative 2024-2029.

8 Perspectives

Sécurité de l'approvisionnement et affaires internationales

À la fin de l'exercice sous revue, les perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement pour 2024 sont nettement plus détendues que l'année précédente : la disponibilité des centrales nucléaires françaises n'a pas été aussi élevée depuis longtemps et les perspectives de disponibilité du gaz semblent également relativement bonnes. Cette évolution positive se reflète aussi dans les prix du marché à terme et devrait se traduire par une baisse des prix de l'électricité pour les clients finaux, avec un certain décalage toutefois. Toutefois, en raison de la situation géopolitique actuelle, il n'est pas encore possible de lever complètement l'alerte. Les conflits le long des chaînes d'approvisionnement en gaz et en fioul peuvent toujours détériorer la situation de l'approvisionnement. C'est pourquoi il est encore prévu de mettre à disposition une réserve thermique et une réserve hydroélectrique pour l'hiver prochain.

À l'avenir, le thème de la disponibilité du réseau devrait également gagner en importance. Les principales questions sont les suivantes : Est-il possible de raccorder la production décentralisée ? Est-il possible d'autoriser et de réaliser de nouvelles lignes électriques ou de remplacer des lignes existantes dans les délais impartis ? L'offensive pour le réseau pourrait contribuer à améliorer la situation.

En contexte international, l'accent est mis sur l'amélioration de la coordination lors du calcul des capacités de réseau transfrontalières. Les travaux techniques nécessaires à cet effet sont relativement bien avancés. L'objectif est que la sécurité du réseau suisse et les possibilités d'importation et d'exportation puissent également être garanties lors de la poursuite de l'optimisation au niveau européen. Les conflits d'objectifs lors de l'optimisation et la nécessité d'obtenir l'unanimité

des gestionnaires de réseau de transport et des régulateurs impliqués constituent un véritable défi. Il s'agit notamment d'assurer la stabilité du système pour les opérations de négoce effectuées presque en temps réel. Ce domaine ne cesse de gagner en importance du fait de la volatilité croissante et de l'optimisation toujours plus vaste sur le plan géographique. Par ailleurs, il convient de mentionner les travaux préparatoires en vue d'un accord sur l'électricité. Les négociations à ce sujet entre l'UE et le Conseil fédéral ont repris. La sécurité juridique est importante pour la poursuite de l'optimisation du fonctionnement du système continental. L'ElCom estime toutefois qu'il est indispensable de garantir une capacité de production nationale adéquate, indépendamment de la conclusion d'un accord sur l'électricité.

Surveillance du marché

À l'échelle européenne, un accord provisoire a été trouvé en 2023 sur la modification du règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, qui devrait entrer en vigueur en 2024. L'ElCom accordera aussi davantage d'importance à l'analyse de l'évolution des prix sur les marchés de l'énergie de réglage ainsi qu'à l'efficacité et à l'adéquation des prix sur ces marchés. La surveillance du marché par l'ElCom continue de se concentrer sur les analyses consécutives aux perturbations extrêmes du marché lors de la récente crise. Il est question d'analyser les raisons et l'intelligibilité des fluctuations extrêmes des prix au sein des bourses de l'électricité pendant une courte période.

Au cours de l'année 2024, deux projets importants pour la surveillance du marché par l'ElCom seront traités au niveau législatif. Il s'agit d'une part de la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE), qui doit également interdire les opérations d'initiés ainsi que la

manipulation des marchés. D'autre part, un autre projet est en préparation, qui devrait remplacer le fonds de sauvetage financier pour les entreprises d'importance systémique (LFI EI) et imposer à sa place des exigences en matière de liquidités, de dotation en capital ou de gestion de la continuité des activités (BCM). Dans ces deux cas, l'ElCom se verrait confier une fonction de surveillance.

Prix et tarifs

En raison de la persistance de tarifs énergétiques élevés, l'ElCom poursuivra en 2024 son engagement accru dans l'audit des coûts énergétiques auprès des gestionnaires de réseau. Elle mettra l'accent sur des thèmes tels que l'achat efficace d'énergie, l'achat à des prix raisonnables dans le cadre de relations de groupe et de participations croisées, ainsi que dans le domaine des garanties d'origine.

Elle se préparera par ailleurs à la mise en œuvre de nouvelles dispositions réglementaires en vue de l'entrée en vigueur de l'acte modificateur unique début 2025. Compte tenu des tarifs toujours élevés de l'électricité et du fait que les clients finaux n'obtiennent pas, même dans la révision actuelle de la LApEI, le droit initialement prévu de choisir librement leur fournisseur d'électricité, la commission poursuivra ses activités de suivi et de contrôle dans le domaine de l'énergie, c'est-à-dire l'achat d'énergie, les produits énergétiques, les coûts énergétiques.

En outre, les nouvelles réglementations issues de l'acte modificateur unique seront analysées dans la perspective de l'adaptation nécessaire des activités de suivi et de contrôle et des stratégies de contrôle correspondantes seront déduites, en fonction de la manière dont les dispositions d'exécution de l'acte modificateur unique sont conçues ou du résultat du référendum sur l'acte modificateur unique. En outre, en 2024, le domaine des activités de monitoring et de contrôle basées sur l'analyse des données pour les contrôles des coûts et des tarifs orientés sur les risques et les résultats continuera à être mis en place et développé.

Procédures

Concernant les procédures, de nombreuses décisions relatives au déploiement des smart meters sont à prendre, notamment en lien avec la radioprotection ou les coûts supplémentaires générés par les relevés manuels. La méthode du prix moyen et la réduction des découverts de couverture continueront également d'occuper l'ElCom. Un litige concernant le contrat d'utilisation du réseau conclu entre Swissgrid et un producteur en aval et la question de savoir qui doit supporter les coûts d'énergie d'ajustement suite à une injonction de Swissgrid concernant l'utilisation des centrales sont encore en suspens. En outre, l'ElCom devra se prononcer sur les exigences qu'un gestionnaire de réseau pose à la possibilité de commande d'une installation photovoltaïque.

9 À propos de l'ElCom



La Commission de gauche à droite : Laurianne Altwegg (Vice-présidente), Felix Vontobel, Werner Luginbühl (Président), Katia Delbiaggio, Jürg Rauchenstein, Sita Mazumder, 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'électricité axé sur la concurrence. Il lui incombe notamment de surveiller les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base. L'ElCom veille également à l'entretien permanent de l'infrastructure de réseau et, au besoin, à son extension afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à tout moment.

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 : 604

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques (lignes et câbles, y c. raccordements) : au total env. 226 000 km | niveau de réseau 1 – env. 6650 km | niveau de réseau 3 – env. 8650 km | niveau de réseau 5 – env. 48 500 km | niveau de réseau 7 – env. 168 500 km

Points de mesure : 5,8 millions

Nombre de destinataires de factures : 5,6 millions

Investissements annuels : environ 1,4 milliard de francs

Consommation finale annuelle en Suisse : 2021 58,1 TWh | 2022 57 TWh

Production : 2021 64 TWh | 2022 63,5 TWh | y c. consommation des pompes d'accumulation

Importation d'électricité : 2021 31,5 TWh | 2022 33,1 TWh

Exportation d'électricité : 2021 29,1 TWh | 2022 29,7 TWh

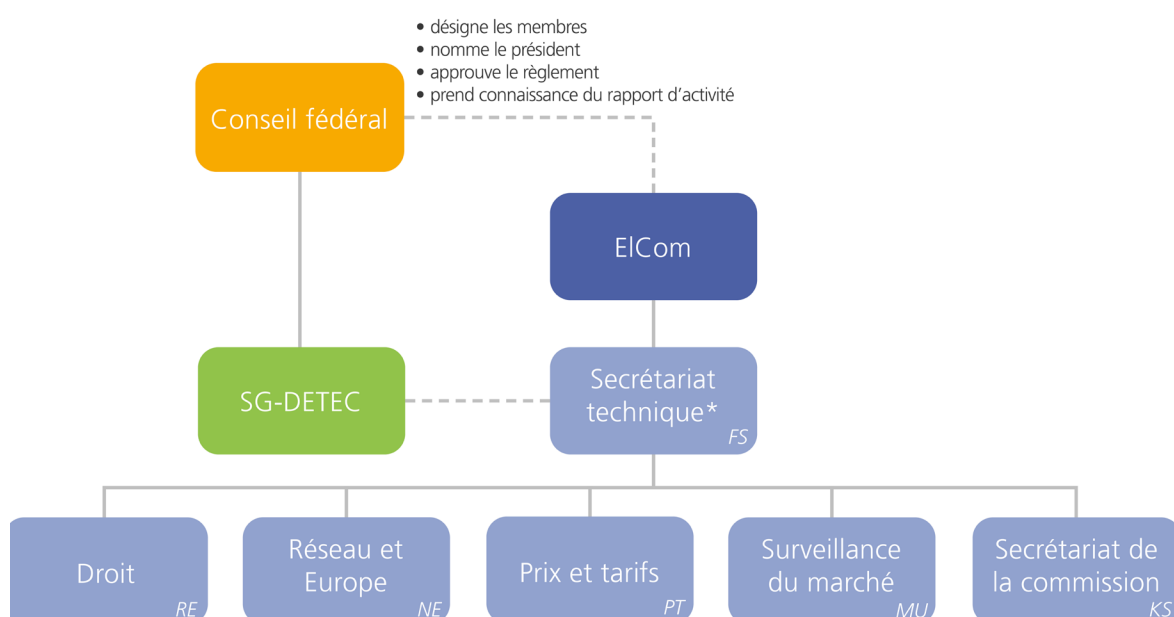
Source : OFEN, Statistique de l'électricité 2022

La commission dispose de compétences étendues pour accomplir notamment les tâches ci-dessous.

- Elle contrôle toutes les rémunérations pour l'utilisation du réseau : ces rémunérations 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 2009, les grands consommateurs (dont la consommation annuelle est de 100 MWh au moins) peuvent choisir librement 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.

9.1 Organisation et personnel

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



*Rattachement administratif au SG-DETEC

Figure 20 : Organigramme de l'ElCom

9.1.1 Commission

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

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

Président :

- Werner Luginbühl (depuis 2020) : ancien conseiller aux États

Vice-présidente :

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

Membres :

- Katia Delbiaggio (depuis 2020) : dr en économie, professeur d'économie au département d'économie de la Haute école de Lucerne
- Sita Mazumder (depuis 2018) : dr oec. publ., professeur d'économie et d'informatique au département d'informatique de la Haute école de Lucerne
- Jürg Rauchenstein (depuis 2022) : ing. él. dipl. EPF, ingénieur de développement chez ABB

- Andreas Stöckli (depuis 2019) : dr en droit, avocat, professeur de droit constitutionnel et administratif à l'Université de Fribourg
- Felix Vontobel (depuis 2020) : ing. el. dipl. HES

Sous-commissions

Durant l'année sous revue, la Commission a mené des travaux dans les sous-commissions suivantes :

Prix et tarifs

- Katia Delbiaggio (présidence)
- Laurianne Altwegg
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Droit

- Andreas Stöckli (présidence)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Jürg Rauchenstein (présidence)

- Werner Luginbühl
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relations internationales

- Felix Vontobel (présidence)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Surveillance du marché

- Sita Mazumder (présidence)
- Katia Delbiaggio
- Andreas Stöckli
- Felix Vontobel

Représentation des sexes et des régions linguistiques

Durant l'exercice, l'ElCom comptait trois femmes et quatre hommes, ce qui correspond à une représentation des femmes de 43 %. Pour ce qui est de la représentation des régions linguistiques à l'ElCom, il y a cinq germanophones, une personne francophone et une italophone.

9.1.2 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, tout en secondant la commission sur le plan administratif. Au 31 dé-

cembre 2023, le Secrétariat technique comptait 45 collaborateurs (dont quatre stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 39,5 postes en équivalents plein temps (Full time equivalents EPT). Les femmes sont au nombre de 17 et les hommes au nombre de 28. La part des femmes est de 37,8 %. L'âge moyen des collaborateurs est de 45,9 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit, sans compter les stagiaires :

- Italien : 4 collaborateurs
- Français : 8 collaborateurs
- Allemand : 33 collaborateurs



**Directeur du Secrétariat technique
(45 collaborateurs)**

Urs Meister
Dr. oec. publ.



**Section Réseaux et Europe
(10 collaborateurs)**

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



**Section Prix et tarifs
(10 collaborateurs)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Section Droit
(10 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. iur., avocate



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

Cornelia Kawann
Dipl. Ing., Dr. techn., MBA



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

Simon Witschi
M.A.

9.2 Communication et principe de transparence dans l'administration

L'ElCom fait partie de l'administration fédérale et est, à ce titre, soumise à la loi fédérale sur le principe de la transparence dans l'administration (loi sur la transparence ; LTrans). Cette loi permet au public d'accéder aux documents officiels dans un cadre donné. Si la demande d'accès concerne des données de tiers (p. ex. d'un exploitant de réseau), ce dernier doit être entendu et a toujours la possibilité d'obtenir, le cas échéant, l'adoption d'une décision annu-

lable avant d'accorder l'accès. Durant l'exercice, l'ElCom a reçu plusieurs demandes en vertu de la loi sur la transparence et a été consultée sur des demandes reçues par d'autres unités administratives. Les demandes adressées à l'ElCom ont engendré pour la plupart un travail de traitement considérable. Dans l'un des cas, une procédure de médiation a été engagée devant le Préposé fédéral à la protection des données et à la transparence (PFPDT).

9.3 Finances

L'ElCom disposait d'un budget de 13,5 millions de francs durant l'exercice. Les dépenses effectives ont été de quelque 12,8 millions de francs. Ce montant a couvert l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris des dépenses supplémentaires spécifiques liées au remplacement des systèmes informa-

tiques existants, notamment au nouveau système de livraison des données EDES. Quant aux recettes, elles ont atteint 4,8 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.

9.4 Manifestations

Forum ElCom 2023

La treizième édition du Forum ElCom a eu lieu le 17 novembre 2023 au Centre Paul Klee à Berne. Quelque 300 personnes du secteur de l'énergie ont assisté à des présentations et des discussions portant sur la structure du marché. Des orateurs de haut

rang issus de l'industrie, de l'administration et des sciences ont dressé un bilan et ont abordé les défis actuels et futurs qu'il conviendra de relever. Le prochain Forum ElCom devrait se dérouler le 15 novembre 2024.

Séances d'information pour les gestionnaires de réseau

En 2023, l'ElCom a organisé au printemps un total de sept séances d'information – certaines en ligne, d'autres en présentiel – à l'intention des gestionnaires de réseau. Ces séances ont porté sur des sujets d'actualité concernant les prix et tarifs, les prix élevés du marché, les nouveautés juridiques. Il s'agissait aussi de présenter l'actualité de

l'OFEN en matière de politique énergétique. Près de 600 personnes ont participé aux sept manifestations organisées en trois langues. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces séances ont constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

Atelier sur la surveillance du marché

Comme les années précédentes, la section Surveillance du marché a de nouveau organisé un atelier en juin 2023. L'atelier 2023 a porté sur les développements actuels de la surveil-

lance du marché en Suisse, le rapport suisse sur la transparence du marché et les nouvelles tâches de surveillance prévues par la LFiEl.

10 Annexe

10.1 Statistique des affaires traitées

En 2023, 254 nouveaux cas au total ont été enregistrés, tandis que 269 cas avaient été reportés de l'année précédente. Parmi ces cas, 149 ont pu être réglés durant l'exercice. Les demandes simples, qui arrivent au moyen du formulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom ou par courriel, sont des questions de routine. Elles sont généralement traitées en quelques heures ou quel-

ques jours, et ne débouchent que rarement sur des procédures. En 2023, l'ElCom a reçu 891 demandes simples. Les demandes reflètent le fort intérêt accordé aux questions des tarifs et de la sécurité de l'approvisionnement. À 35 exceptions près, ces demandes ont toutes été réglées (taux de règlement de 97 %). Au total, 24 décisions ont été rendues durant l'exercice.

Type d'affaires	Report des années précédentes	Affaires enregistrées en 2023	Affaires réglées en 2023	Report en 2024
Cas concernant spécifiquement les tarifs	96	15	26	85
Renforcements du réseau	31	138	22	147
Autres cas	142	101	101	142
Total	269	254	149	374
Demandes simples	32	894	891	35
Total, y c. demandes simples	301	1148	1040	409

Tableau 8 : Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2023

10.2 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'exercice, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diverses compositions, à douze séances d'une journée

et à 26 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. Au cours de l'année sous revue, la commission s'est réunie pour sa retraite à Neuchâtel.

10.3 Publications

Directives

07.03.2023	WACC de la production
14.03.2023	Consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale 2022/2023
13.04.2023	Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2023/2024
28.04.2023	Période de disponibilité pour les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours à l'hiver 2022-2023
10.11.2023	Consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale 2023/2024

Communications

07.03.2023	Questions fréquentes sur l'approvisionnement de base, l'approvisionnement de remplacement et la rétribution de reprise de l'électricité
25.05.2023	Fiche d'informations sur la réserve hydroélectrique 2023/2024
06.06.2023	Suppression des possibilités d'optimisation des bénéfices au détriment de l'approvisionnement de base
06.07.2023	Questions et réponses (FAQ) concernant l'indemnisation des coûts de renforcement de réseau nécessaires
12.07.2023	Mode de fonctionnement de la centrale nucléaire de Beznau
21.08.2023	Vernehmlassung zur Änderung der Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve (uniquement en allemand)
18.09.2023	Vernehmlassung zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes (Stromreserve) – (uniquement en allemand)
24.11.2023	Prise de position – Prise en charge des coûts en cas de mise hors service d'éléments de réseau
14.11.2023	Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (mise à jour)
14.11.2023	Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement ainsi que sur la rétribution de reprise de l'électricité (mise à jour)

Rapports et études

30.05.2023	Rapport – Puissance et énergie de réglage 2022
05.06.2023	Transparence du marché en 2022 – Rapport de l'ElCom
22.06.2023	Rapport d'activité de l'ElCom 2022
28.07.2023	Estimations de l'ElCom d'ici 2035 Sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse
28.07.2023	Garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025 – Actualisation des calculs
15.09.2023	Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2022

10.4 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)
AES	Association des entreprises électriques suisses
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
ATF ou CBCA	Allocation transfrontalière des coûts ou « cross border cost allocation »
BT	Basse tension
CDF	Contrôle fédéral des finances
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CMIT	Groupe de travail du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) voué aux questions d'intégrité et de transparence du marché (« CEER market integrity and transparency working group »)
CN	Centrale nucléaire
Consommateurs finaux	Clients qui achètent de l'électricité pour leur propre usage. L'achat d'électricité destinée à couvrir les besoins propres d'une centrale électrique et à assurer le fonctionnement des pompes des centrales de pompage-turbinage n'entre pas dans cette catégorie.
CORE	La région de calcul de la capacité CORE réunit les anciennes régions CWE (Europe du centre-ouest) et CEE (Europe du centre-est)
DEFR	Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
EBGL	Ligne directrice de l'UE sur l'équilibrage du système électrique (Guideline on Electricity Balancing)

ECC	« European Commodity Clearing » : chambre de compensation spécialisée dans les produits énergétiques et les matières premières
EDES	Système de livraison des données de l'ElCom
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 for Electricity	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / bourse de l'électricité européenne
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
Gestion des congestions	Ensemble de mesures préventives (p. ex. détermination des capacités d'interconnexion transfrontalières disponibles [NTC], mise aux enchères des capacités) et de mesures opérationnelles (p. ex. redéploiement, réductions) visant à garantir l'exploitation sûre du réseau
Gestion du bilan d'ajustement	Mesures de maintien permanent de l'équilibre en énergie et en puissance dans le système électrique. Ces mesures comprennent notamment la gestion du programme prévisionnel, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
GR	Gestionnaire de réseau
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
H4	Profil de consommation correspondant à un appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique
HT	Haute tension
ICT	Information Communications Technology

IN	Inbalanced Netting
IPV	Installation photovoltaïque
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
kWp	Kilowatt crête
LAP	Loi sur l'approvisionnement du pays
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LFiEI	Loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique
LSTE	Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie
Margin Calls	Appels de marge Fait spécifiquement référence à la demande faite à un investisseur de verser des fonds supplémentaires sur le compte afin que la valeur de ce dernier atteigne une valeur minimale fixée par l'obligation de marge. Un appel de marge est généralement un indicateur que les contrats commerciaux détenus sur le compte de marge ont perdu de la valeur (l'investisseur est vendeur net et les prix ont augmenté ou il est acheteur net et les prix ont baissé)
MARI	Plateforme pour l'échange d'énergie de réglage tertiaire rapide (Manually Activated Reserves Initiative)
Médiane	Valeur située au milieu d'une série de données classées par taille : 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 robuste, c'est-à-dire stable par rapport aux valeurs aberrantes).
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavoltampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

NER	Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (Network of Economic Regulators)
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
NRA	Autorité de régulation (National Regulatory Authorities)
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEne	Ordonnance sur l'énergie
OFAE	Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PICASSO	Plateforme pour l'échange d'énergie de régulation secondaire (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)
PPA	Contrat de vente directe entre deux parties (Power Purchase Agreement), dont l'une produit de l'électricité (le vendeur) et l'autre souhaite en acheter (l'acheteur). Le PPA définit toutes les conditions commerciales pour la vente d'électricité entre les deux parties, y compris la date à laquelle le projet commence à être exploité commercialement, le calendrier de livraison de l'électricité, les pénalités en cas de non-livraison, les conditions de paiement et la résiliation.
PRS	Puissance de réglage secondaire
PRT	Puissance de réglage tertiaire
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
PV	Photovoltaïque

RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
Refinitiv	Un des plus grands fournisseurs de données et d'infrastructures sur les marchés financiers au monde
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 et à assurer l'interconnexion avec les réseaux étrangers. Les composants du réseau de transport sont notamment : 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.
RRMs	Mécanismes de transmission d'informations par des fournisseurs de données enregistrés (« registered reporting mechanisms »)
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	Couplage intrajournalier unique sur le marché (single intraday coupling).
SIX	Entreprise mettant à disposition l'infrastructure de la place financière suisse et gérant la Bourse suisse SIX Swiss Exchange
TERRE	Plateforme pour l'échange d'énergie de réglage tertiaire lente (Trans European Replacement Reserve Exchange)
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique
WACC	Coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Costof Capital)
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.

