

Rapport d'activité de l'ElCom 2022



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

Ralf Melchert (page 1, 96)
KEYSTONE - Anthony Anex (page 6)
ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (page 11, 13, 35, 83, 87)
Lukas Bieri, Pixabay (page 47)
Repower AG (page 59)
iStock (page 71)

Tirage

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

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2023



Table des matières

1	Avant-propos du président	6
2	Entretien avec le directeur	10
3	Marché suisse de l'électricité	13
3.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses	13
3.2	Accès au marché et taux de changement	15
3.3	Approvisionnement de base, approvisionnement de remplacement et consommation propre	17
3.4	Tarifs du réseau de transport	17
3.5	Tarifs du réseau de distribution	18
3.5.1	Fortes hausses des tarifs en 2023	18
3.5.2	Tarifs communaux moyens (médianes) en Suisse pour l'année tarifaire 2023	20
3.5.3	Activités de l'ElCom en rapport avec les tarifs élevés de l'électricité en 2023	24
3.5.4	Structure tarifaire en général	26
3.6	Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec EDES	27
3.7	Vérifications des tarifs	28
3.7.1	Réduction des découverts de couverture, représentant des risques d'augmentation potentielle des tarifs	28
3.7.2	Vérifications des tarifs de réseau	28
3.7.3	Vérifications des tarifs de l'énergie	29
3.8	Bénéfice dans la distribution : règle des 75 francs ou des 60 francs	30
3.9	Régulation Sunshine	31
3.10	Systèmes de mesure	31
3.11	Séparation des activités	32
3.12	Rétribution de reprise de l'électricité	33
4	Surveillance du marché	35
4.1	Évolutions exceptionnelles des prix sur le marché de gros en 2022	35
4.2	Transparence sur le marché de gros de l'électricité	36
4.3	Surveillance du marché : les chiffres de 2022	38
4.4	Mesures prises en Suisse : LFiEl, décision de l'ElCom, LSTE	39
4.5	Mesures prises par l'UE pour réduire les prix de l'énergie	40
4.6	Stratégies de couverture et besoin de liquidités pour le mécanisme de sauvetage	42
4.7	Analyse de l'enquête de la CRE	43
4.8	Suivi des spreads de produits hivernaux	45
5	Sécurité de l'approvisionnement	47
5.1	Introduction	47
5.2	La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives	47
5.2.1	Rétrospective de l'hiver 2021/2022	48
5.2.2	Autres événements survenus en cours d'année	48
5.2.3	Situation durant l'hiver 2022/2023	49
5.3	Réserve d'hiver	50
5.3.1	Réserve hydroélectrique	50
5.3.2	Réserves complémentaires	50
5.4	Flux non planifiés	51
5.5	Cybersécurité	52
5.6	Qualité de l'approvisionnement	53
5.6.1	Disponibilité du réseau	53
5.6.2	Capacité d'importation	53
5.6.3	Capacité d'exportation	54
5.6.4	Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées	55

5.7	Services-système	56
5.8	Mise en œuvre du délestage manuel et adaptations du soutirage en amont.....	58
6	Réseaux.....	59
6.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	59
6.2	Développement et planification des réseaux.....	64
6.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport.....	64
6.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution.....	65
6.2.3	Participation aux procédures en lien avec le plan sectoriel (PSE) et l’approbation des plans (PAP).....	66
6.3	Investissements dans l’infrastructure de réseau.....	66
6.3.1	Investissements dans le réseau de transport	66
6.3.2	Investissements dans le réseau de distribution.....	67
6.3.3	Taux d’intérêt théorique WACC Réseau.....	67
6.4	Renforcements de réseaux	68
7	Affaires internationales	71
7.1	Introduction.....	71
7.2	Gestion des congestions	72
7.3	Merchant lines	73
7.4	Produits des enchères.....	74
7.5	Plateformes internationales pour l’énergie de réglage	75
7.6	Instances internationales.....	76
8	Perspectives.....	80
9	À propos de l’ECom.....	83
9.1	Organisation et personnel	85
9.1.1	Commission	85
9.1.2	Secrétariat technique.....	86
9.2	Finances.....	87
9.3	Manifestations	88
10	Annexe.....	89
10.1	Statistique des affaires traitées.....	89
10.2	Statistique des séances	89
10.3	Publications	90
10.4	Glossaire.....	91

1 Avant-propos du président



Werner Luginbühl
Président de l'ElCom

Sécurité de l'approvisionnement

Les conséquences de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022 ont entraîné une crise énergétique d'une ampleur inédite en Europe. Des décennies durant, la disponibilité de l'électricité n'était guère au menu des discussions, tant elle allait de soi. Or, en 2022, le terme de « Strommangellage » (pénurie d'électricité) a été désigné mot de l'année en Suisse alémanique.

L'année 2022 n'a donc, et de loin, pas été de tout repos pour l'ElCom. La guerre, la situation précaire en matière d'approvisionnement liée à la dépendance vis-à-vis du gaz russe, la faible disponibilité des centrales nucléaires en France, la sécheresse estivale et les prix de gros extrêmement élevés ont entraîné des incertitudes significatives quant à l'approvisionnement en électricité, constituant les thèmes-clés de l'année. Sans parler des situations inquiétantes concernant leurs liquidités qu'ont

connues Alpiq en décembre 2021 et Axpo quelques mois plus tard, situations qui ont nécessité des interventions de la Confédération sous la forme d'un mécanisme de sauvetage.

En tant qu'autorité indépendante en charge de la régulation et de la surveillance, l'ElCom a joué cette année un rôle important d'expert et a collaboré étroitement avec les différentes autorités pour instaurer un « mécanisme de sauvetage pour le secteur de l'électricité » (LFIEl), la réserve hivernale et d'autres mesures visant à garantir la situation de l'approvisionnement en Suisse. L'ElCom a également joué un rôle clé lorsqu'il s'est agi d'expliquer le contexte de la crise énergétique, l'éventualité d'une situation de pénurie et les différentes mesures. Preuve en est la forte augmentation du nombre de demandes émanant des médias et des citoyens. Relevons avec une certaine satisfaction que des mesures ont été préparées et mises en

œuvre en très peu de temps et au prix d'efforts considérables ; ces mesures auraient permis de réduire considérablement le risque de pénurie en Suisse si les importations d'électricité étaient venues à manquer.

Certains critiqueront sans doute le fait d'avoir réagi de manière excessive. Néanmoins, il convient de rappeler que ces mesures prises pour la sécurité de l'approvisionnement doivent être considérées comme une « assurance ». L'hiver 2022/23 s'est donc avant tout déroulé sans problème en Suisse pour plusieurs raisons : l'Europe a réussi à remplacer étonnamment rapidement le gaz russe par d'autres sources, la révision d'une cinquantaine de centrales nucléaires françaises, annoncée au printemps, a été mise en œuvre plus rapidement que prévu, le parc de centrales indigènes était bien disponible et, surtout la chance était avec nous côté météo. Mais à l'été 2022, personne ne pouvait le prévoir.

Pour la première fois, le groupe de travail « Sécurité de l'approvisionnement », dirigé par l'ElCom et composé de l'OFEN, de l'OFAE, de l'AEP, d'OSTRAL, de Swissgrid, de l'IFSN et des cantons, s'est réuni tout l'été, surveillant la situation de l'approvisionnement et élaborant des propositions pour des mesures immédiates. Pour renforcer l'approvisionnement énergétique durant l'hiver, différentes mesures ont été décidées : instauration de la réserve hydroélectrique, construction d'une centrale de réserve à Birr (AG), mise en service de centrales à gaz existantes, garantie par contrats de disposer de groupes électrogènes de secours, augmentation temporaire des capacités du réseau de transport d'électricité et abaissement des débits résiduels.

En raison des développements intervenus au début de l'année et afin d'être mieux préparé à d'autres demandes de soutien financier de la part du secteur de l'électricité, il a été décidé au printemps 2022 d'entamer des tra-

vaux préparatoires en vue d'un mécanisme de sauvetage, plus spécifiquement d'une loi sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEl). Le 30 septembre 2022, le Conseil fédéral adoptait le message correspondant. Suite à la demande d'Axpo SA de soutien financier de la part de la Confédération, la LFiEl préparée est entrée en vigueur le 1er octobre 2022.

L'ElCom intervient en tant qu'expert pour déterminer quelles entreprises du secteur suisse de l'électricité doivent être considérées comme d'importance systémique. En outre, conformément à l'art. 19, al. 2, LFiEl, l'ElCom analyse et surveille les documents et informations sur les opérations de négoce d'énergie conclues, ainsi que la présentation de l'évolution des marchés qui pourrait imposer aux entreprises d'importance systémique de disposer de liquidités supplémentaires. À partir du dépôt de la demande d'octroi des prêts, l'ElCom observe en outre, dans le sens d'un monitoring, les besoins en liquidités de l'entreprise concernée. Les rapports internes liés à la LFiEl commenceront en 2023.

Surveillance du marché

En décembre 2022, le Conseil fédéral a mis en consultation la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE). La crise énergétique actuelle a montré l'importance d'une transparence et d'une surveillance accrues des marchés de gros de l'énergie sur lesquels sont négociés des produits énergétiques suisses. L'augmentation de la transparence et de la surveillance des marchés de gros de l'énergie contribue à conforter la confiance en leur intégrité.

Les participants au marché sont soumis à un certain nombre d'obligations : ils doivent tout d'abord s'enregistrer auprès de l'autorité de surveillance et communiquer les informations nécessaires à la surveillance du marché (p. ex.

transactions et offres commerciales sur des produits énergétiques de gros). Cette mesure met en œuvre les obligations d'information concernant les informations privilégiées, qui découlent de la législation européenne REMIT. En outre, la LSTE vise à interdire les comportements qui entraînent une distorsion du marché, telles que la manipulation de marché et des opérations d'initiés.

Prix et tarifs

Les prix de gros élevés au cours du premier semestre et pendant les mois d'été ont posé de grands défis à de nombreux fournisseurs d'électricité (EAE). En conséquence, de nombreuses entreprises, mais aussi la politique se sont focalisées sur des thèmes tels que la stratégie d'approvisionnement et la gestion des risques en matière d'approvisionnement. Les EAE n'ont pas toujours réussi à lisser les prix élevés via un approvisionnement structuré, réparti sur plusieurs tranches décalées dans le temps.

Localement, les prix ont littéralement explosé, tant pour les clients relevant du marché libre que pour les clients dans l'approvisionnement de base. De nombreux citoyens ont adressé des demandes à l'ElCom, demandes qui ont saturé le secrétariat technique pendant des semaines. L'ElCom n'approuve toutefois pas les tarifs. Elle n'est pas non plus compétente pour les tarifs des clients relevant du marché libre. En revanche, en cas de soupçon, l'ElCom surveille et vérifie 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. Elle peut ordonner une réduction ou interdire une augmentation.

Les collaborateurs ont été très sollicités pour répondre aux demandes, non seulement

nombreuses mais aussi particulièrement poignantes : ici, un bistrot de village craignant de devoir fermer après deux ans de restrictions liées au COVID-19, là, des particuliers ne sachant plus comment s'acquitter de leurs factures d'électricité et de gaz. Souvent, il a fallu faire preuve d'empathie en plus d'efficacité pour répondre aux nombreuses demandes.

Malgré ces défis supplémentaires, il a été possible de poursuivre, voire d'achever d'importants projets opérationnels : ainsi, en rejoignant le portail de cyberadministration du DETEC, l'ElCom a pu achever le projet EDES, qui remplace complètement l'infrastructure informatique permettant de collecter des données auprès de plus de 600 gestionnaires de réseau. De même, il a été possible de poursuivre la campagne sur les découverts de couverture. Il s'agit ici des coûts jamais ou insuffisamment pris en compte jusqu'à présent dans les tarifs ; ils représentent non seulement un risque latent d'augmentation des tarifs pour les clients finaux, mais peuvent également être rémunérés par le WACC au détriment des consommateurs finaux. Dans le cadre des enquêtes sur ces découverts, plus de 70 procédures ont été ouvertes à l'automne. Jusqu'à fin 2022, l'ElCom est parvenue, grâce à cette campagne, à réduire d'environ un milliard de francs au total le risque de futures augmentations tarifaires résultant de tels découverts.

Indépendamment de l'évolution des prix de l'énergie sur le marché, l'ElCom examine régulièrement les règles qu'elle applique pour évaluer les coûts et bénéfices raisonnables dans la fourniture d'énergie relevant de l'approvisionnement de base. À partir du 1er janvier 2024, la valeur limite appliquée sera réduite de 75 francs actuellement à 60 francs par destinataire de facture. Cela ne signifie pas pour autant que les gestionnaires de réseau de distribution doivent obligatoirement présenter des

coûts inférieurs à 60 francs. Si les coûts d'un gestionnaire de réseau de distribution devaient être supérieurs, l'ElCom examinerait alors leur imputabilité. La valeur de 60 francs n'est donc qu'un critère d'intervention pour un examen plus approfondi par l'ElCom. Seule la limite supérieure des coûts est effectivement abaissée : si, même après le contrôle des coûts, la somme des coûts administratifs, des coûts de vente et du bénéfice dépasse 100 francs, ces 100 francs (120 francs jusqu'à présent) correspondent à la limite supérieure des coûts.

Procédures

Durant l'exercice, l'ElCom a dû se pencher pour la première fois, dans le cadre d'une décision, sur la question de savoir si un « retour » dans l'approvisionnement de base était possible après une reprise d'entreprise. De même, elle a rendu une première décision sur l'admissibilité d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) et sur son droit à l'approvisionnement de base. Afin de procéder à une évaluation complète de la sécurité de l'approvisionnement, les contrats standard conclus concernant le commerce de gros d'électricité avec lieu de livraison en Suisse et une durée de livraison d'au moins un mois ont en outre été exigés pour la première fois par décision auprès des trois plus grandes entreprises énergétiques suisses.

Dans le cadre d'une procédure concernant les mesures à prendre si la stabilité de l'exploitation du réseau de transport est menacée, les parties sont parvenues, dans le cadre de discussions de conciliation menées par le secrétariat technique de l'ElCom, à conclure un accord qui règle de manière exhaustive la mise en œuvre de ces mesures. Cela a donc permis de classer la procédure.

Personnel

Le Conseil fédéral a nommé Jürg Rauchenstein, ingénieur diplômé EPF, comme nouveau membre de la commission à compter du 1er septembre 2022. Jürg Rauchenstein remplace Dario Marty, ancien directeur de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI), qui était membre de la commission depuis 2018 et avait piloté la sous-commission Réseaux et sécurité de l'approvisionnement. Que Dario Marty soit chaleureusement remercié pour son engagement en faveur de la commission.



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

2 Entretien avec le directeur

Durant l'année écoulée, en raison de la volatilité des prix sur le marché et des augmentations parfois considérables des tarifs, des questions fondamentales de conception et de régulation du marché ont à nouveau été davantage abordées.

Jamais auparavant nous n'avons été confrontés à une évolution des prix telle que celle que nous avons observée sur le marché au cours ces deux dernières années. Le marché est-il encore en mesure de régler cela ou faut-il intervenir de manière régulatoire ? Et quand faut-il que la régulation intervienne ?

Oui, l'évolution des prix du marché depuis l'automne 2021 est extraordinaire, non seulement en termes de hausse, mais aussi de volatilité. En particulier, les fluctuations des prix sur le marché à terme en août 2022 ont été tellement extrêmes qu'elles ont menacé la stabilité de l'ensemble du système. Suite à la réduction significative des livraisons de gaz de la Russie vers l'Europe, les prix du gaz et de l'électricité comprenaient d'énormes primes de risque qui reflétaient les incertitudes accrues quant à la capacité d'approvisionnement. Toutefois dans cette situation, une régulation au sens d'un plafonnement des prix dans le commerce de gros aurait déstabilisé davantage les marchés, d'autant plus que cela aurait en outre conduit la demande à dépasser l'offre. Tant que la concurrence fonctionne encore, les mécanismes de marché et de prix peuvent contribuer à la stabilité de l'approvisionnement, même dans des situations tendues.

Faut-il une réorganisation complète du marché de l'électricité ? Et l'ECom a-t-elle besoin de plus de compétences pour intervenir de manière corrective sur le marché ?

En effet, il existe actuellement en Europe un débat sur les adaptations à apporter à la conception du marché de l'électricité. Il faut toutefois tenir compte du fait que les changements intervenus en 2022 étaient plus qu'extrêmes et résultaient d'une véritable situation

de crise. Et même dans cette situation, le marché de l'électricité a fait preuve d'une résilience étonnamment élevée. Selon moi, une redéfinition complète des mécanismes du commerce de gros de l'électricité ne s'impose pas. Mais indépendamment de cela, la Suisse est concernée par les discussions au sein de l'UE en raison de son intégration physique et économique dans le marché européen de l'électricité. En outre, la Suisse doit rattraper son retard en matière de surveillance du marché de gros de l'énergie. Un surcroît de transparence s'avère particulièrement nécessaire dans des phases de fluctuations extrêmes des prix, avec les risques systémiques qui en découlent et le risque accru de manipulations de marché. Avec la LSTE, le Conseil fédéral a mis en place une loi en ce sens.

Une libéralisation complète du marché est-elle encore raisonnable ?

On pourrait aussi inverser la question : en quoi l'approvisionnement de base actuel est-il utile pour les consommateurs ? De nombreux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ne disposent pas ou très peu de production propre. Ils sont donc eux aussi, et leurs clients avec eux, pratiquement totalement exposés au marché, ce qui se répercutera en 2023 avec des tarifs de l'approvisionnement de base en partie nettement plus élevés. Parallèlement, les différences tarifaires à l'échelle de la Suisse ont énormément augmenté : les tarifs de l'électricité pour les ménages varient entre environ 9 et 71 ct./kWh. Il est difficile de faire admettre de telles différences au sein de l'approvisionnement réglementé. La loi laisse également aux GRD une marge de manœuvre pour donner la priorité à leur propre production renouvelable aux coûts de revient dans

l'approvisionnement de base. Cela signifie que même si le GRD dispose de sa propre production, celle-ci ne constitue dans de nombreux cas qu'une protection limitée contre les prix de gros élevés pour les consommateurs relevant de l'approvisionnement de base.

Ne faudrait-il pas davantage protéger les clients relevant de l'approvisionnement de base contre les fluctuations des prix du marché ?

Actuellement, le cadre légal de l'approvisionnement de base n'est pas conçu pour protéger explicitement les consommateurs contre des fluctuations des prix du marché. Ainsi, dans la pratique, le degré de garantie des prix dépend essentiellement du portefeuille d'électricité ou de la stratégie d'approvisionnement du GRD.



Urs Meister
Directeur de l'EICOM

« Actuellement, le cadre légal de l'approvisionnement de base n'est pas conçu pour protéger explicitement les consommateurs contre des fluctuations des prix du marché. »

En principe, un GRD pourrait atténuer les fluctuations de prix en augmentant la part de sa propre production et en s'approvision-

nant davantage à long terme. Mais des stratégies de couverture peuvent aussi être coûteuses, avec des frais supplémentaires pour le consommateur. En particulier, il n'existe pas encore de marché liquide et fonctionnant efficacement pour l'approvisionnement à très long terme. Une obligation légale pour les GRD de s'approvisionner et de se couvrir à long terme apporterait-elle réellement des avantages aux clients finaux ? En outre, les consommateurs ont des intérêts et des capacités de prise de risque différents ; alors qu'une partie d'entre eux serait tout à fait disposée à payer un peu plus pour des prix stables en moyenne, d'autres pourraient tout à fait accepter des prix fluctuants. Dans un marché libéralisé, il serait envisageable que différents produits avec différentes stratégies de couverture s'établissent également pour les petits consommateurs.

Comment s'assurer que les clients captifs ne sont pas durablement désavantagés ?

Comme nous l'avons vu, la loi laisse aux GRD une certaine marge de manœuvre pour donner la priorité à leur énergie renouvelable indigène - propre ou achetée à des tiers - dans l'approvisionnement de base. Si le prix de revient de cette production est inférieur au prix du marché, il est possible d'établir une priorité au profit des consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base. À l'inverse, la priorisation représente un inconvénient pour les consommateurs lorsque les prix du marché sont inférieurs aux coûts de revient. Tant que la priorisation reste inchangée, les consommateurs - dans l'hypothèse d'une évolution variable des prix du marché - en tireraient à la fois des avantages et des inconvénients. À plus long terme, cela pourrait éventuellement s'équilibrer. Il en va autrement lorsqu'un GRD adapte à chaque fois la priorisation en fonction de l'évolution du prix du marché. Dans le sillage de la hausse des prix, quelque 30 GRD ont abandonné leur an-

cienne priorité pour 2023. Dans un marché totalement ouvert, il ne serait plus possible de désavantager systématiquement les clients relevant de l'approvisionnement de base. Si le marché reste partiellement libéralisé, la question se poserait de savoir dans quelle mesure il faudrait restreindre le degré de liberté des GRD en matière de définition des priorités.

Les consommateurs relevant de l'approvisionnement de base doivent-ils s'attendre à des augmentations de tarifs également pour 2024 ?

Oui, il faut actuellement s'attendre à ce que, dans de nombreux cas, les tarifs pour 2024 augmentent à nouveau, et cela pour plusieurs raisons. Premièrement, pour de nombreuses EAE qui achètent majoritairement leur électricité sur le marché, les hausses des prix du marché ne sont probablement pas encore entièrement prises en compte dans les tarifs. Alors que pour 2023, une grande partie de l'électricité nécessaire a sans doute été achetée avant les fortes hausses de prix sur le

marché à terme, cette part devrait être plus faible pour 2024. Cela signifie que les prix plus élevés du marché de l'électricité ont tendance à peser davantage sur les tarifs qu'en 2023. Mais cela dépend bien sûr de la stratégie d'approvisionnement individuelle d'une EAE. Les prix ayant fortement évolué au cours des derniers mois, il faut s'attendre à des répercussions différentes sur les tarifs des EAE. Deuxièmement, à partir de 2024, les consommateurs supporteront, via une majoration des tarifs de réseau, les coûts supplémentaires résultant de la mise en œuvre de mesures à court terme pour la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit notamment des coûts liés à la mise en œuvre de la réserve hivernale. Et troisièmement, dans le sillage de la hausse des taux d'intérêt, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a également augmenté le taux moyen des coûts du capital pour le réseau électrique ainsi que pour la production qui est facturée dans le cadre de l'approvisionnement de base.

3 Marché suisse de l'électricité



La sous-station de Bickigen à Wynigen est l'une des plus grandes plaques tournantes de l'électricité de Suisse. L'énergie électrique y est transformée et injectée dans les réseaux de distribution régionaux et suprarégionaux.

3.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Quelque 610 gestionnaires de réseau étaient actifs en Suisse en 2022. Ils approvisionnent au total environ 5,65 millions de destinataires de factures (+1,4 % par rapport à 2021), plus spécifiquement environ 5,9 millions de points de mesure (+1,5 % par rapport à 2021). 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 1620 clients finaux, et le plus petit seulement 45. Seuls 80 gestionnaires de réseau comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, dont quatorze en approvisionnement plus de 100 000 (figure 1).

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 7 % depuis 2016 pour s'établir à 610 en 2021. 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 2016 et 2021, le nombre de communes a baissé de 2294 à 2136, soit de plus de 7 % (source : Répertoire officiel des communes de Suisse). Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique d'environ 4 % au cours de la même période, le nombre de consommateurs finaux par gestionnaire de réseau a augmenté.

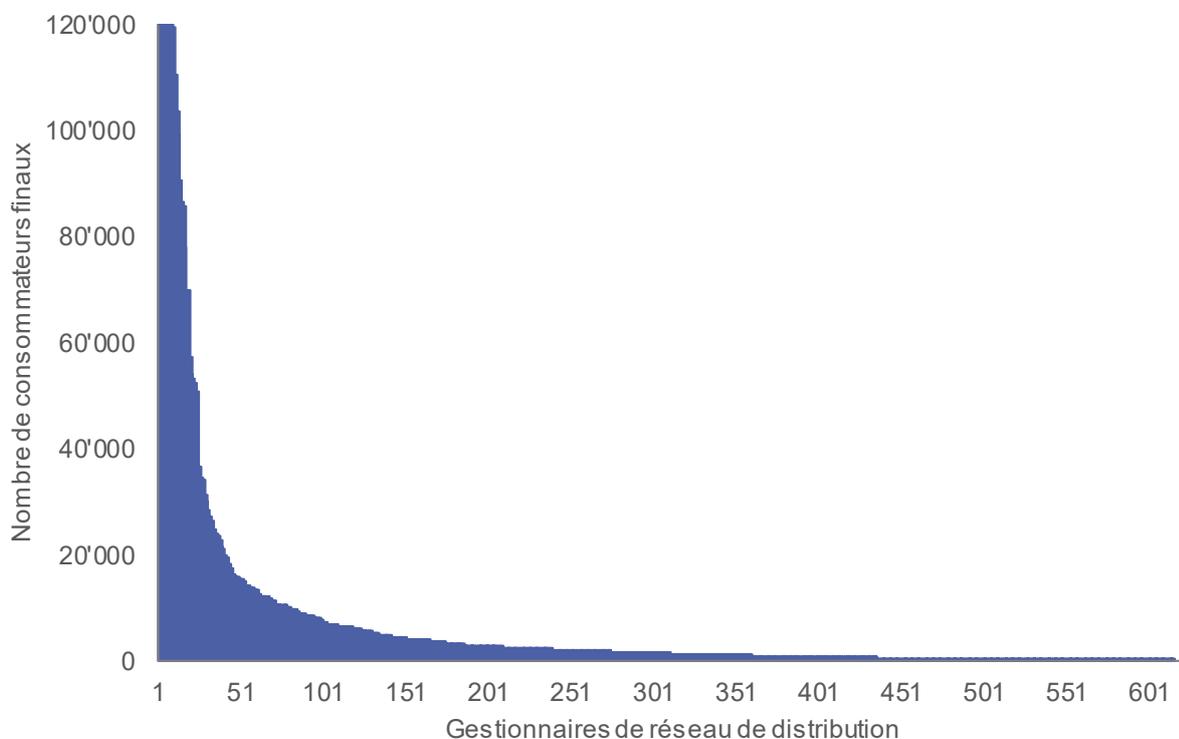


Figure 1 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux (neuf gestionnaires concernés)

Pour l'année 2021, les gestionnaires de réseau ont déclaré un prélèvement total d'environ 56 millions de MWh au total, soit un peu plus de 5 % de plus qu'en 2020. La figure 2 ci-dessous montre la part de soutirage des gestionnaires de réseau mesurée par rapport au soutirage total en Suisse : à eux seuls, dix gestionnaires de réseau (bleu foncé dans la figure 2) fournissent près de 42 % de la quantité d'électricité transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribution. Si la

quantité est étendue aux 50 plus grands gestionnaires de réseau, cette proportion passe à 75 % (en bleu foncé, bleu clair, vert, jaune et orange dans la figure 2). Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble uniquement 11 %. Quant aux presque 500 gestionnaires de réseau restant, leur part totale représente 15 % de l'électricité consommée par les consommateurs finaux (dans la figure 2 les gestionnaires de réseau 51 – 60, 61 – 70, 71 – 80, 81 – 90, 91 – 100 et « Autres »).

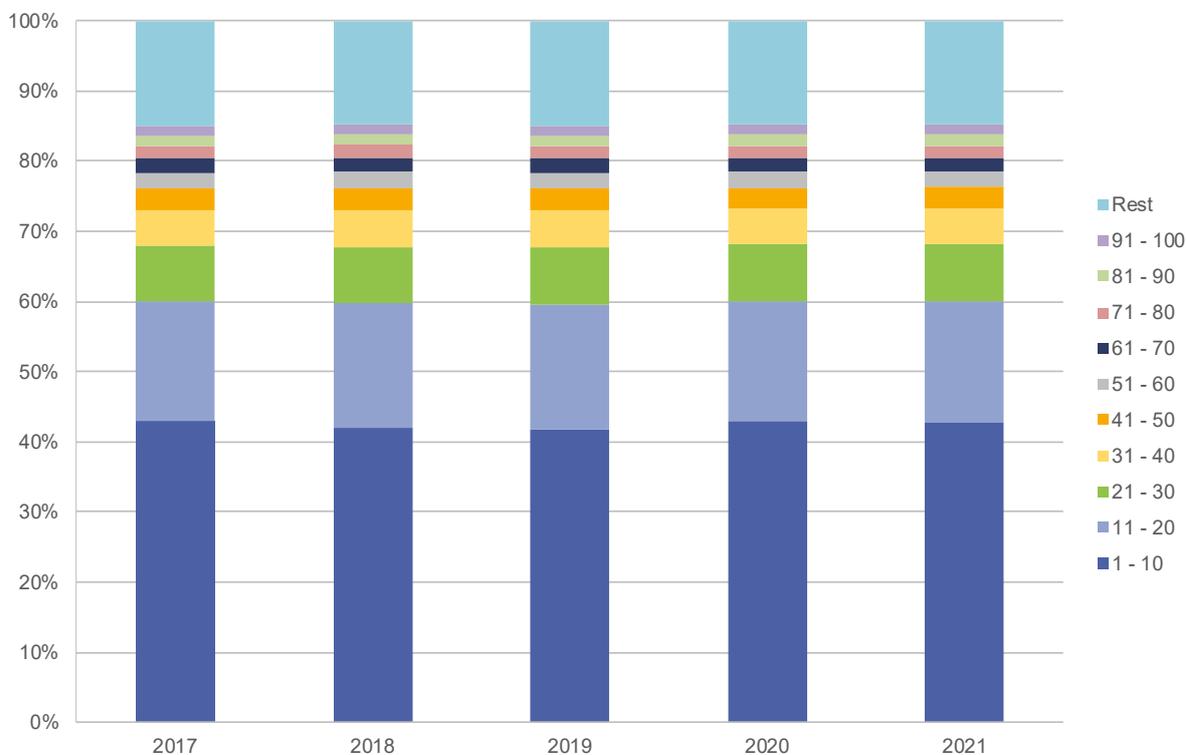


Figure 2 : Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

3.2 Accès au marché et taux de changement

Jusqu'à présent, seuls les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh peuvent choisir leur propre fournisseur d'électricité, donc ont le droit d'accéder librement au marché. 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).

Afin de déterminer le nombre potentiel ou réel de consommateurs finaux qui participent au marché libre, l'ElCom organise régulièrement un sondage auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau pris en compte actuellement et dont le soutirage est supérieur

à 100 000 MWh approvisionnent ensemble 4 millions de personnes, soit près de 71 % des consommateurs finaux en Suisse.¹

Les gestionnaires de réseau de distribution concernés par l'enquête annoncent au total un peu plus de 34 000 consommateurs finaux ayant droit à accéder au marché libre (0,6 % de tous les consommateurs finaux), dont 23 394, soit 68 %, avaient fait usage de ce droit jusqu'à l'année de planification 2021. Pour l'année 2023, les gestionnaires de réseau de distribution interrogés comptent encore 22 300 consommateurs finaux qui ont exercé leur droit (66 %).

Les gestionnaires de réseau concernés par l'enquête soutirent au total près de 40 TWh, soit environ 71 % de la consommation finale (environ 56,5 TWh du soutirage total décla-

ré). Environ la moitié de ce soutirage (env. 21 TWh) est destinée à des consommateurs finaux qui auraient le droit d'accéder librement au marché, et 17 TWh, soit plus de 82 % de l'énergie ayant droit au marché, à des consommateurs finaux de ce groupe qui ont effectivement fait usage de ce droit. La part des consommateurs finaux sur le marché libre a donc aussi légèrement diminué.

Le droit de choisir librement son fournisseur a été relativement peu utilisé les premières années suivant l'ouverture du marché (figure 3). Compte tenu de la baisse des prix du marché, le groupe de consommateurs finaux qui ont fait valoir leurs droits d'accès au marché libre a connu une forte croissance au cours des années suivantes. En 2021 déjà, la part des consommateurs finaux sur le marché libre a légèrement diminué, cette tendance

se poursuivant pour l'évaluation des chiffres prévisionnels pour 2023. Cette baisse s'explique en partie par des raisons statistiques et par le fait que l'ensemble des entreprises participantes peut représenter moins de consommateurs finaux jusqu'à ce que l'enquête prenne fin. D'autres raisons sont en outre que le nombre de consommateurs ayant le droit d'accéder au marché libre a plus fortement augmenté que le nombre de consommateurs ayant effectivement choisi de le faire ; avec des prix de marché en hausse, la réticence à choisir le marché libre est plus forte. En outre, la diminution en chiffres absolus devrait, proportionnellement, être en partie liée au nombre élevé de fermetures d'entreprises en 2021 et 2022.²

¹ Les valeurs annoncées dans l'enquête proviennent directement des entreprises d'approvisionnement en énergie et l'EiCom ne les examine pas dans le détail.

² Cf. Statistique des poursuites et des faillites 2022 de l'Office fédéral de la statistique (OFS)

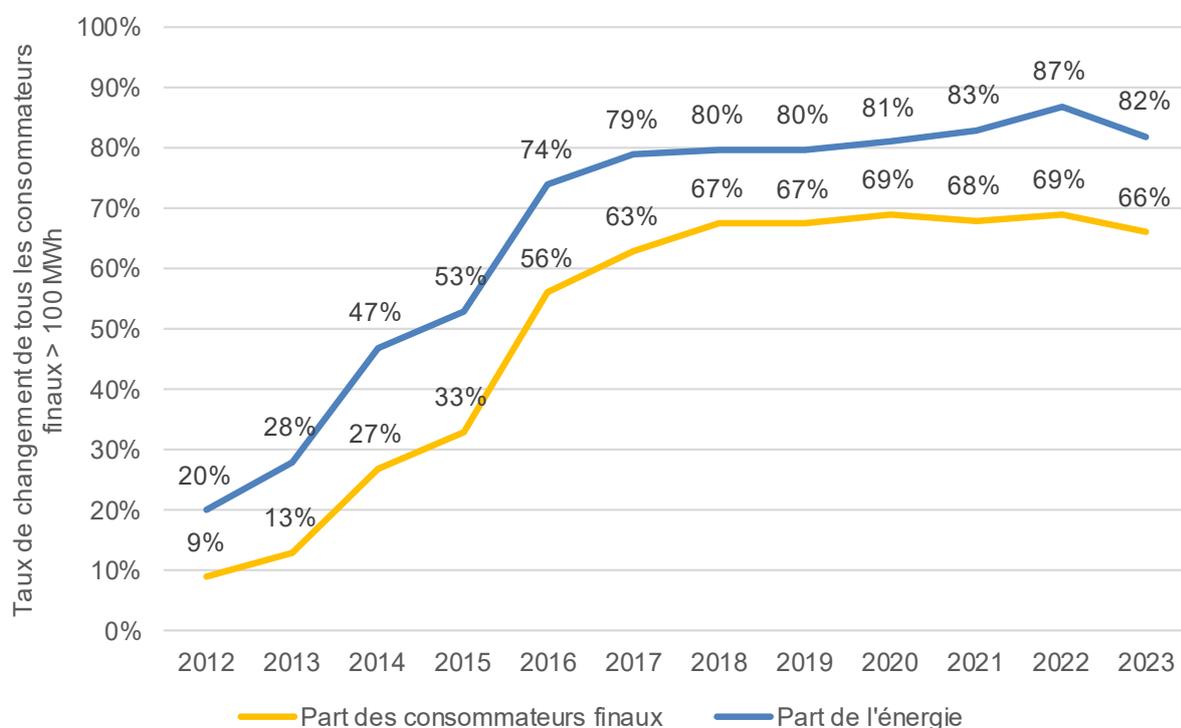


Figure 3 : Jusqu'à présent, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché ont fait usage de leur droit (courbe orange). Ces derniers soutirent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie des clients ayant droit au marché libre (courbe bleue).

3.3 Approvisionnement de base, approvisionnement de remplacement et consommation propre

Pour la première fois, l'ElCom a dû examiner dans une procédure si un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) était admissible et s'il avait droit à l'approvisionnement de base. En l'occurrence, elle a considéré que les conditions pour la formation d'un RCP, conformément à l'art. 17, al. 2, LEnE, étaient remplies, dès lors que de l'énergie était produite sur le lieu de production pour la consommation propre et que la puissance de production de l'installation représentait au moins 10 % de la puissance raccordée du groupement. L'ElCom a déterminé qu'à partir de ce moment-là, il existe une obligation de fourniture du gestionnaire de réseau pour le regroupement, conformément à l'art. 6, al. 1, LApEl. Elle a en outre considéré que, dans le cas concret, le projet ne constituait manifestement pas un abus de droit au sens de l'art. 2, al. 2, CC.

L'ElCom a également rendu la première décision concernant le droit à l'approvisionnement de base dans le cadre de la reprise d'une entreprise. L'ElCom y a précisé que si le même site de consommation continue d'exister sans changement après une vente, avec tous ses droits et obligations, le prin-

cipe « libre un jour, libre toujours » selon l'art. 11, al. 2, dernière phrase, OApEl, continue de s'appliquer à ce site de consommation. Dans le cas concret, tous les droits et obligations relatifs aux sites de consommation concernés ont été repris dans le cadre de la fusion par absorption, et les activités commerciales antérieures ont été poursuivies sans changement. L'ElCom a donc conclu qu'il n'y avait pas de droit à être fournis en électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base pour les sites de consommation en question, puisqu'il s'agit des mêmes sites de consommation et que l'accès au réseau a déjà été exercé pour ces sites.

Dans le cadre de demandes informelles, le secrétariat technique de l'ElCom 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 sont publiées et mises à jour dans la communication : « 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 ».

3.4 Tarifs du réseau de transport

Comme le montre l'aperçu du tableau 1, les tarifs du réseau de transport restent soumis à des fluctuations considérables. Mais en 2023, tous les tarifs seront plus élevés. Le tarif des services-système généraux (SDL) passe de 0,16 ct./kWh à 0,46 ct./kWh. Les tarifs d'utilisation du réseau visés à l'art. 15, al. 3, OApEl

(30 % selon l'énergie soutirée, 60 % tarif de puissance, 10 % tarif de base) ont augmenté par rapport à l'année précédente, mais dans une moindre mesure. Le tarif pour les pertes actives a augmenté de 0,14 à 0,30 ct./kWh (voir aussi le chapitre 5.7 Services-système).

	2019	2020	2021	2022	2023
Utilisation du réseau					
Tarif d'utilisation [ct./kWh]	0.19	0.18	0.20	0.25	0.27
Tarif de puissance [CHF/MW]	31'100	28'800	33'600	43'920	48'660
Tarif de base fixe par point de prélèvement	288'000	269'400	319'800	413'040	443'700
Tarif général des services-système [ct./kWh]					
	0.24	0.16	0.16	0.16	0.46
Tarif individuel des PSS					
Pertes actives [ct./kWh]	0.14	0.25	0.15	0.14	0.30

Tableau 1 : 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)

Les tarifs des services-système sont soumis à l'évolution des prix sur les marchés internationaux de l'électricité. Swissgrid ne doit pas seulement acquiescer les prestations SDL à des prix plus élevés pour 2023, mais a déjà dû le faire depuis l'été 2021. Étant donné que Swissgrid, en tant que gestionnaire de réseau à l'échelon supérieur, doit publier ses tarifs pour l'année suivante dès le mois d'avril, les estimations se basent sur des connaissances qui précèdent d'environ 12 à 18 mois l'acquisition effective. C'est pourquoi elle a dû acheter pour l'année 2021 (le calcul des tarifs a eu lieu au premier trimestre 2020) et pour l'année en cours 2022 (le calcul des tarifs a eu lieu au premier trimestre 2021) à des prix supérieurs à ceux qu'elle avait effectivement budgétés. Ainsi, les tarifs 2023 de Swissgrid

non seulement reflètent les prix attendus pour 2023, mais constituent également une contribution à la compensation du manque de couverture des années 2021 et 2022.

Afin de comparer les tarifs de réseau des différents gestionnaires de réseau, l'ElCom convertit les composantes tarifaires (tarif selon l'énergie soutirée, tarif de puissance et tarif de base) en ct./kWh. En combinant les différentes composantes tarifaires du réseau de transport en centimes par kilowattheure, la valeur de 2022 est de 1,11 ct./kWh et celle de 2023 de 1,56 ct./kWh. Ce montant est intégré dans les tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseau de distribution et est donc solidairement réparti entre tous les consommateurs finaux en Suisse.

3.5 Tarifs du réseau de distribution

3.5.1 Fortes hausses des tarifs en 2023

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 2023, le prix de l'électricité a

donc en moyenne fortement augmenté par rapport à l'année précédente. En 2023, un ménage type paie 27 centimes par kilowattheure (ct./kWh, valeurs médianes, pondérées en fonction du nombre d'habitants), ce qui correspond à une hausse de 27 %.

Notamment, les tarifs de l'énergie ont augmenté d'environ 65 %, soit 7,94 ct./kWh, pour atteindre 13,08 ct./kWh, tandis que les tarifs

du réseau n'ont que légèrement augmenté par rapport aux tarifs 2022 (+ 0,79 ct./kWh) - ce qui s'explique en grande partie par la hausse des coûts des services-système de Swissgrid (voir également le chapitre 3.4 ci-dessus). Les redevances destinées à l'encouragement des énergies renouvelables n'ont pas changé, restant à 2,3 ct./kWh, tandis que les redevances

dues aux collectivités publiques ont été relevées en moyenne de 10 %. Le tarif global comprend également le supplément perçu sur le réseau pour encourager les énergies renouvelables. Il a été progressivement relevé jusqu'en 2018, passant de 1,5 à 2,3 ct./kWh et est maintenant stable. La figure 4 présente la composition du prix moyen total en ct./kWh.

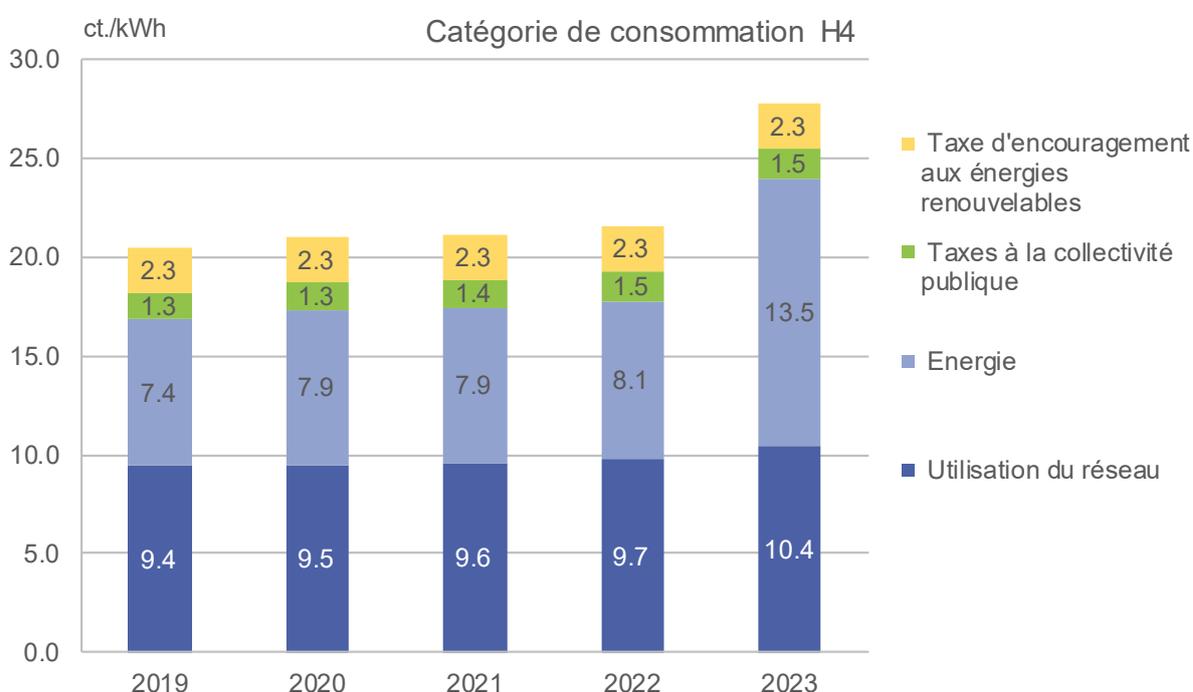


Figure 4 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Pour des raisons techniques, les composantes tarifaires dans les diagrammes en colonnes ci-dessus sont pondérées par le nombre de destinataires de factures et non par le nombre d'habitants, comme c'est le cas pour le calcul des coûts sur le site internet de l'ElCom concernant les prix de l'électricité. Il y a donc de petites différences entre les deux méthodes de calcul.

Un ménage type a une consommation annuelle moyenne de 4500 kWh (profil de consommation H4). Avec un tarif d'environ

27 centimes par kilowattheure (ct./kWh), ce ménage paie donc un peu plus de 1215 francs (+ 261 francs par rapport à 2021). Pour les petites et moyennes entreprises (PME), on obtient une situation similaire à celle des ménages : le prix total a augmenté dans ce cas en médiane de 24 %.

Au niveau suisse, les prix peuvent varier parfois considérablement entre les gestionnaires de réseau. La figure 5 ci-dessous illustre les différences considérables dans les tarifs 2023 pour un ménage type (H4) :

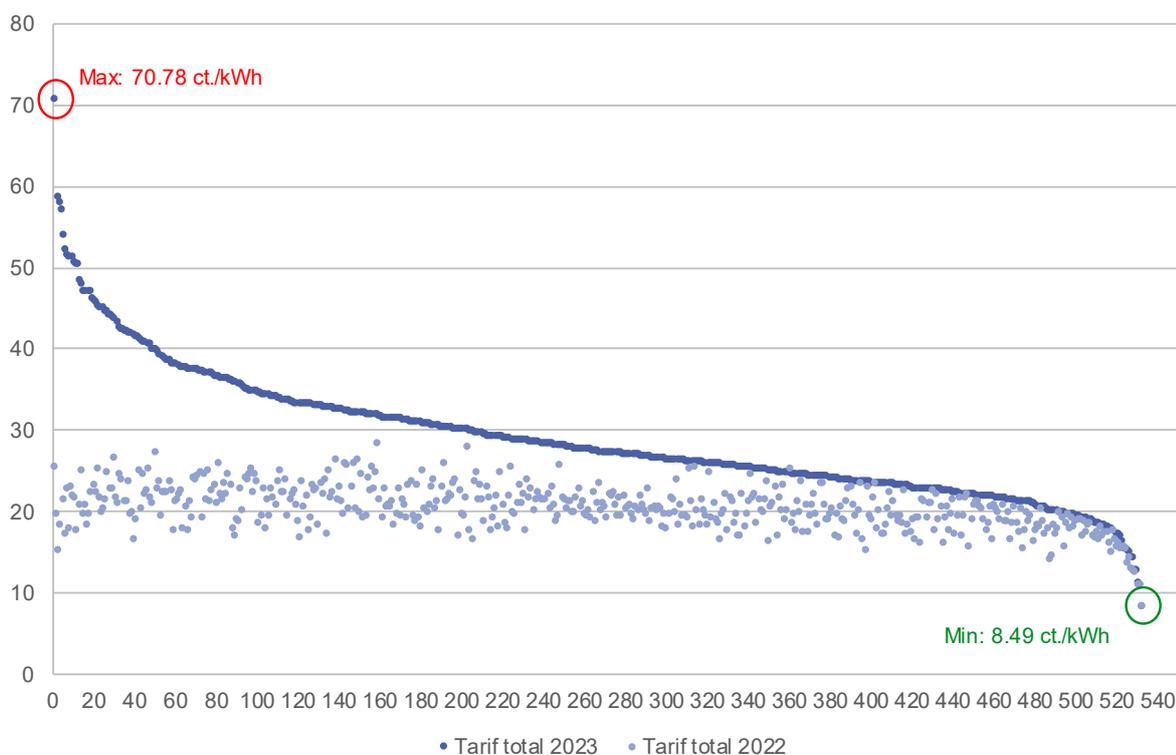


Figure 5 : Répartition des tarifs (total en ct./kWh), des tarifs 2023 (bleu foncé) et des tarifs 2022 (bleu clair) avec la fourchette de 70,78 ct./kWh au maximum ou avec le minimum de 8,49 ct./kWh. Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte : 610 avec au total 540 tarifs différents (axe x)

La grande hétérogénéité des tarifs en Suisse fait que la fourchette des coûts annuels pour un ménage moyen en Suisse varie d'environ 3150 francs à un peu plus de 383 francs par an, soit une différence de 2770 francs par an

ou de 230 francs par mois. 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).

3.5.2 Tarifs communaux moyens (médianes) en Suisse pour l'année tarifaire 2023

Les cartes suivantes de la Suisse (figures 6 à 9) représentent les tarifs communaux médians pour 2023. 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

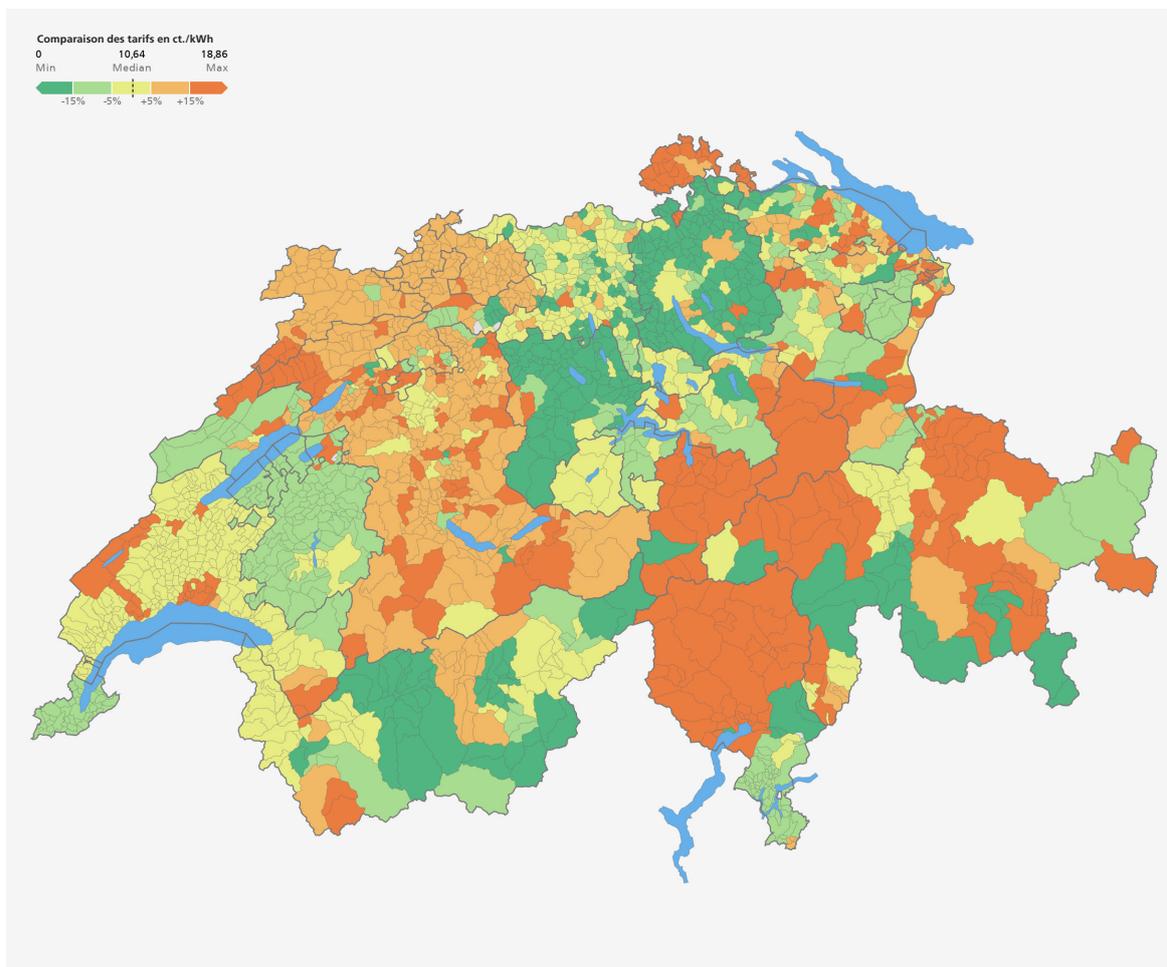


Figure 6 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour l'utilisation du réseau, profil de consommation H4, en 2023

Tarifs moyens : énergie

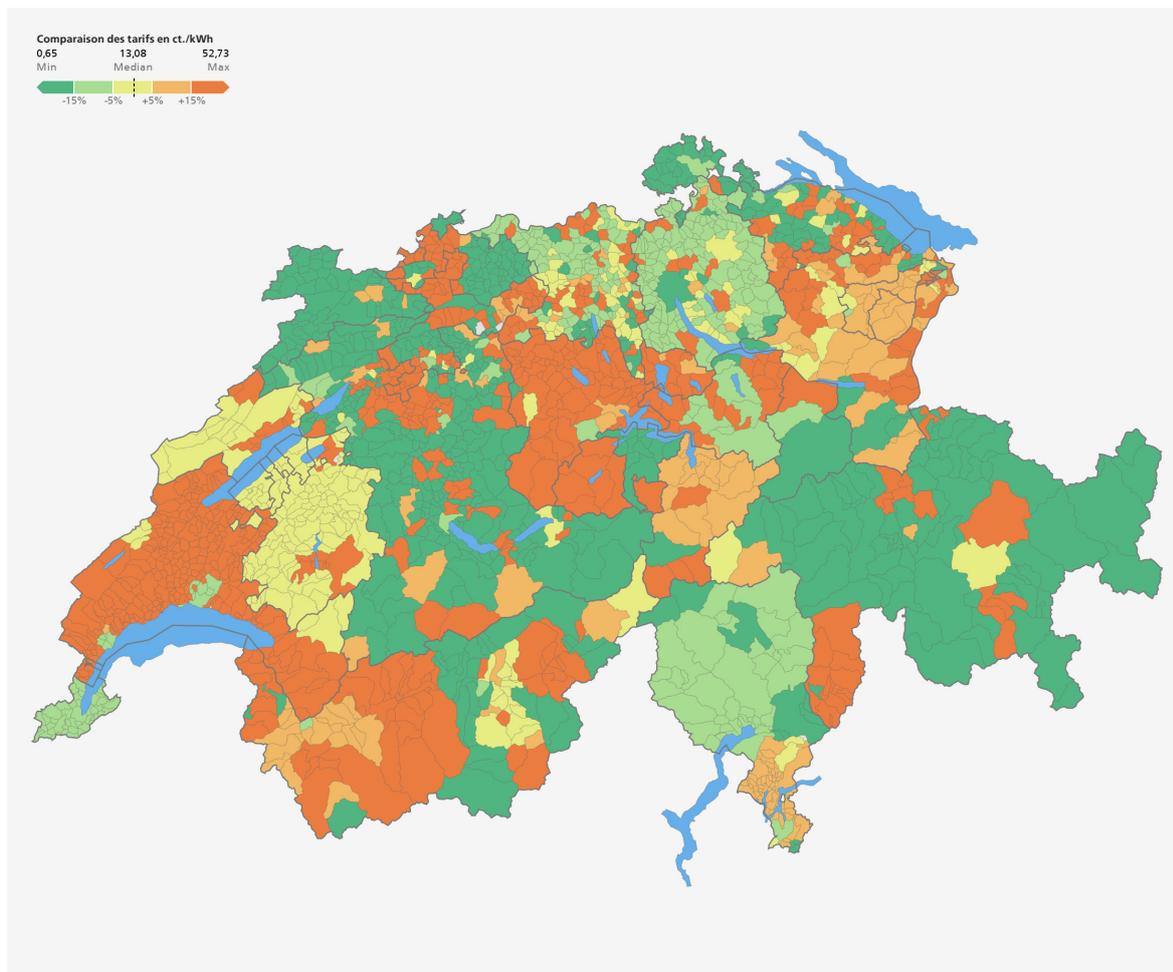


Figure 7 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour l'énergie, profil de consommation H4, en 2023

Redevances et prestations aux collectivités publiques

La figure 8 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.¹ 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 0,99 ct./kWh en 2023. 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 2023 (cf. figure 9).

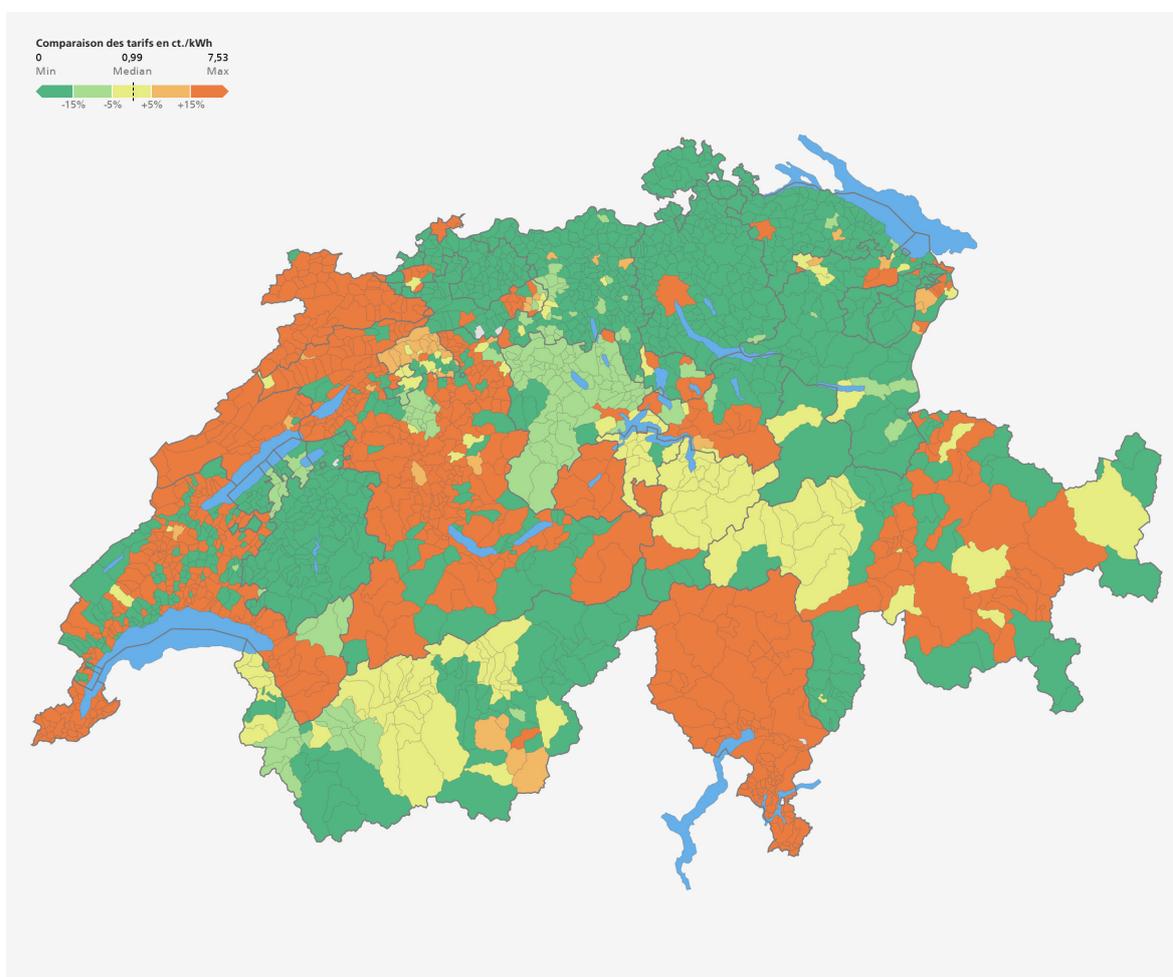


Figure 8 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour les redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques, profil de consommation H4, en 2023

Tarif total moyen de l'électricité

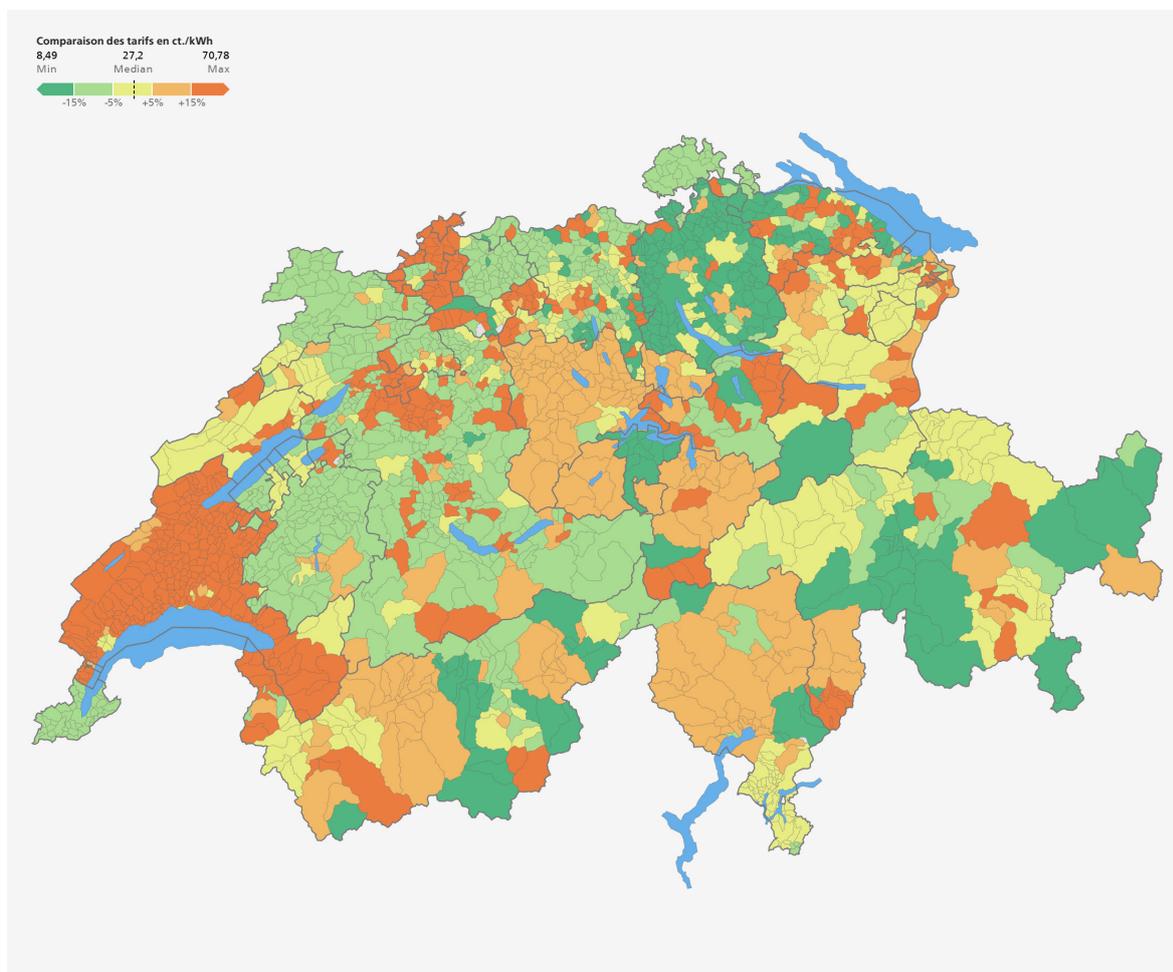


Figure 9 : Tarifs communaux moyens (médianes), prix total de l'électricité, profil de consommation H4, en 2023

3.5.3 Activités de l'EiCom en rapport avec les tarifs élevés de l'électricité en 2023

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. Au cours de l'année sous revue, 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. L'EiCom a été littéralement submergée de demandes (voir

chapitre 10 Statistiques des affaires traitées). Durant l'exercice, plus de 1000 demandes dites « simples » sont arrivées, soit environ deux fois et demie plus que les années précédentes. Les tarifs parfois massivement augmentés par différents gestionnaires de réseau (cf. chapitre 3.5 Tarifs du réseau de distribution) ont suscité une grande incompréhension chez un grand nombre de consommateurs finaux. L'EiCom a donc publié les questions les plus fréquentes et leurs

réponses sur son site Internet (« Questions fréquentes : hausse des tarifs de l'électricité en 2023 pour les ménages »).

De nombreuses réclamations portaient principalement sur l'augmentation des prix de l'électricité communiquée par les gestionnaires de réseau, parfois aussi sur l'augmentation des coûts des SDL de Swissgrid (cf. chapitre 3.4 ci-dessus), qui font assez souvent aussi l'objet de la communication tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution. De nombreuses demandes émanaient également de l'industrie et d'entreprises qui achètent leur électricité sur le marché libre. L'ElCom est notamment chargée de contrôler les tarifs de l'électricité appliqués aux consommateurs finaux captifs et tous les aspects liés aux prix de l'utilisation du réseau par les gestionnaires des réseaux électriques. Elle n'est pas compétente pour les tarifs de l'énergie des clients sur le marché libre.

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 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 soupçon, 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, LApEl). L'examen des coûts réels et les règles correspondantes, soit les art. 14 (RUR) et 6 LApEl (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. Confor-

mément à la loi (LApEl), 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.

Bien que la Suisse dispose elle-même d'une production propre importante, les prix dépendent des prix de gros européens. En effet, la Suisse est fortement interconnectée avec le réseau électrique européen, comptant plus de 40 lignes transfrontalières. Comme le gaz et le charbon sont les matières premières qui font grimper les prix de l'électricité dans les pays européens voisins, les variations de ces matières premières se répercutent également sur les prix du marché en Suisse.

Dans plusieurs cas, le tarif de base pour les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base est également passé d'un double tarif à un tarif simple. En fonction du comportement de consommation, cela peut entraîner une augmentation des coûts du réseau, par exemple pour les chauffe-eau électriques ou les chauffages électriques qui fonctionnaient jusqu'à présent pendant les périodes à bas tarif.

En raison de la forte augmentation des tarifs de l'énergie, certaines plaintes ont aussi porté sur les nouveaux tarifs parfois déjà appliqués en 2022, donc lorsque le relevé avait été effectué avant la fin de l'année. Cette procédure n'est pas légale dans la mesure où les tarifs communiqués pour 2023 ne sont valables qu'à partir du 1er janvier 2023. En revanche, il est possible d'estimer la quantité

avec des relevés effectués à l'aide de compteurs conventionnels, pour lesquels un relevé à la date de référence n'est pas possible pour des raisons logistiques et techniques. Certains gestionnaires de réseau proposent également à leurs clients d'effectuer eux-mêmes le relevé à la date de référence (31.12.xxxx) puis de l'envoyer. Les consommateurs finaux équipés de points de mesure intelligents (smartmeters) ne sont pas concernés.

Plusieurs questions portaient également sur la légalité de tarifs valables du 1er octobre au 30 septembre. L'ElCom estime qu'une année tarifaire doit correspondre à l'année civile et que les tarifs sont donc en principe appliqués du 1er janvier au 31 décembre d'une année. L'année tarifaire n'est toutefois pas clairement définie dans la législation sur l'approvisionnement en électricité. C'est pourquoi l'ElCom a demandé à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) de définir expressément l'année tarifaire lors de la prochaine révision de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. En outre, les fournisseurs concernés ont été invités à envisager une adaptation à cet égard pour les années à venir.

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).

En rapport avec les tarifs élevés de 2023, l'ElCom a publié une FAQ pour répondre

aux questions des consommateurs finaux¹ et une autre FAQ pour répondre aux demandes des gestionnaires de réseau concernant la hausse des tarifs².

Compte tenu des coûts d'approvisionnement du marché exceptionnellement élevés et des hausses de tarifs qui en résultent, l'ElCom a mis en place différents groupes de travail internes. Le groupe de travail « Tarifs élevés » a mené une enquête auprès des fournisseurs d'électricité au printemps 2022 afin de connaître leur méthode d'approvisionnement. Sur la base des résultats reçus, la commission a pu procéder à une première évaluation des augmentations tarifaires attendues pour 2023 et planifier les mesures nécessaires. Le groupe de travail a en outre développé un schéma de contrôle qui permet, dans un premier temps, de déterminer la cause et l'impact de l'augmentation des coûts. Les documents que les gestionnaires de réseau remettent à l'ElCom dans le cadre du processus annuel de reporting constituent la base de l'analyse effectuée dans le cadre de cet examen préalable. Le fournisseur n'a ainsi dans un premier temps pas de charges supplémentaires. Les résultats de ces analyses fournissent les bases pour les étapes suivantes de l'examen des coûts de l'énergie. Certes, une hausse brutale des prix ne constitue pas en soi un indice suffisant de tarifs légalement non conformes.

¹ disponible sous www.elcom.admin.ch > Questions fréquentes - hausse des tarifs de l'électricité en 2023 pour les ménages

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

3.5.4 Structure tarifaire en général

En 2022, l'ElCom a continué de répondre à de nombreuses questions concernant les modifications de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité et de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité, entrées en vigueur le

1er juin 2019. Certaines de ces questions et leurs réponses ont été publiées dans la communication complétée « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 ». Les systèmes de mesure intelligents étant toujours plus nombreux dans le réseau de dis-

tribution suisse contribuent à l'introduction de nouveaux modèles tarifaires dans les tarifs du réseau qui sont p. ex. proposés sous forme de tarifs optionnels pour le tarif de base. Il devient possible de proposer des tarifs dynamiques tenant mieux compte du comportement des consommateurs finaux en termes de charge du réseau. Cela permet p. ex. de réduire les coûts en différenciant la gestion de la charge et la consommation. Les dispositions légales actuelles autorisent à certaines conditions l'offre de tels tarifs dynamiques. En 2019 déjà, l'ElCom a édicté la communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses »¹ qui mentionne au chiffre 3.3 les conditions-cadres légales.

L'ElCom s'est en outre intéressée aux modèles participatifs d'entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE), proposés sous différentes formes en Suisse. Dans de tels modèles, l'EAE construit et exploite une nouvelle installation de production d'énergie (IPE), le plus souvent une installation photovoltaïque (installation PV). Les consommateurs finaux intéressés ont la possibilité de « participer » d'une certaine manière. La plupart du temps, ils versent pour ce faire une contribution unique liée à une surface déter-

minée de l'installation PV. En contrepartie, ils reçoivent une indemnisation périodique pour une durée déterminée, qui correspond souvent à une certaine quantité d'électricité par an pendant 20 ans. Le décompte se fait avec la facture d'électricité. Dans ce contexte, il convient de respecter les directives relatives à la séparation des activités, notamment à la séparation des activités en termes d'informations au sens de l'art. 10, al. 2, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). Si de tels modèles donnent lieu à une déduction sur la facture d'électricité, ils peuvent être interdits en raison des prescriptions s'ils ne sont pas conçus comme un tarif de l'approvisionnement de base. En outre, des questions se posent en ce qui concerne l'accès au réseau. L'ElCom a donc publié une communication à ce propos,² où elle formule des exigences quant à la conception des modèles participatifs afin qu'ils puissent être considérés comme autorisés du point de vue juridique. Les modèles existants qui ne répondent pas aux exigences doivent être adaptés d'ici au 1^{er} janvier 2024.

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

² « Participation » des consommateurs finaux en approvisionnement de base aux installations de production – modèles des gestionnaires de réseau de distribution, communication du 26 août 2022, disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications

3.6 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 l'intégration de l'infrastructure au portail de cyberadministration du DETEC, le projet a pu être en grande partie achevé à l'automne 2022.

Le nouveau système de livraison de données basé sur le web offre plusieurs avantages par rapport à l'ancienne solution basée sur Excel. Des tests sont désormais enregistrés dans les formulaires en ligne, permettant ainsi d'aider, via des

feedbacks automatisés, les gestionnaires de réseau à remplir les formulaires de comptabilité analytique, donc avant même de les transmettre officiellement à l'ElCom. Ce « contrôle préalable » permet d'améliorer encore la qualité des données transmises et de réduire le travail de mise au point pour les gestionnaires de réseau.

En 2020 déjà, l'ElCom avait souligné l'importance de la comptabilité analytique et apporté une précision concernant la présentation et

l'adaptation rétroactive (cf. directive 1/2020). 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.

3.7 Vérifications des tarifs

3.7.1 Réduction des découverts de couverture, représentant des risques d'augmentation potentielle des tarifs

Outre les prix élevés de l'électricité, la thématique des découverts de couverture est restée au centre des préoccupations de l'ElCom : 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 de futures augmentations tarifaires. L'ElCom avait déjà lancé une vaste campagne à ce sujet à l'été 2019. Après avoir dans un premier temps largement communiqué à ce propos, elle a ordonné à la fin de l'été 2021 à tous les gestionnaires de réseau présentant un découvert de couverture important d'amortir de manière neutre sur le plan tarifaire les différences de couverture n'ayant pas pu être réduites au cours des trois années prescrites ou de lui soumettre un plan de réduction. En 2022, l'ElCom a poursuivi sur cette lancée : au total, environ 600 cas de tels découverts problématiques ont été examinés pour un to-

tal de 400 gestionnaires de réseau. Ces contrôles ont conduit au printemps 2022 à donner des instructions dans environ 250 cas pour l'amortissement, sans incidence sur les tarifs, des découverts datant d'avant 2018 ; ceux-ci ne pourront plus être pris en compte dans les tarifs 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.

Dans le cadre de cette campagne, un grand nombre de gestionnaires de réseau se sont déclarés disposés à comptabiliser leurs découverts de manière neutre sur le plan tarifaire ; cela induit une réduction cumulée des découverts d'un bon milliard de francs pour les secteurs d'activité Réseau et Énergie.

3.7.2 Vérifications des tarifs de réseau

Après une bonne décennie 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.

Début 2022, une lettre de clôture a permis de mettre un terme à une procédure partielle concernant la répartition des coûts d'exploitation communs dans le réseau. Il s'agissait de transferts internes des coûts de domaines de support, qui se faisaient à l'origine majoritairement sur la base du chiffre d'affaires. Il a été possible de procéder à ces ventilations en se basant sur les ressources et en collaboration avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Il a ainsi été possible de mettre en œuvre une clé de répartition appropriée au sens de l'art. 7, al. 5, OApEl.

3.7.3 Vérifications des tarifs de l'énergie

S'agissant des fournitures d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les thèmes prioritaires ont été les tarifs publiés en août pour l'année à venir et les augmentations de prix parfois massives qui leurs étaient liées. Comme expliqué plus haut, l'ElCom en est encore au stade des préliminaires. Jusqu'à présent rien ne justifiait des vérifications concrètes sans approfondissement supplémentaire des analyses préliminaires. Une fois de plus, les thèmes prioritaires ont été la méthode du prix moyen et la règle dite des 95 ou 75 francs (à partir de 2024 : règle des 60 francs).

La méthode du prix moyen 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. Concrètement, il s'agit de prendre en compte de manière adéquate les activités commerciales dans le calcul des coûts de l'énergie imputables. L'ElCom avait identifié différents gestionnaires de réseau qui avaient facturé par le passé des coûts de l'énergie disproportionnés à leurs consommateurs finaux captifs et n'avaient donc vraisemblablement pas utilisé la méthode basée sur le prix moyen conformément à la jurisprudence et à la pratique de l'ElCom. Lors du vote final du 15 décembre

Dans un autre cas, deux gestionnaires de réseau de distribution se sont plaints des coûts de réseau facturés par leur fournisseur commun en amont. Alors que les frais facturés par le fournisseur en amont étaient relativement stables depuis une dizaine d'années, ils ont soudain augmenté de manière significative. Les deux gestionnaires de réseau ont demandé un examen détaillé des coûts du réseau par niveau de tension ainsi que des différences de couverture qui en découlaient. L'ElCom a ouvert un examen préliminaire à cet effet.

2017 concernant la LApEl, le Parlement avait aussi conservé l'art. 6, al. 5, et ainsi la méthode basée sur le prix moyen de l'ElCom que le Tribunal fédéral a confirmée. Par la suite, l'ElCom a ouvert des procédures à l'encontre de différents gestionnaires de réseau.

En janvier, un recours a été déposé auprès du Tribunal administratif fédéral contre une décision prise l'année précédente. Ce recours a été entièrement rejeté à l'été 2022 et les corrections suivantes de l'ElCom ont été confirmées : (a) prise en compte dorénavant dans le calcul du prix moyen des activités commerciales (contrats back-to-back), non intégrées jusqu'à présent dans le portefeuille d'acquisition ; (b) réduction du taux d'intérêt utilisé pour calculer les coûts de production (WACC de la production) ; (c) suppression de la rémunération du fonds de roulement net, intégrée jusqu'à présent dans les coûts de production. Toutes ces actions correctives ont contribué à réduire les coûts en faveur des consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base. Le jugement a été porté devant le Tribunal fédéral en été, mais finalement le recours a été retiré.

En ce qui concerne les procédures encore pendantes, tous les points ou une partie des points suivants sont controversés sur le plan maté-

riel : la définition des quantités et des coûts de l'énergie à prendre en compte pour le calcul faisant appel à la méthode du prix moyen, la mise en œuvre de la directive 2/2020 de l'ElCom « WACC de la production », la rémunération des différences de couverture en énergie et la dissociation des gestionnaires de réseau au sein d'un groupe d'entreprises.

Une analyse préliminaire a permis d'identifier un autre cas où la méthode du prix moyen n'a pas été correctement appliquée. Mais le gestionnaire de réseau concerné a procédé aux adaptations nécessaires durant l'exercice et a réglé les différences de couverture, de sorte qu'il a été possible de renoncer à l'ouverture d'une procédure.

Un autre cas concernait le remboursement d'intérêts résultant des excédents de couverture. Dans le cadre d'une décision concernant des coûts et tarifs de la fourniture d'énergie, rendue en 2016 et confirmée par les tribunaux, l'ElCom avait réduit les coûts

imputables d'un gestionnaire de réseau. Celui-ci a toutefois refusé par la suite de rembourser à ses consommateurs finaux aussi les intérêts résultant des excédents de couverture. Mi-2021, l'ElCom avait alors ouvert une procédure ayant pour objet le traitement correct des différences de couverture (réduction, intérêts, etc.). À l'automne 2022, l'ElCom a rendu une décision à ce sujet, dont deux aspects ont été contestés : d'une part, la prescription des créances d'intérêts passées est invoquée, d'autre part, ces intérêts seraient déjà en partie exécutoires dans le cadre d'une ancienne procédure. Un recours contre la décision de l'ElCom a été déposé auprès du Tribunal administratif fédéral.

Par ailleurs, l'ElCom s'est prononcée en octobre 2022 sur la question du prélèvement de taxes sur le tarif de l'énergie. Dans sa décision, l'ElCom a retenu en substance qu'une taxe motivée par des raisons fiscales ne doit pas être intégrée dans le tarif de l'énergie. La décision n'est pas encore exécutoire.

3.8 Bénéfice dans la distribution : règle des 75 francs ou des 60 francs

La règle dite des 75 francs s'est bien établie au cours des dernières années, même s'il a été nécessaire d'exiger de certains gestionnaires de réseau de nouveaux ajustements. Cette règle a été élaborée par l'ElCom afin de pouvoir évaluer de manière simple les coûts de gestion et de distribution appropriés ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau dans la distribution d'énergie relevant de l'approvisionnement de base. En principe depuis début 2020, la règle est la suivante : si la somme déclarée des coûts de gestion et de distribution (bénéfice inclus) ne dépasse pas la limite des 75 francs par destinataire de factures, l'ElCom ne s'y intéresse pas davantage pour des questions de priorité. Si des frais de gestion - après vérification par l'ElCom - de plus de 75 francs sont imputables à chaque

destinataire de facture, un gestionnaire de réseau est en principe libre de calculer un bénéfice de la même manière que pour le réseau, pour autant que la somme des coûts soit inférieure à 120 francs par destinataire de facture.

L'ElCom vérifie à intervalles réguliers si la valeur limite est encore appropriée au vu de l'évolution des coûts et des bénéfices. Durant l'exercice, l'ElCom a donc procédé à une adaptation de la directive correspondante. En conséquence, des valeurs limites de 60 francs par destinataire de facture ou de 100 francs au total s'appliqueront à partir du 1er janvier 2024 (Directive 3/2022). Malgré cette baisse, les gestionnaires de réseau devraient rester en mesure de réaliser un bénéfice approprié sur la fourniture d'énergie.

3.9 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.

3.10 Systèmes de mesure

Dans son arrêt A-2372/201 du 26 juillet 2022, le Tribunal administratif fédéral (TAF) a rejeté le recours contre la décision 233-00093 de l'ElCom du 6 avril 2021 concernant

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 soutirée par les consommateurs finaux (densité énergétique). Les résultats individuels sont calculés sur cette base et ont été envoyés aux gestionnaires en décembre 2022.

Durant l'exercice, les indicateurs calculés sont restés pratiquement inchangés : seul un indicateur de conformité a été adapté aux nouvelles exigences réglementaires. De même, la répartition des groupes sur la base de la densité énergétique a été effectuée sur la base de nouvelles valeurs. Comme les années précédentes, de nombreux documents explicatifs sur la régulation Sunshine ainsi que des résultats ont été publiés sur le site Internet de l'ElCom, avec les adaptations susmentionnées. Il s'agira à nouveau d'examiner au cours de la nouvelle année, si de nouveaux indicateurs doivent être pris en compte dans les calculs ou si certains indicateurs existants doivent être adaptés.

Comme les années précédentes, un sujet important a été la création d'une base juridique dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Cette base devrait permettre de publier les résultats individuels de chaque gestionnaire de réseau, comme cela se fait avec les tarifs de l'énergie publiés sur le site internet de l'ElCom. Durant l'exercice, l'ElCom a poursuivi les travaux préparatoires en vue d'une éventuelle publication ultérieure.

l'installation d'un tel système ne nécessite pas l'accord du consommateur final et que c'est la loi fédérale sur la protection des données et non le droit cantonal qui s'applique au traitement des données. Le gestionnaire de réseau doit garantir la sécurité des données des systèmes de mesure et tenir compte du droit en matière de protection des données. Cette disposition s'applique que le système de mesure soit certifié ou non. Dans le cas examiné, l'installation d'un système de mesure non certifié ne violait pas les dispositions relatives à la sécurité des données ni le droit de la protection des données. Il incombe à l'ElCom de clarifier et d'examiner quelles données concrètes doivent effectivement être traitées, à quelle fréquence et à quelles fins. Il deviendra alors possible d'évaluer si le traitement des données repose sur une base légale suffisante et respecte le principe de la proportionnalité. En outre, le système de mesure installé dispose d'une fonction de coupure qui fait qu'il est considéré comme un système de commande et de réglage intelligent selon l'art. 17b LApEl ; le consommateur final n'a pas à donner son accord. Dans ce cas, l'ElCom doit déterminer si la fonction de coupure s'oppose à l'utilisation du smartmeter ou si des mesures adéquates d'ordre technique, voire éventuellement organisationnel ou d'exploitation permettent de respecter l'exigence de consentement. L'ElCom a repris la procédure.

Des questions relatives aux mesures se sont posées dans le cadre de la vente d'électricité à un tiers et non au gestionnaire de réseau local. Les producteurs raccordés après le 1er janvier 2018 ont droit à un système de mesure intelligent. Les coûts sont à la charge du gestionnaire de réseau, indépendamment de la puissance de l'installation. La taille de l'installation peut jouer un rôle dans la structure de la mesure. Pour les installations d'une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA, la législation sur l'énergie prescrit qu'il faut mesurer la production nette. Concernant les installations d'une puissance inférieure à 30 kVA, cette mesure est nécessaire si la production nette est injectée dans le réseau. En l'absence de consommation propre, la mesure de la production peut servir pour la livraison des données. En revanche, s'il y a consommation propre, il faut le cas échéant (voire en plus) mesurer l'injection effective dans le réseau (mesure du surplus) au moyen des données du compteur intelligent. Le gestionnaire de réseau doit déterminer la mise en œuvre la plus efficace. L'obligation d'installer un compteur intelligent ne s'applique pas aux producteurs raccordés avant le 1er janvier 2018. Mais s'il dispose déjà d'une mesure de la courbe de charge, le gestionnaire de réseau doit continuer à supporter les coûts de mesure. Si ce n'est pas le cas, les producteurs ont la possibilité d'installer un système de mesure à leurs frais.

3.11 Séparation des activités

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

tion des subventions croisées et à la prévention en matière d'utilisation des avantages tirés d'informations concernant le secteur des réseaux. En revanche, toute infraction pénale aux prescriptions relatives à la séparation est poursuivie par l'OFEN. L'ElCom a répondu à de nombreuses demandes de renseignement en la matière et a informé et sensibilisé les gestionnaires de réseau.

3.12 Rétribution de reprise de l'électricité

En 2022, ce ne sont pas seulement les prix de l'électricité qui ont augmenté dans des proportions encore jamais vues. L'ElCom a également reçu un nombre record de demandes concernant la rétribution de l'injection de la production propre (dite rétribution de reprise) provenant de petites installations de production. En particulier, de nombreux propriétaires de petites installations photovoltaïques voulaient savoir si les gestionnaires de réseau locaux devaient augmenter la rétribution suite à l'augmentation des prix et des tarifs de l'électricité. Cette rétribution doit toutefois être convenue en premier lieu par contrat ; une augmentation des prix et des tarifs de l'électricité n'oblige pas directement les gestionnaires de réseau à l'augmenter. Toutefois les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer l'électricité issue d'énergies renouvelables et produite par de petites installations dans leur zone de desserte, la rétribution se basant sur les coûts pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production (cf. art. 15, al. 1, let. a, et al. 3, LEn et art. 12, al. 1, OEn). En raison de l'augmentation des coûts d'approvisionnement auprès de tiers, ces règles auraient eu tendance à conduire à une hausse. Elles ne s'appliquent toutefois qu'à titre subsidiaire, dans le sens d'une réglementation minimale, si les producteurs et les gestionnaires de réseau ne parviennent pas à se mettre d'accord. Dans la pratique, de nombreux gestionnaires de réseau procèdent comme pour les tarifs de l'électricité : ils calculent une offre de rétribution une fois par an, la publient fin août dans les fiches tarifaires et l'annoncent à l'ElCom. Ce faisant, il faut au moins partir du principe qu'il existe un contrat tacite (art. 6 CO) jusqu'à ce qu'il soit prouvé qu'un producteur a fait savoir pour la première fois au gestionnaire du réseau qu'il n'acceptait pas la rétribution.

En raison de la nature contractuelle de la rétribution, ni une publication ni une annonce à l'ElCom n'empêchent une modification ultérieure du taux de rétribution. Toutefois, de nombreux gestionnaires de réseau semblent tenir compte, du moins en partie, des critères de l'art. 12, al. 1, OEn (et donc principalement des prix du marché) dans leur offre, car les taux de rétribution ont presque tous été augmentés, pour autant que l'on puisse en juger. Cela s'est toutefois produit à des degrés très divers et il existe (encore) de grandes différences entre les gestionnaires de réseau. Ainsi, certains gestionnaires de réseau paient volontairement le prix de marché de référence fixé trimestriellement par l'OFEN pour l'électricité produite par les installations photovoltaïques¹ (sans garantie d'origine) et ont augmenté fortement la rémunération en conséquence. Mais les petits producteurs et les prosummateurs ont de la peine à comprendre pourquoi les rétributions sont jusqu'à cinq fois plus élevées ou plus basses entre des communes voisines. Selon une étude de l'EPFZ et de l'Université de Berne publiée en janvier 2023, la rentabilité d'une installation photovoltaïque aménagée sur le toit d'une maison en Suisse dépend non seulement fortement de la rétribution locale de l'électricité solaire, mais les faibles rétributions de nombreux gestionnaires de réseau freinent également l'expansion du solaire.² Notons qu'en raison de l'augmentation des prix, des acheteurs tiers sont apparus, proposant d'acheter leur production aux petits producteurs. Une telle pratique est en principe autorisée, peu importe la taille de l'installation. Ainsi, l'art. 15 LEn et ses dispositions d'exécution ne formulent qu'une obligation de reprise pour le gestionnaire de réseau et non un droit de reprise. En outre, ni le droit fédéral de l'énergie ni le droit de l'approvisionnement en électricité ne contiennent de règles interdisant aux producteurs de vendre leur produc-

tion à des tiers. Par ailleurs, ni la LEne ni l'OEne ne fixent de délais pour la résiliation de l'accord entre le producteur et le gestionnaire de réseau. Les délais de résiliation doivent donc être déterminés par le droit contractuel, raison pour laquelle l'ElCom n'est en principe pas compétente pour les évaluer.

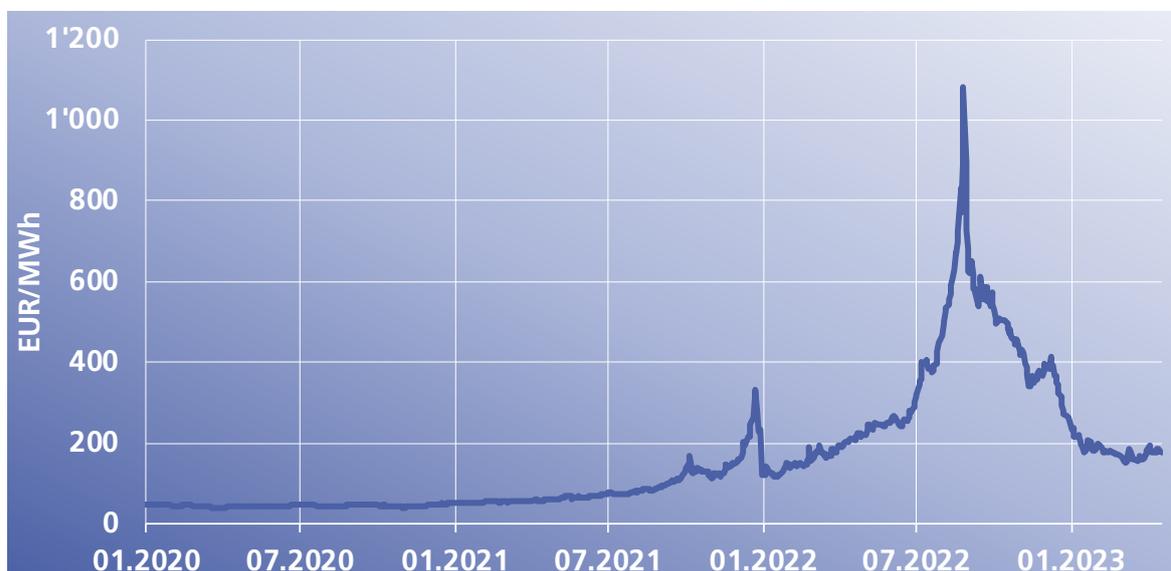
Dans sa décision 222-00001 du 11 mai 2021, l'ElCom avait examiné pour la première fois

l'art. 12, al. 1, OEne et était parvenue à la conclusion que la disposition était conforme à la loi. Cette décision a été contestée et est toujours pendante devant le TAF. La prise en compte des coûts de revient est contestée.

¹ Cf. aussi l'art. 15, al. 1, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03).

² Tobias Schmidt et alii, « Quantifying the degree of fragmentation of policies in targeting household solar PV in Switzerland », janvier 2023, p. 4, 16 et 18 (<https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/596612>) ; cf. également communiqué de presse « Un patchwork qui freine l'expansion du photovoltaïque ».

4 Surveillance du marché



Les prix de l'électricité ont connu en 2022 une hausse sans précédent. Partant de prix moyens d'environ 50 EUR/MWh, ils ont atteint des pics dépassant 1000 EUR/MWh (source des prix Settlement : EEX).

4.1 Évolutions exceptionnelles des prix sur le marché de gros en 2022

Contrairement aux attentes initiales du marché à l'automne 2021, le marché a été en proie à des développements extraordinaires du fait qu'aucun gaz n'a été livré à l'Europe via le gazoduc Nord Stream 2 en 2022. La raison en était divers retards dans la certification du gazoduc, le gouvernement fédéral allemand ayant stoppé l'ensemble du processus de certification en février 2022.

La hausse des prix du marché à terme, qui avait déjà commencé fin 2021, s'est poursuivie en 2022, clairement renforcée par l'invasion russe de l'Ukraine le 24 février 2022. L'année 2022 a été marquée par une réduction massive des livraisons de gaz naturel de la Russie vers l'Europe, ce qui a entraîné une hausse brutale des prix de l'énergie en Europe. Dans un premier temps, les quantités de gaz livrées à l'Europe via le gazoduc Nord Stream 1 ont été réduites à 40 % de leur capacité le 17 juin 2022. Puis, le 26 juillet 2022,

après la révision prévue, une réduction à 20 % de la capacité a suivi. Fin août, le Nord Stream 1 a été complètement arrêté sous prétexte de problèmes d'équipement et depuis il n'est plus en service. Fin septembre, la Norvège et le Danemark ont annoncé un acte de sabotage et quatre fuites affectant les deux gazoducs Nord Stream 1 et 2. Le gouvernement fédéral allemand avait déjà stoppé la certification de Nord Stream 2 en février 2022, de sorte que, contrairement aux attentes initiales du marché (avant le début de la guerre), aucun gaz n'a été acheminé en Europe via le Nord Stream 2 en 2022.

Plusieurs facteurs ont contribué à la volatilité et à l'augmentation des prix : des routes d'approvisionnement modifiées, qui ont entraîné des pénuries dans l'infrastructure gazière européenne, la nécessité de trouver d'autres sources d'approvisionnement en gaz ainsi que des systèmes de tarification

qui ne sont pas adaptés à une situation de choc en matière d'approvisionnement.

Mais l'année 2022 a également été marquée par la très faible disponibilité des centrales nucléaires françaises en raison de l'apparition inattendue de phénomènes de corrosion sous contrainte identifiés sur plusieurs réacteurs. La disponibilité des centrales nucléaires françaises la plus basse a été atteinte le 4 septembre 2022 avec 22,9 GW pour une capacité installée de 61,4 GW. À titre de comparaison, la disponibilité était de 46,4 GW le même jour de l'année précédente. En outre, au cours de l'été 2022, les températures élevées de l'eau et les faibles débits des rivières françaises ont encore aggravé la situation.

En 2021 déjà, la fourchette de prix pour le produit de l'année suivante (année de livraison 2022) de la Suisse était élevée, avec un prix maximal de 332 EUR/MWh, mais les prix pour le produit annuel 2023 ont atteint des maxima encore jamais vus, qui ont culminé en août 2022 à un prix pour l'année suivante

en France de plus de 1100 (!) EUR / MWh. Pourquoi les prix étaient-ils si élevés fin août ? Outre le problème fondamental des prix élevés du gaz en raison de la guerre en Ukraine et la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises, le sud de la Norvège, les Alpes et la péninsule ibérique ont connu un bilan hydrique déficitaire qui a entraîné une forte hausse des prix. De plus, les faibles niveaux d'eau du Rhin limitaient le transport du charbon.

Peu après ce pic d'août, les prix ont à nouveau fortement chuté jusqu'à la fin de l'année. Alors que l'augmentation des prix en août 2022 par rapport à début janvier 2022 pour une livraison d'électricité en Suisse pour l'année de livraison 2023 était encore de 780 % (de 123 EUR/MWh à 1082 EUR/MWh), elle n'était « plus que » de 116 % fin décembre (de 123 EUR/MWh à 265 EUR/MWh).

Le rapport sur la transparence du marché de l'ElCom décrit mieux l'évolution des prix sur les marchés spot et à terme.

4.2 Transparence sur le marché de gros de l'électricité

Le 22 décembre 2021, l'ElCom a été contactée par Alpiq SA. L'entreprise a demandé à la Confédération un « soutien temporaire en termes de liquidités lié à la crise énergétique ». La raison en était des besoins de liquidités découlant de la forte hausse des prix liée au négoce de l'électricité. Comme la bourse fait office de contrepartie dans le négoce boursier, un producteur d'électricité qui vend déjà sa production future sur le marché à terme doit fournir des garanties sous forme de liquidités à la bourse ou à une chambre de compensation. En cas de défaillance du vendeur, la bourse disposerait des moyens nécessaires pour se procurer à son tour l'énergie nécessaire pour honorer la transaction commerciale vis-à-vis de l'acheteur. Comme les marges sont recalculées quotidiennement,

les garanties à apporter changent également chaque jour en fonction des prix et de la volatilité du marché. En raison de la hausse exceptionnellement forte des prix en décembre, Alpiq a semblé avoir atteint les limites de ses possibilités en matière de mise à disposition de liquidités. Elle a donc adressé une demande de soutien à la Confédération afin de rester financièrement viable en cas de nouvelles hausses de prix, avant de retirer cette demande le 3 janvier 2022.

Le 2 septembre 2022, Axpo SA a demandé un prêt de 4,4 milliards de francs. En raison des prix très élevés fin août, les appels de marge étaient extrêmement élevés et n'auraient peut-être pas pu être maîtrisés sans le soutien de la Confédération. Avec cette de-

mande, Axpo AG a provoqué l'entrée en vigueur de la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFIeI). L'entreprise s'est vue accorder un crédit-cadre de 4 milliards de francs afin de renforcer ses liquidités lors de la crise énergétique.

Les prix de l'électricité ont connu une hausse supplémentaire au cours de l'année à cause de la mise hors service de centrales nucléaires en France pour des raisons d'ordre technique. La situation sur le marché est restée tendue tout au long de l'année. Certes, les prix élevés de l'électricité, tout comme la volatilité, ont de nouveau baissé vers la fin de l'année. Cependant, les activités qui y sont liées ont occupé l'ElCom de manière intensive, notamment en raison du rapport hebdomadaire sur la sécurité de l'approvisionnement qu'elle devait adresser au Conseil fédéral.

L'atelier organisé par la section Surveillance du marché de l'ElCom s'est également penché cette année sur l'évolution des prix élevés et leurs conséquences. Intitulé « Prix élevés : opportunités ou dangers pour les entreprises énergétiques ? », il a permis d'examiner la problématique sous différents angles. Pour commencer, l'ElCom a présenté son modèle, qui lui permet de mesurer les variations des besoins en liquidités en fonction des changements de prix, à l'aide d'un portefeuille. Ensuite, les conséquences des prix élevés et des exigences en matière de liquidités ont été examinées du point de vue d'une bourse. Puis les risques de liquidité qui en résultent ont été abordés du point de vue d'une entreprise d'électricité. La journée s'est terminée par un rapport d'expérience sur le suivi des liquidités dans le secteur financier.

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'en-

semble des principales activités et analyses de la section Surveillance du marché.

En raison de l'augmentation des volumes de données et des nouvelles données fournies conformément à l'art. 19, al. 2 LFIeI, l'infrastructure de reporting de l'ElCom a été développée. Compte tenu de leur courte durée, ces données ont été transmises au début manuellement une fois par mois, via un canal sécurisé. À partir du 1er janvier 2023, leur livraison est automatisée via un fournisseur de données enregistré (RRM).

En 2022 aussi, les échanges avec certains organismes de surveillance du marché des pays voisins ont eu lieu en ligne. 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 et les mesures à prendre. Dans ce contexte, des réunions de coordination ont également eu lieu avec la FINMA, la SIX et l'EPEX Spot.

En tant que membre du groupe de travail CEER, market integrity and transparency working group (CMIT), l'ElCom a collaboré cette année au niveau européen à l'élaboration de mesures possibles pour atténuer les exigences élevées en matière de liquidités. Dans un premier temps, il s'agissait de présenter les exigences de sécurité du secteur financier et leurs conséquences sur les opérations de couverture dans le secteur de l'énergie. Puis des discussions ont ensuite eu lieu avec différentes chambres de compensation, de même que des échanges approfondis avec d'autres autorités de régulation. C'est notamment grâce à ces efforts que l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF) a établi à l'automne que les garanties pour le négoce d'énergie pouvaient être déposées non seulement en espèces, mais aussi sous la forme de garanties bancaires.

Cette année encore, le Forum REMIT organisé par l'ACER et intitulé Transparency and integrity of stressed power and gas markets

s'est concentré sur la transparence et l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz. En 2022, les marchés européens de gros de l'énergie ont été soumis à une pression considérable, qui s'est traduite par des prix élevés et une forte volatilité. Les exigences croissantes en matière de garanties et d'appels de marge ont encore aggravé la situation. À cette occasion, l'ACER et différentes parties prenantes ont discuté de la mise en œuvre et de l'évolution possible du REMIT, y compris de sujets tels que les notifications d'opération de marché, la qualité des données et la surveillance du marché. L'ACER a souligné l'augmen-

tation des transactions à haute fréquence ainsi que le développement des marchés de gros de l'énergie, sur lesquels des produits financiers sont de plus en plus négociés à la place des produits énergétiques de gros traditionnels. Enfin, les discussions ont porté sur la révision du règlement d'exécution du REMIT, notamment avec la proposition d'étendre le REMIT aux marchés des services-système. Le forum a réaffirmé la valeur du REMIT, en particulier en période de marchés tendus. En ce qui concerne la divulgation d'informations privilégiées, le Forum serait favorable à une plateforme unique gérée par l'ACER.

4.3 Surveillance du marché : les chiffres de 2022

Malgré la situation exceptionnelle du marché, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom en 2022 est passé de 82 à 86. En revanche, le nombre de fournisseurs de données raccordés à l'infrastructure de l'ElCom, les « Registered Reporting Mechanism » (RRM), n'a pas changé, restant à neuf. Ce chiffre va toutefois changer en 2023, car un autre RRM a entamé le processus d'enregistrement auprès de l'ElCom à la fin de l'année.

Les RRM transmettent les données des acteurs actifs sur les marchés de l'UE. Jusqu'à présent, il s'agissait des opérations de négoce d'énergie réalisées sur les marchés de l'UE. Désormais, les opérations de négoce d'énergie des acteurs du marché d'importance systémique sur la place de marché suisse en font également partie. Comme les années précédentes, l'ElCom a obtenu les données fondamentales et les publications sur les informations privilégiées via ses propres interfaces, spécifiquement créées, avec le REGRT-E et la plateforme de transparence de l'EEX.

En raison des nouvelles bases légales, la quantité de données fournies a augmenté en 2022. Au cours de la période considérée, l'ElCom a

reçu 59,6 millions de transactions standard rapportées et d'ordres de négoce associés, soit une augmentation de plus de 30 % par rapport à 2021. Ce sont surtout les ordres rapportés qui ont augmenté de 11,2 millions, alors que le nombre de contrats standard n'a augmenté que de 3,1 millions. À cet égard, les contrats standard rapportés contiennent désormais aussi les transactions relatives à la place de marché suisse rapportées selon la LFiEl. L'augmentation des dossiers fournis s'explique par une tendance à des activités de trading de plus en plus à court terme et par le recours accru à des algorithmes de trading automatisés qui en découle.

En ce qui concerne les données transmises, les contrats standard représentent toujours la majorité des notifications en 2022, avec près de 90 %. La prédominance des affaires à court terme par rapport aux contrats à terme, établie les années précédentes pour les contrats standard, s'est maintenue, avec une légère augmentation de 95 à 96 %. Il est frappant de constater que la majorité des données transmises (avec 74 %) proviennent du négoce continu à court terme. En plus des contrats standard, les acteurs

du marché enregistrés ont signalé une baisse de 12 % des contrats non standard.

Durant la même période, la livraison de données fondamentales et d'informations privilégiées a en revanche baissé. Environ 815 000 notifications de moins qu'en 2021 ont été enregistrées, soit une baisse de près de 13 %.

L'ElCom intègre encore d'autres données afin de mieux comprendre le marché et pour pouvoir observer et évaluer efficacement le fonctionnement des marchés et les mécanismes de formation des prix, p. ex. les prix de règlement de l'EEX et de l'EPEXSpot, qui servent de références dans les analyses, ou des informations de Refinitiv. En complément, des informations émanant de sources publiques (comme MétéoSuisse) sont également utilisées. Depuis 2022, l'ElCom se procure désormais aussi des données directement auprès de l'ECC.

Le traitement et l'analyse des données relevées permettent d'évaluer ce qui se passe effectivement sur les marchés suisses et européens de gros. Justement, 2022 a montré qu'il est très important pour la sécurité de l'approvisionnement de suivre et d'analyser de près l'évolution des prix et ses causes sur les marchés des pays voisins, car les prix du marché en Suisse dépendent fortement des développements et événements dans ces pays.

Les données fondamentales disponibles sont aussi 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 améliorer la qualité des analyses, des études et des publications de l'ElCom.

4.4 Mesures prises en Suisse : LFiEl, décision de l'ElCom, LSTE

En raison des développements intervenus au début de l'année et afin d'être mieux préparé à d'autres demandes émanant du secteur de l'électricité pour un soutien financier par la Confédération, il a été décidé au printemps 2022 d'entamer des travaux préparatoires en vue d'une loi sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEl). L'Assemblée fédérale a adopté le projet le 30 septembre 2022.

Mi-2022, la situation en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité s'était encore aggravée : le risque de ne plus recevoir de gaz de Russie s'était accentué. Il s'agissait donc d'intensifier la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement, y compris en ce qui concerne l'électricité. Compte tenu des interconnexions inhérentes aux opérations commerciales, l'insolvabilité d'une entreprise pourrait en affecter

d'autres et engendrer des faillites supplémentaires, mettant alors en péril la stabilité du système et la sécurité de l'approvisionnement.

C'est pourquoi l'ElCom avait décidé, en vertu de l'art. 25, al. 1, LApEl, que les trois plus grandes entreprises énergétiques suisses devaient lui remettre tous les contrats standard concernant le commerce de gros d'électricité conclus pour la période de livraison 2022 ainsi que pour les périodes de livraison futures jusqu'à cette date, avec lieu de livraison en Suisse et une durée de livraison d'au moins un mois. Les données relatives aux produits négociés sur l'EPEX SPOT ont été exclues, car elles ont déjà fait l'objet d'un rapport à l'ElCom.

Suite à la demande d'Axpo SA de soutien financier de la part de la Confédération, la LFiEl qui venait d'être préparée est entrée en vigueur le 1er 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.

L'ElCom intervient alors en tant qu'expert pour déterminer quelles entreprises du secteur suisse de l'électricité doivent être considérées comme d'importance systémique. En outre, conformément à l'art. 19, al. 2, LFiEl, l'ElCom analyse et traite les documents et informations sur les opérations de négoce d'énergie conclues, ainsi que la présentation des évolutions du marché qui pourrait imposer aux entreprises d'importance systémique d'avoir des liquidités supplémentaires.

Lors du dépôt de la demande d'octroi des prêts, l'ElCom observe en outre le besoin de liquidités pour l'entreprise concernée sur la base des positions ouvertes auprès de contreparties et des appels de marge (margin calls) sur l'ensemble des marchés organisés. Pour mettre en œuvre ce suivi, le système de monitoring du marché (MMS) existant a été complété par un module correspondant. Les rapports internes liés à la LFiEl commenceront en 2023. Le 16 décembre 2022, le Conseil fédéral a mis en consultation la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE). Le nouveau projet de loi traite de la transparence du marché et de l'intégrité (des marchés) de l'électricité et du gaz en Suisse. Il est prévu de confier la surveillance des deux marchés à l'ElCom.

4.5 Mesures prises par l'UE pour réduire les prix de l'énergie

L'impact de la hausse des prix de l'énergie sur l'industrie et les consommateurs finaux a été examiné dans l'UE et des mesures ont été développées en conséquence. Ces mesures ont été examinées dans un groupe de travail incluant l'OFEN ainsi que dans le rapport hebdomadaire de l'ElCom au Conseil fédéral dans la perspective des éventuelles répercussions sur la Suisse. Dans ce contexte, l'UE a adopté en 2022, entre autres, les paquets de mesures suivants pour réduire les prix de l'énergie :

- Panoplie de mesures décidée en octobre 2021 et élargie en mars 2022 ;
- Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie ;
- Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz ;
- Règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de pro-

téger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés ;

- Règlement (UE) 2022/2577 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables ;

La panoplie permet d'étendre la réglementation des prix facturés aux consommateurs finaux pour les marchés du gaz et de l'électricité. En cas d'interruption totale des livraisons de gaz russe, elle donnerait la possibilité de fixer un plafond de prix administratif pour toutes les importations de gaz. En outre, elle prévoit entre autres un développement accéléré des énergies renouvelables et des paiements forfaitaires aux ménages.

Le règlement (UE) du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie a plusieurs objectifs :

- réduire la demande en électricité ;
- instaurer un plafond sur les recettes issues

- du marché et une répartition des recettes excédentaires entre les clients finaux ;
- introduire une contribution de solidarité temporaire de la part des entreprises pétrolières et gazières ;
- Les États membres peuvent introduire des tarifs régulés pour les PME à titre d'exception aux règles de la directive (UE) 2019/944 concernant le marché de l'électricité.

Concernant la demande d'électricité, les États membres de l'UE doivent mettre en œuvre des mesures visant à réduire de novembre 2022 à mars 2023 de 10 % la consommation brute mensuelle d'électricité par rapport à la consommation mensuelle moyenne des cinq dernières années. Chaque État membre doit réduire sa consommation brute d'électricité de 5 % pendant les heures où les prix sont le plus élevés. Les recettes du marché pour les producteurs d'électricité issue de l'éolien, du solaire, de la géothermie, de centrales au fil de l'eau, de la biomasse (à l'exception du biogaz), des déchets, de l'énergie nucléaire, du lignite, du pétrole et de produits pétroliers sont limitées à 180 EUR/MWh. Le plafonnement s'applique aux transactions sur toutes les périodes (année, trimestre, Day Ahead, Intraday) et indépendamment du fait que l'électricité soit négociée de gré à gré (OTC) ou sur un marché boursier. Les obligations contractuelles existantes ou futures, les contrats de vente directe (Power Purchase Agreement PPA) ou les opérations à terme qui entraînent des recettes du marché issues de la production d'électricité inférieures au plafond n'entrent pas dans le champ d'application de la directive.

Le règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité établit des règles sur la mise en place accélérée d'un service permettant l'agrégation de la demande et l'achat commun de gaz par des entreprises établies dans l'Union, les plateformes de réservation de capacités secondaires et de transparence pour les installations de GNL et les installations de stockage de gaz, et la

gestion de la congestion dans les réseaux de transport de gaz. Afin d'éviter des prix excessivement élevés, le règlement prévoit un mécanisme temporaire de gestion de la volatilité intrajournalière pour les fluctuations excessives des prix et un indice de référence ad hoc pour le GNL, qui sera élaboré par l'ACER. Il établit également des mesures, en cas d'urgence gazière, visant à distribuer le gaz de manière équitable par-delà les frontières, à préserver l'approvisionnement en gaz pour les clients les plus critiques et à garantir la mise en place de mesures de solidarité transfrontière. En outre, une agrégation contractuelle de la demande est prévue pour une quantité équivalente à 15 % des besoins de stockage de l'UE. L'objectif de ces mesures est d'utiliser efficacement le pouvoir de marché de l'UE et d'éviter que les États membres ne se fassent concurrence.

Le règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché prévoit que ledit mécanisme est automatiquement activé lorsque l'« événement de correction du marché » se produit lorsque :

- le prix de règlement des instruments dérivés TTF à expiration la plus proche (front month) dépasse 180 EUR/MWh pendant trois jours ouvrables ; et
- est supérieur de 35 EUR au prix de référence du GNL au cours de la période visée au niveau mondial.

Une fois activée, la limite d'offre dynamique s'applique pendant au moins vingt jours ouvrables. Entrant en vigueur le 15 février 2023, le règlement est applicable pour une période d'un an. Le plafond ne s'applique pas aux transactions de gré à gré (OTC), aux bourses day-ahead et aux bourses intraday. Au plus tard le 1er novembre 2023, la Commission réexaminera le règlement à la lumière de la situation générale de l'approvisionnement en gaz et, sur cette base, proposera, le cas échéant, une prorogation de sa période d'application.

Si la limite d'offre dynamique est inférieure à 180 EUR/MWh (c'est-à-dire que le prix de référence est inférieur à 145 EUR/MWh) pendant les trois derniers jours ouvrables consécutifs (après la période de validité de 20 jours), elle est automatiquement désactivée. Elle est en outre automatiquement désactivée à tout moment si la Commission européenne déclare une situation d'urgence au niveau régional ou au niveau de l'Union conformément au règlement sur la sécurité de l'approvisionnement, notamment dans

une situation où l'approvisionnement en gaz est insuffisant pour satisfaire la demande de gaz (le « rationnement »). Dans les deux cas, l'ACER publie sans retard un « avis de désactivation » sur son site internet.

Enfin, le règlement établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables doit accélérer les procédures d'octroi de permis des installations utilisant des sources d'énergie renouvelables et définir des délais précis à cet effet.

4.6 Stratégies de couverture et besoin de liquidités pour le mécanisme de sauvetage

En juin 2021, le professeur Karl Frauendorfer et Robert Gutsche ont publié une étude à l'attention des parties prenantes du secteur suisse de l'électricité sous le titre « Empirische Analysen zu Finanzberichten der Alpiq, Axpo, BKW » (Analyses empiriques des rapports financiers d'Alpiq, Axpo, BKW).

Dans les deux études de suivi de mai 2022 (« Alpiq : Quo Vadis ? » et « Geschäftsmodell der Axpo : Cui Bono ? »), Karl Frauendorfer avance la thèse selon laquelle Alpiq et Axpo procèdent à la mise en place successive de positions spéculatives de négoce pour compte propre. La couverture effective de la production d'électricité s'écarte fortement d'une couverture uniformément répartie (de manière linéaire sur trois ans). La valeur brute des dérivés énergétiques et le volume des soldes seraient nettement plus élevés en 2021 que l'année précédente. C'est la raison pour laquelle le professeur Karl Frauendorfer était d'avis que le montant éventuel du mécanisme de sauvetage devrait être plus élevé.

L'ElCom a analysé les études du professeur Karl Frauendorfer. Il s'est notamment agi de reproduire les métriques de gestion du résultat financier résultant de la couverture par des contrats à terme liquides afin d'estimer les besoins de liquidités résultant de la couverture de la production

sur le marché de gros. Cela devrait permettre d'estimer le montant indiqué pour le mécanisme de sauvetage. On a supposé que les entreprises suisses d'approvisionnement en énergie d'importance systémique mettaient en œuvre une stratégie de couverture déterministe sur trois ans (hedge index). Par déterministe, on entend que la couverture est répartie de manière uniforme sur l'exercice, indépendamment des prix du marché et quotidiennement avec les mêmes volumes de transactions. Pour des raisons de liquidité et de simplification, seuls les cours de clôture des produits annuels allemands ont été pris en compte. L'ElCom est consciente que la stratégie de couverture des producteurs ne se focalise pas uniquement sur les produits annuels ou sur le marché allemand, mais pour déterminer l'ordre de grandeur du mécanisme de sauvetage, cette approximation devrait être suffisante.

À la date de clôture du 31 décembre 2021 et pour une couverture de la production sur trois ans, l'ElCom a calculé à l'avance un prix de couverture de 60,16 EUR/MWh pour l'année de livraison 2022, de 57,93 EUR/MWh pour l'année de livraison 2023 et de 62,89 EUR/MWh pour l'année de livraison 2024. Au 31 décembre 2021, le cours de clôture EEX pour ces années civiles était de 219,88 EUR/MWh pour 2022, de 125,14 EUR/MWh pour 2023 et de 88,55 EUR/MWh

pour 2024. Par besoin de liquidités, on entend la variation de valeur du contrat à la date de clôture. C'est-à-dire que la différence entre le prix de couverture et le prix de la transaction EEX pour ce contrat correspond à la marge de variation proprement dite, qui est toujours due pour les transactions boursières et qui n'est due pour les transactions de gré à gré que si un CSA (Credit Support Annex) a été convenu avec la contrepartie. Les liquidités supplémentaires sous forme de marge initiale, qui sont dues par le négoce en bourse et avec lesquelles la bourse se couvre contre d'éventuelles évolutions de prix dans les deux jours de négoce suivants, afin de pouvoir se réapprovisionner sur le marché sans pertes en cas de défaillance d'une contrepartie, ne sont pas prises en compte dans les besoins en liquidités calculés par le Prof. Frauendorfer, ceci au motif que la marge initiale est restituée à la livraison du contrat. Cependant, l'entreprise énergétique doit bien entendu être en mesure de fournir ces liquidités avant la livraison.

Du point de vue de l'ElCom, le besoin de liquidités calculé sur la base du hedge index sous-estime le besoin réel de liquidités si l'acteur du marché négocie beaucoup en bourse, alors qu'il est surestimé si l'acteur du marché ne fait que du gré à gré avec des contreparties sans accord CSA.

Les arguments avancés sont que le dimensionnement du mécanisme de sauvetage ne

devrait pas se faire uniquement sur la base du volume de production, car en cas de crise, le besoin de liquidités exigé par toutes les transactions commerciales dans le cadre de la gestion du portefeuille de transactions est déterminant. Les opérations pour compte propre d'ordre spéculatif sont comprises dans le portefeuille de transactions.

L'ElCom a estimé que pour dimensionner le mécanisme de sauvetage, il fallait calculer un besoin de liquidités qui pourrait survenir si les prix de gros continuaient à augmenter à partir du deuxième trimestre 2022 (date de l'élaboration du mécanisme de sauvetage au sein de la Confédération), car les entreprises pouvaient faire face elles-mêmes aux exigences antérieures.

Les discussions menées à l'époque avec les acteurs du marché ont révélé qu'en raison du besoin croissant de liquidités sur les bourses, les stratégies de couverture pour l'année de livraison 2025 (qui auraient dû commencer en janvier 2022) ont été partiellement stoppées ou réduites. Ce risque de marché est accepté pour réduire le risque de liquidité. De plus, les acteurs du marché ont déjà mis en œuvre de nombreuses mesures pour réduire les besoins en liquidités, qui lorsqu'ils résultent de stratégies de négociation pour compte propre sont difficiles à calculer. Pour l'instant, l'ElCom n'a pas jugé nécessaire d'adapter le montant du mécanisme de sauvetage.

4.7 Analyse de l'enquête de la CRE

Les prix du marché de l'électricité ont fortement augmenté en 2022. Ce phénomène a été particulièrement marqué sur le marché français en raison de la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises en 2022 et il a donc soulevé quelques questions. En effet, les prix à terme sont censés représenter la moyenne des prix attendus sur la période considérée, mais ils reflétaient également une prime de risque incluse en raison des incertitudes et d'une

connotation négative des conditions de marché qui en découle. Pour les produits français en particulier, il s'est avéré que la prime de risque incluse dans les prix futurs était bien supérieure à ce que l'on pouvait attendre, même en se basant sur le scénario le plus pessimiste pour l'hiver à venir. Ce phénomène était particulièrement visible dans l'écart de prix entre la France et l'Allemagne pour les produits à terme pour l'hiver 2022-2023 (voir figure 10).



Figure 10 : Différence de prix Allemagne vs France des produits à terme Base Q4 2022, Q1 2023 et Y 2023.

C'est dans ce contexte que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a souhaité analyser ce phénomène et a interrogé, en août 2022, les 44 principaux acteurs intervenant sur le marché français concernant leurs stratégies et leurs attentes.

Cette analyse concernait également les acteurs du marché suisse en raison de leurs activités de négoce. Afin de gérer au mieux et le plus tôt possible la couverture de leur production et les risques qui y sont liés (prix, volumes, etc.), les acteurs du marché suisses sont très actifs sur le marché français. Conformément à l'art. 26a OApEI, l'ElCom a eu accès aux réponses de quatre acteurs du marché suisses.

Dans le cadre de son enquête, la CRE a interrogé les acteurs du marché sur leurs stratégies de négoce, sur leurs activités de couverture et sur leur méthode de gestion du risque de marché, ainsi que sur leurs stratégies. L'enquête se limitait aux produits FR Q4 2022, FR Q1 2023 et FR Y 2023. Les réponses reçues par l'ElCom ont montré qu'en raison de modification des conditions du marché, le comportement commercial des acteurs du marché a changé à trois niveaux :

Premièrement, les différents acteurs du marché ont adapté leur gestion des risques en raison de la forte volatilité des marchés. Les risques liés aux positions et à la liquidité semblent être mieux surveillés et les limites internes sont réexaminées plus régulièrement.

Deuxièmement, en raison du risque accru, on constate également une réduction globale des activités commerciales. Ainsi, certains acteurs ont introduit des mesures restrictives en ce qui concerne le négoce et les opérations pour compte propre, avec pour corollaire une réduction des activités sur le marché français. Parallèlement, l'augmentation des appels de marge sur les bourses de l'électricité en raison des prix élevés a également incité les participants au marché à limiter fortement les transactions sur les places boursières afin de limiter le risque de liquidité qui en découle.

Troisièmement, étant donné que le marché français présente une prime de risque très élevée, contrairement aux autres pays voisins, les acteurs du marché suisses ont procédé à une réévaluation de leur stratégie de négoce. Le marché allemand a été préféré au marché français

comme instrument de couverture pour des raisons de risque. En outre, certains acteurs du marché semblent avoir opté pour une réduction des activités commerciales sur les marchés à terme et un transfert vers des produits à court terme, préférant être plus exposés au risque de prix (du fait qu'ils ne se couvrent qu'à une date ultérieure) qu'au risque de volume (du fait des mises à jour des prévisions de disponibilité des outils de production). La CRE a également

constaté ce retrait des acteurs sur le marché français du long terme.¹ De plus, il semble qu'au même moment, les acheteurs devant couvrir leur consommation et leur approvisionnement aient, pour certains d'entre eux, acheté les quantités nécessaires plus tôt qu'auparavant. Cette distorsion pourrait avoir contribué à une plus grande volatilité des prix sur le marché français.

¹ Cf. *Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023 - CRE*

4.8 Suivi des spreads de produits hivernaux

En 2022, la section Surveillance du marché s'est particulièrement intéressée à l'évolution des spreads (écarts de prix) des produits d'hiver. En particulier, dans un souci de sécurité de l'approvisionnement en Suisse, la différence de prix entre le T4 22 et le T1 23 Base, mais aussi entre les mois de décembre 22 ainsi que janvier, février et mars 23 a été observée. De même, les écarts de prix (spreads) entre la Suisse et la France et entre la Suisse et l'Italie ont été suivis durant tout l'hiver 2022/2023.

Des prix sur le marché de gros pour le T4 22 plus élevés que ceux du T1 23, ou des prix pour décembre 22 plus élevés que ceux de janvier ou février 23 pourraient conduire à vider les dispositifs de stockage (réserves) plus rapidement que d'habitude, ce qui augmenterait fortement le risque d'une situation de pénurie d'électricité à la fin de l'hiver. Les différences de prix avec les pays voisins donnent des indications sur les flux commerciaux attendus.

Les différences de prix au T1 23 Base entre la Suisse et les pays voisins ont fortement évolué au cours de l'année. Si, fin août 2022, le T1 23 Base se négociait encore en Suisse à 1000 EUR/MWh via l'Italie et à environ 400 EUR/MWh via l'Allemagne (proche du niveau de prix français), il se situait fin 2022 à un niveau similaire dans tous les pays. Le marché a estimé

que le risque d'une pénurie en France, en Suisse et en Allemagne était le plus élevé à l'été 2022, en raison d'une faible production des centrales nucléaires françaises et d'une éventuelle pénurie de gaz en Allemagne. Le risque de pénurie de gaz était nettement moins élevé en Italie en raison de sa bonne connexion au marché international du GNL, ce qui explique que les prix du marché à terme en Italie n'incluaient pas de prime de risque par rapport aux coûts marginaux des centrales à gaz.

Vers fin 2022 et début 2023, les différences de prix reflétaient une situation plus détendue pour l'hiver 2022/2023. Le temps plus doux du quatrième trimestre de 2022 et, par conséquent, une moindre consommation de gaz ont fait que les stocks de gaz étaient élevés dans le nord-ouest de l'Europe début 2023 (84,5 %). Des précipitations plus abondantes, les températures douces et les prix spot plus bas vers la fin de l'année ont également permis de commencer l'année 2023 avec un niveau très élevé des réserves d'eau suisses. La meilleure disponibilité des centrales nucléaires françaises vers la fin de 2022 a également fait fondre la prime de risque sur le marché français, de sorte que vers la fin de l'année, l'écart de prix entre les pays pour l'année de livraison 2023, mais aussi pour le T1 23, a fortement diminué et les prix se sont rapprochés des coûts marginaux des centrales à gaz.

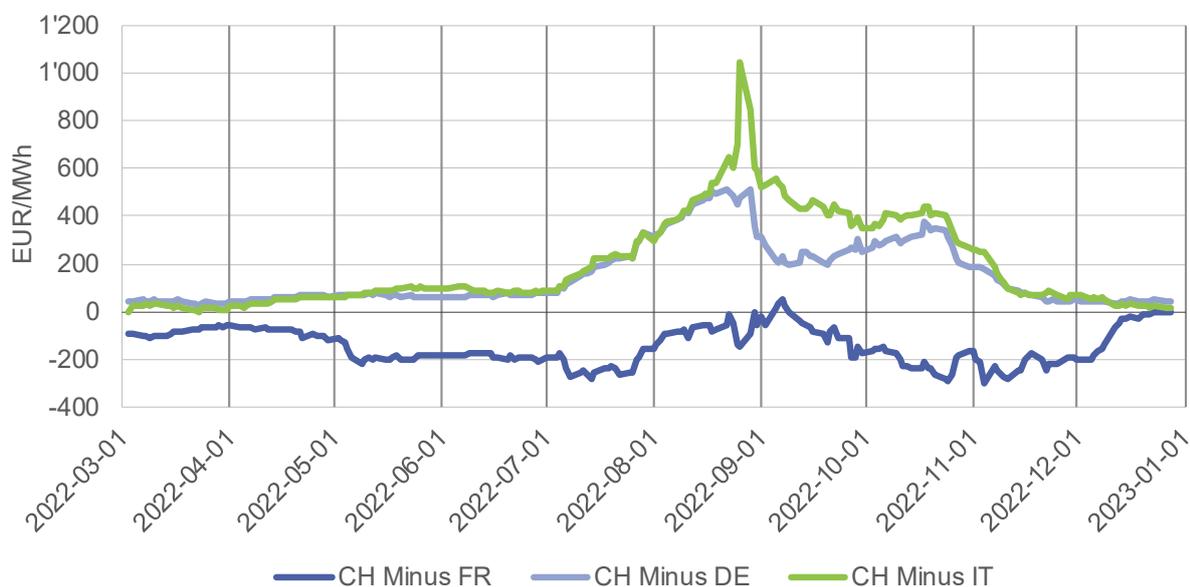


Figure 11 : Différence de prix entre la Suisse et les pays voisins France, Allemagne et Italie au T1 2023 Base

Cette détente de la situation s'est également observée au niveau des prix durant les mois d'hiver en Suisse. Si en octobre 2022, on négociait les prix de janvier et février 23 encore nettement au-dessus de ceux de décembre 22 et

mars 23, les produits mensuels se sont rapprochés en novembre. Fin décembre, la moyenne des prix spot pour décembre était même inférieure au prix du marché à terme pour janvier, février et mars 2023 (voir figure 12).

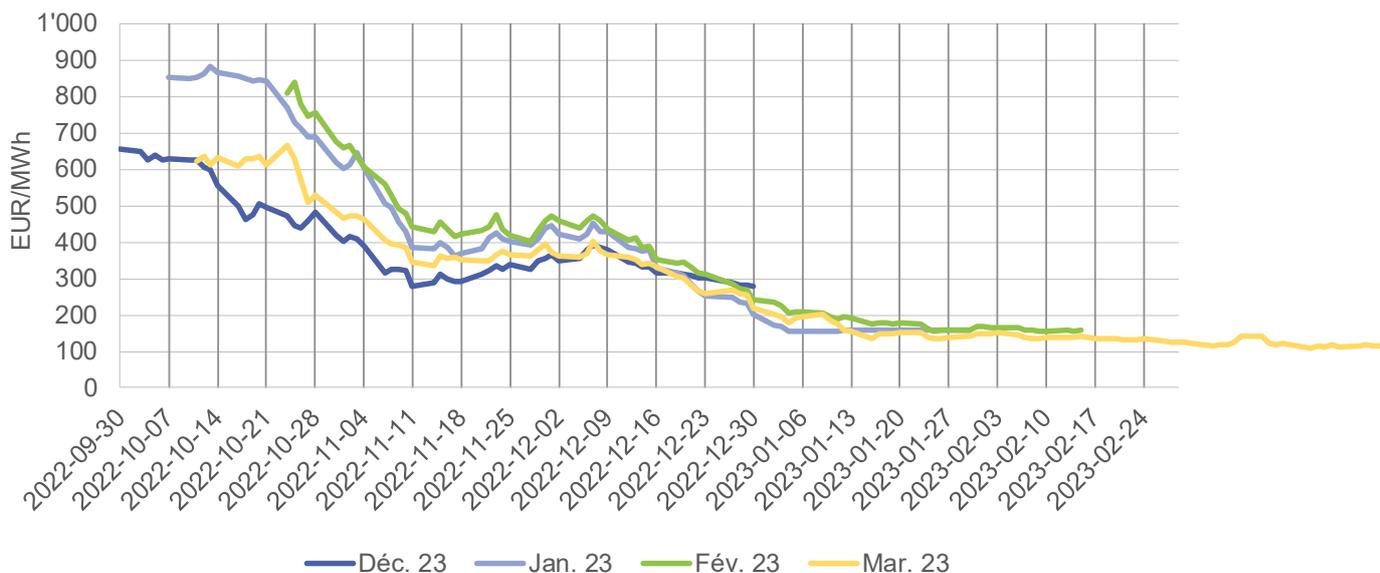


Figure 12 : Cours de clôture des produits mensuels Base Suisse pour décembre 2022, janvier, février et mars 2023 du 01.10.2022 au 09.01.2023. Avant le début de la livraison, il s'agit des cours de clôture EEX ; en cours de livraison, on fait la moyenne des prix EPEX Spot et des cours de clôture des produits journaliers et hebdomadaires d'EEX qui doivent encore être livrés. À la fin de la livraison, le prix reflète la moyenne des prix spot EPEX.

5 Sécurité de l’approvisionnement



Dans certains pays, l’énergie éolienne apporte une contribution substantielle à la sécurité de l’approvisionnement. En Suisse, une part relativement faible de l’électricité est produite par des éoliennes. Sur la photo, une éolienne dans l’Entlebuch.

5.1 Introduction

En vertu de la loi sur l’approvisionnement en électricité (art. 22, al. 3 et 4, LApEl), l’ElCom est chargée de surveiller 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 par la guerre en Ukraine et une moindre disponibilité record des centrales nucléaires françaises, ce qui a entraîné des niveaux et des pics de prix historiquement élevés sur les marchés européen et suisse de l’électricité (cf. chapitre 4.1 ainsi que, pour plus de détails et d’informations sur l’évolution des prix, rapport sur la transparence du marché de l’ElCom, publié en mai 2023).

Le marché et l’approvisionnement restant tendus, l’ElCom a surveillé de plus 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 ».

5.2 La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives

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

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

5.2.1 Rétrospective de l'hiver 2021/2022

La hausse des prix du gaz mais aussi d'autres matières premières a entraîné une augmentation continue des prix de l'électricité au cours de l'année 2021. En outre, la disponibilité nettement inférieure à la moyenne des centrales nucléaires françaises a contribué à l'augmentation des prix ; les quatre plus grands réacteurs ont été mis à l'arrêt à la mi-décembre 2021 pour des raisons de sécurité, ce qui conduit le marché français en particulier à afficher des prix records pendant les fêtes de fin d'année. Mais les prix en Suisse et dans les pays voisins en ont également été affectés.

En raison de ces prix élevés, les premiers problèmes d'approvisionnement en liquidités de certaines entreprises d'approvisionnement en énergie en Suisse et à l'étranger se sont fait sentir.¹ Ces problèmes ont finalement conduit, en Suisse également, à l'introduction et à l'activation d'un mécanisme de sauvetage pour les entreprises d'importance systémique sur le marché de l'énergie (cf. également chapitre 4.6).

À partir de décembre 2021, les centrales nucléaires en Suisse étaient entièrement disponibles pour l'hiver et au début de 2022, les lacs d'accumulation suisses étaient remplis normalement. La disponibilité du réseau de transport était bonne

et les capacités d'importation et d'exportation étaient également à leur niveau habituel.

Après que la situation sur le marché s'est un peu détendue début 2022, les prix ont fortement augmenté en raison de la guerre en Ukraine. Ce sont surtout les incertitudes quant aux livraisons de gaz russe à l'Europe qui ont entraîné une hausse des prix.

Malgré les prix élevés du marché et la disponibilité inférieure à la moyenne des centrales nucléaires françaises, la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse a été garantie en permanence durant l'hiver 2021/2022, d'une part, en raison de la forte disponibilité du réseau de transport et des bonnes possibilités d'importation qui en découlent. De plus, il y avait encore suffisamment de capacités de production en Europe (notamment en Allemagne et en Italie), ce qui, combiné aux capacités d'importation élevées, a eu un effet positif sur la situation de l'approvisionnement en Suisse à la fin de l'hiver. D'autre part, la disponibilité des centrales nucléaires suisses a été bonne, et le niveau des lacs d'accumulation est resté dans la fourchette habituelle.

1 Cf. Communiqués " Ukraine : le Conseil fédéral adopte le message sur le mécanisme de sauvetage destiné au secteur de l'électricité " et " Energie : le Conseil fédéral active le mécanisme de sauvetage et accorde un crédit-cadre à Axpo "

5.2.2 Autres événements survenus en cours d'année

Pour la première fois, 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 de l'approvisionnement en électricité, qui se reflétait dans la persistance de prix élevés.

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 les valeurs cibles.

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 d'une solution a duré tout l'été et a permis d'atteindre un niveau de disponibilité record et sans précédent.

La persistance de températures estivales élevées a également eu un impact sur le fonctionnement des centrales nucléaires ; il peut être

nécessaire de réduire ou d'arrêter la production pour prévenir les températures élevées de l'eau des rivières. En juillet, l'EiCom a refusé d'approuver un arrêt complet de la centrale nucléaire de Beznau pour des raisons de sécurité de l'approvisionnement ; la production a été maintenue mais à un niveau réduit.

Pour renforcer l'approvisionnement en électricité en prévision de l'hiver, plusieurs mesures ont été décidées durant l'exercice : réserve hydroélectrique, construction d'une centrale de réserve à Birr (AG) et augmentation des capacités du réseau de transport (cf. chapitre 5.3). À cet effet, les préparatifs pour l'augmentation temporaire de la tension de 220 à 380 kV pour l'hiver 2022/23 se sont poursuivis dans le réseau de transport afin de soutenir la sécurité de l'approvisionnement. Le test de fonctionnement pour l'augmentation de la tension des lignes Bickigen - Chippis et Bassecourt - Mühleberg devrait se faire dès janvier 2023.

5.2.3 Situation durant l'hiver 2022/2023

Après des prix de l'électricité records en septembre, une nette détente a permis de stabiliser les prix à un niveau élevé dans l'UE. La météo clémente jusqu'à la fin de l'année, la bonne production hydroélectrique et des disponibilités croissantes du parc nucléaire français ont contribué à ce résultat. La guerre en Ukraine (gaz), la disponibilité des centrales nucléaires françaises (électricité) ont continué de jouer des rôles clés. Concernant le gaz, la situation s'était détendue, notamment grâce aux importations de GNL en Europe, et les niveaux des stocks étaient élevés.

Quant aux centrales nucléaires françaises, alors qu'on prévoyait leur moindre disponibilité durant l'hiver, une croissance de leur production a fait que les planifications semblaient à nouveau plus ou moins fiables après une longue période d'incertitudes.

En réaction aux prix élevés et à la situation tendue de l'approvisionnement énergétique, l'Allemagne a décidé d'autoriser plus longtemps la production d'électricité à partir du nucléaire et du charbon, voire de réactiver des centrales. Cela a permis de maintenir des capacités d'importation et des possibilités de redispatching élevées, avec un effet positif sur le soutien mutuel de la sécurité de l'approvisionnement des deux pays.

Réalisée par Swissgrid, une étude d'adéquation portant sur l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement à court terme durant l'hiver 2022/23 en Suisse, a bénéficié du suivi de l'EiCom.¹

En ce qui concerne l'EiCom, des mesures globales ont été mises en œuvre à l'interne pour maintenir les activités même en cas de panne ou de pénurie d'électricité.

¹ cf. *Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023 (en allemand uniquement)*

Les centrales nucléaires suisses étaient entièrement opérationnelles durant l'hiver et les réserves suisses étaient prêtes à être utilisées (réserve hydroélectrique de 400 GWh dès décembre, centrales de réserve de Birr (env. 250 MW), de Cornaux (env. 30 MW) et de Monthey (env. 40 MW) à partir de février/mars 2023).

Concernant le réseau de transport, l'exploitation était assurée et les augmentations de tension temporaires de certaines lignes (voir ci-dessus) étaient opérationnelles dès janvier.

La vague de froid qui a débuté à la mi-janvier 2023 a eu peu d'impact sur le fonctionnement de l'ensemble du système. L'EiCom a donc estimé que les perspectives en matière de sécurité de l'approvisionnement étaient légèrement plus détendues.

5.3 Réserve d'hiver

Pour prévenir une pénurie d'électricité durant l'hiver, le Conseil fédéral a pris diverses mesures : création d'une réserve hydroélectrique, construction d'une centrale de ré-

serve à Birr (AG), mise à disposition d'autres centrales de réserve (Cornaux et Monthey) et groupes électrogènes de secours comme réserves complémentaires.

5.3.1 Réserve hydroélectrique

Avec l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH ; RS 734.722), le Conseil fédéral a notamment chargé l'EiCom de créer une réserve hydroélectrique pour l'hiver 2022/23. Les bases légales de la réserve hydroélectrique sont les art. 9, 29, al. 1, let. g, et 30, al. 2, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7) et l'art. 5, al. 4, de la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement du pays (LAP ; RS 531).

La réserve hydroélectrique doit permettre de garantir l'approvisionnement en électricité de la Suisse durant quelques semaines à la fin de l'hiver, même en cas d'augmentation de la consommation nationale, de réduction de la disponibilité des centrales électriques nationales et de diminution des possibilités d'importation. Constituée à titre d'assurance, la réserve doit parer à une situation critique imprévue. En revanche, si une situation de pénurie d'électricité devait se produire à l'échelle européenne, la réserve hydroélectrique ne pourrait contribuer que de manière très limitée à la sécurité de l'approvisionnement, car elle n'apporterait pas d'énergie supplémentaire dans le système.

Sur la base de ces hypothèses, l'EiCom a déterminé à l'automne 2022 une quantité

d'énergie s'élevant à 500 GWh pour la réserve hydroélectrique, avec une marge de tolérance de +/- 166 GWh, qui devait être conservée entre le 1er décembre 2022 et le 15 mai 2023. L'appel d'offres lancé a permis d'acquérir 400 GWh. En raison de la structure de l'offre, les 500 GWh n'ont pas tous été achetés, car les coûts supplémentaires ne peuvent pas être justifiés économiquement. Outre la rémunération pour conserver l'énergie, l'énergie prélevée est également indemnisée. Concrètement, la réserve est utilisée lorsque le marché ne peut plus répondre à la demande.

Les centrales qui participent à la réserve reçoivent une indemnisation pour la conservation, basée sur une procédure d'appel d'offres concurrentielle. Les coûts pour conserver 400 GWh pour l'hiver 2022/23 se sont élevés à 296 millions d'euros. Les coûts pour rémunérer la conservation de la réserve sont financés par tous les consommateurs d'électricité suisses en fonction de leur consommation, par le biais d'un supplément sur le tarif de Swissgrid pour l'utilisation du réseau.

Les expériences acquises avec la réserve hydroélectrique seront évaluées dans la perspective de l'hiver 2023/24, ce qui permettra éventuellement d'adapter l'organisation future.

5.3.2 Réserves complémentaires

Outre la création d'une réserve hydroélectrique, le Conseil fédéral a également ordonné la constitution d'une réserve complémentaire. Celle-ci se base sur l'ordonnance sur

l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver qui entre en vigueur en 2023. Au moment de clôturer la rédaction du présent rapport, cette réserve complémentaire se com-

pose des centrales de réserve de Birr (AG), Cornaux (NE) et de Monthey (VS) ainsi que de groupes électrogènes de secours qui peuvent participer à la réserve complémentaire via des agrégateurs. La puissance totale offerte par la réserve complémentaire doit être de 1000 MW. Comme pour la réserve hydroélectrique, la mise à disposition de la réserve complémentaire implique que les centrales seront également rémunérées pour

la conservation et indemnisées en cas de recours par un supplément sur le tarif de réseau de Swissgrid. L'ordonnance prévoit en outre que l'ElCom établisse un ordre de priorité des centrales participantes concernant le recours à la réserve d'hiver, en fonction des priorités qu'elle mentionne. Ainsi, selon la situation de l'approvisionnement, une interaction optimale entre les différents éléments de la réserve hivernale est assurée.

5.4 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 enregistrent 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.

Les travaux de Swissgrid et de l'ElCom se sont également poursuivis afin de parvenir à une solution similaire aux frontières nord de la Suisse avec la région de calcul de capacité « ore ». Dans ce cas, un accord reste plus difficile et incertain. Dans la zone « Core », c'est le couplage de marchés sur la base des flux d'énergie 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 7.2).

À long terme, l'UE prévoit d'étendre le couplage de marché basé sur les flux à l'Italie. Une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité n'en serait que plus importante. 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 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.

5.5 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'attention 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 la branche de l'AES « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technologies opérationnelles de l'approvisionnement en électricité » et « Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents » conformément au « Guide pour la protection des infrastructures critiques » de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP). Durant l'exercice, l'OFEN a poursuivi les travaux portant sur les prescriptions relatives à la cybersécurité dans la LApEI. Des normes minimales contraignantes sont au centre de cette démarche. L'ElCom a mené des discussions intenses à ce sujet avec l'OFEN, avec les parties prenantes concernées ainsi que dans le cadre du groupe de travail de l'AES. 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. Le renforcement de la cybersécurité matérielle est au cœur de la future surveillance basée sur les risques. 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.

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.

5.6 Qualité de l’approvisionnement

5.6.1 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 94 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci réalisent 88 % du chiffre d’affaires lié à l’énergie produite en Suisse. En 2021, ces 94 gestionnaires de réseau ont enregistré 5136 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.

	2018	2019	2020	2021	2022 ¹	Unité
Coupures	6'495	5'780	5'176	5'136		Nombre
SAIDI	14	8	12	8		Minutes par consommateur final
SAIFI	0.27	0.17	0.21	0.16		Coupures par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l’approvisionnement en 2022 seront publiés au mois de juin 2023 et pourront être consultés sur le site internet de l’ElCom.

Tableau 2 : Évolution de la qualité de l’approvisionnement en Suisse de 2018 à 2022 (coupures non planifiées uniquement)

En 2021, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 8 minutes par consommateur final, cet indicateur diminuant de 4 minutes dans tout le pays par rapport à l’année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a diminué en 2021 par rapport à l’année précédente pour s’établir à 0,16 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.

5.6.2 Capacité d’importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d’importation à disposition est aussi un paramètre important de la sécurité de l’ap-

provisionnement 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 frontières 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)	2018	2019	2020	2021	2022
Total	6'756	6'657	6'982	6'562	6'838
Frontière nord (AT, DE, FR)	5'034	4'936	5'260	4'841	5'117
France	2'772	2'678	2'944	2'923	3'018
Allemagne	1'396	1'343	1'264	1'347	1'341
Autriche	866	915	1'052	571	758
Italie	1'722	1'721	1'722	1'721	1'721

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse entre 2018 et 2022 (moyennes annuelles des NTC horaires)

La capacité d'importation a augmenté en 2022 en raison d'une capacité d'importation plus élevée en provenance de France et d'Autriche. Les travaux d'entretien prolongés de 2021 dans la région de Pradella se sont terminés début novembre et ont contribué à ce résultat.

La capacité d'importation moyenne à la frontière nord a donc de nouveau dépassé les 5000 MW ; néanmoins, la capacité d'importation totale n'a pas atteint les valeurs moyennes de 2020, qui se situaient alors, comme en 2017, à près de 7000 MW.

5.6.3 Capacité d'exportation

Compte tenu des importants flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible, en particulier

vers l'Italie et la France, joue également un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays et celle de nos voisins (voir

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)	2018	2019	2020	2021	2022
Total	8'769	7'933	8'658	8'289	8'845
Frontière nord (AT, DE, FR)	6'115	5'415	5'928	5'497	6'023
France	1'184	1'163	1'136	1'209	1'194
Allemagne	3'888	3'491	3'708	3'629	3'946
Autriche	1'043	761	1'084	659	883
Italie	2'654	2'518	2'730	2'792	2'821

Tableau 4 : Évolution de la capacité d'exportation disponible (NTC) de la Suisse entre 2018 et 2022 (moyennes annuelles des NTC horaires)

Comme la capacité d'importation, la capacité d'exportation a aussi augmenté en 2022 en raison d'une hausse de la capacité d'exportation vers l'Autriche (même raison que pour l'importation) et l'Allemagne. Concernant l'Autriche, elle n'a toutefois pas atteint les moyennes antérieures de 2017, 2018 et 2020, dépassant 1000 MW. En direction de l'Allemagne, elle était légèrement inférieure aux 4000 MW de 2017. 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 a continué d'évoluer bien en deçà des presque 3000 MW atteints en 2017. C'est pourquoi la capacité d'exportation totale est restée inférieure aux 9129 MW de 2017.

5.6.4 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'EiCom 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 programme de modernisation des installations photovoltaïques (installations PV) existantes, qui se déconnectent du réseau en cas de surfréquence. Dans un premier temps, ce programme a été limité aux installa-

tions 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. Les autres gestionnaires de réseau de distribution ont soit bénéficié d'une prolongation de délai, soit n'ont pas encore répondu.

5.7 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. D'où la nécessité de compenser en permanence les écarts, même faibles, par rapport aux valeurs cibles.

Cet ajustement se fait le plus souvent en adaptant la production d'électricité à la consommation du moment. Pour pouvoir équilibrer en continu la production et la consommation, il faut des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. La puissance de réglage fournie par ces centrales s'acquiert par une procédure axée sur le marché. Les coûts qui en découlent sont imputés aux clients finaux par le

biais des tarifs pour les services-système (SDL) généraux. En plus de ces tarifs, d'autres prestations nécessaires à l'exploitation sûre du réseau sont facturées : la gestion des bilans d'ajustement, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage, le maintien de la tension et la compensation des pertes de transport. Financièrement parlant, c'est toutefois la puissance de réglage qui représente la part la plus importante des services-système. Durant l'exercice, les coûts totaux pour la puissance de réglage se sont montés à 492 millions de francs. L'augmentation est significative par rapport aux années précédentes. Près de 70 % des coûts annuels de 2022 ont été engagés au cours du second semestre. En octobre, la valeur mensuelle la plus élevée depuis l'introduction du marché des SDL en 2009 a même été atteinte avec 91 millions de francs. La forte hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros, décrite plus en détail au chapitre 4, 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 13 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années.

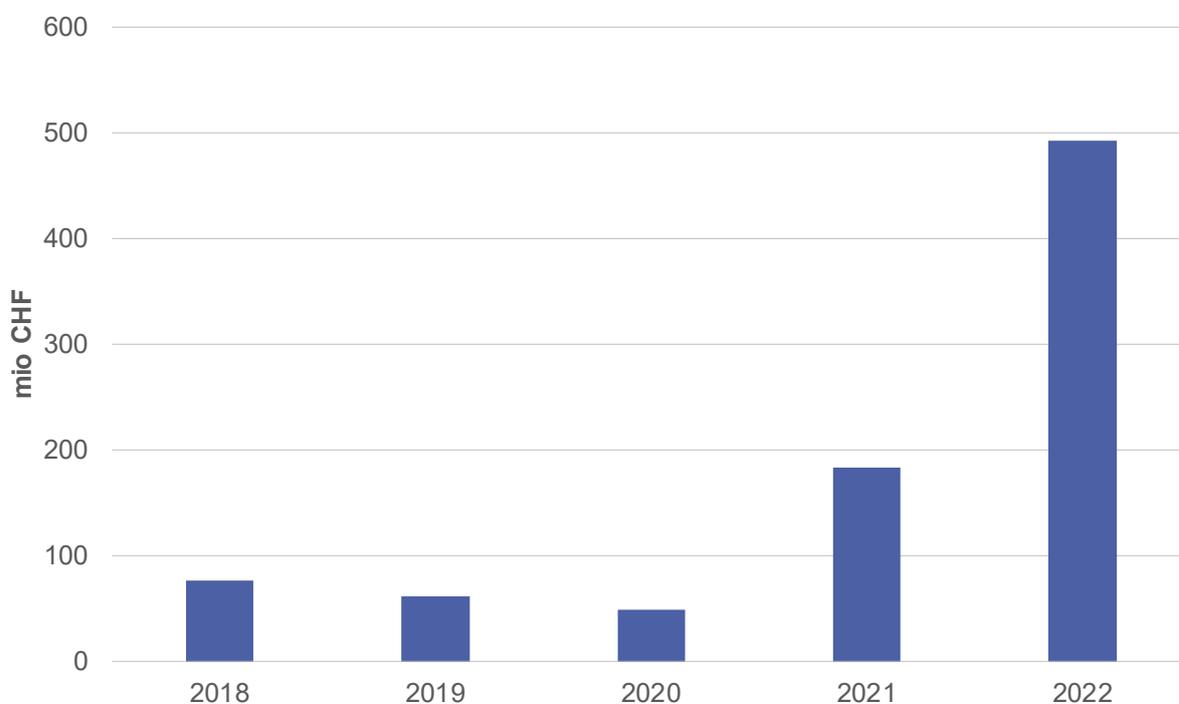


Figure 13 : Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2018 à 2022

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 gestion des risques et la compréhension de leurs rôles par les acteurs. Durant l'exercice, les coûts totaux pour l'acquisition anticipée se sont montés à 16,5 millions de francs. En raison de la date d'acquisition, ils ont dépassé les quelque 6 millions de 2021. Afin de garantir la sécurité dans le contexte tendu de l'hiver 2022/2023, l'acquisition anticipée a été réorganisée de manière à être échelonnée et à commencer dès novembre. Les coûts pour l'acquisition anticipée de novembre et décembre 2022 se sont élevés à 99 millions de francs.

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 (FCR) ainsi que, depuis octobre 2020, l'énergie de réglage tertiaire (Replacement Reserve).

5.8 Mise en œuvre du délestage manuel et adaptations du soutirage en amont

Dans le cadre d'une procédure concernant le délestage manuel et les mesures supplémentaires à prendre si la stabilité de l'exploitation du réseau de transport est menacée (adaptations du soutirage), les parties sont parvenues, dans le cadre de discussions de conciliation menées par l'ElCom, à conclure un accord qui règle de manière exhaustive la mise en œuvre de ces mesures. La convention règle notamment les obligations et tâches concrètes du gestionnaire de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution qui y sont raccordés en rapport avec la mise en œuvre organisationnelle et technique du délestage manuel et des adaptations du soutirage en amont. Elle détermine en plus les responsabilités respectives. Par rapport à la réglementation générale et abstraite de la recommandation de la branche de l'AES « Délestage manuel », la convention concrétise donc les règles et fournit une base pour mettre en œuvre efficacement ces mesures. Les mesures préventives sont également réglementées. Compte tenu du fait que le délestage manuel et les adaptations du soutirage en amont doivent être mis en œuvre en peu de temps en cas d'urgence, cela représente une valeur ajoutée importante. La convention contient également des dispositions concernant les autres obligations et tâches des parties, qui sont par

exemple tenues d'organiser des formations et des exercices communs en ce qui concerne le délestage manuel et les adaptations du soutirage en amont. Il s'agit notamment de former aux procédures et aux processus de concertation (coordination). Il a également été possible d'élaborer des règles de répartition des coûts et de responsabilité qui, du point de vue de l'ElCom, permettent une répartition adéquate des coûts entre les niveaux de réseau concernés. La majorité des coûts courants sont assumés par les gestionnaires de réseau de distribution, tandis que les coûts liés à la mise en œuvre de mesures - probablement à de rares occasions - doivent majoritairement être supportés par le gestionnaire du réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de distribution sont également autorisés à transférer les coûts et les règles de responsabilité à leurs fournisseurs en aval, ce qui devrait constituer une condition essentielle pour la mise en œuvre aux niveaux de réseau en aval, qui n'a progressé que lentement jusqu'à présent. Dans l'ensemble, l'accord a donc permis d'accomplir des progrès considérables dans la prévention et l'élimination des menaces pesant sur une exploitation stable du réseau. Cela améliore la sécurité de l'approvisionnement du côté du réseau. L'accord a également permis de classer la procédure administrative sous-jacente.

6 Réseaux



Pour pouvoir mettre en œuvre avec succès la Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qui en découle, le réseau électrique suisse doit être développé et renforcé de manière ciblée. Sur la photo, une ligne au col de la Bernina.

6.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse est exploité par quelque 610 gestionnaires de réseau et s'étend sur 213 931 km, soit environ plus de cinq fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau de réseau 7) représentent 71 % tandis que le réseau de transport national de Swissgrid (niveau de réseau 1) ne représente avec environ 6650 km qu'un bon 3 % en tout. Les kilomètres restants se répartissent sur les niveaux de moyenne tension (niveaux de réseau 3 et 5). Dans le cadre des rapports

réguliers en lien avec la comptabilité analytique, l'ElCom surveille chaque année les réseaux électriques suisses en fonction des différentes catégories d'installations. Le nombre d'installations dans la plupart des catégories a quelque peu augmenté ces dernières années. Conformément aux attentes, le nombre des lignes aériennes et des transformateurs aériens a baissé en raison du câblage progressif, alors que la part des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté.

Classe d'installations	2017	2018	2019	2020	2021	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	120'509	122'616	124'941	130'205	131'705	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'992	1'906	2'053	1'968	2'099	km
Lignes souterraines MT (NR5)	34'675	35'307	36'433	36'428	37'725	km
Lignes souterraines BT (NR7)	79'269	80'029	82'179	81'264	82'653	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	55'011	57'091	58'891	59'108	62'518	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'590	6'652	6'717	6'717	6'652	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	6'791	6'777	6'788	6'658	6'773	km triphasé
Lignes aériennes MT (NR5)	9'784	9'458	9'346	8'818	8'751	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	8'150	7'663	7'899	6'972	6'760	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4, NR5	1'056	819	825	823	862	Nombre
Transformateurs NR2	151	145	147	149	152	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	164	167	163	168	178	Nombre
Transformateurs NR3 ²	77	76	76	87	86	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'600	2'586	2'680	2'431	2'506	Nombre
Transformateurs NR4	1'150	1'143	1'153	1'143	1'186	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	2'078	2'163	2'929	2'246	2'333	Nombre
Transformateurs NR5 ²	72	73	74	77	74	Nombre
Stations de couplage NR5 ¹	29'934	30'685	39'486	39'411	40'068	Nombre
Stations transformatrices NR6	53'144	53'730	54'850	54'142	55'546	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'457	5'265	5'487	4'993	5'049	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	174'917	177'430	182'325	191'488	19'9412	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'573'672	5'635'760	5'779'344	5'715'085	5'951'287	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau	636	630	632	623	610	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, OApEl, 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

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 21,7 milliards de francs, dont environ 90 % sont attribuables au réseau de distribution.

Les figures suivantes montrent comment, pour le réseau de distribution, la propriété et les revenus d'utilisation du réseau se répartissent selon la taille des entreprises, par rapport à la somme de leurs valeurs résiduelles de placement. Dans les deux figures, les 100 plus grands gestionnaires de réseau sont subdivisés en groupes de dix (1 - 10, 11 - 20, etc.) selon leur taille, les quelque 520 gestionnaires de réseau restants formant le groupe « Autres ». Les dix plus grandes entreprises (bleu foncé) détiennent ensemble juste 43 % de tous les actifs déclarés

(figure 14), soit environ autant que les 90 gestionnaires suivants par la taille (groupe 11 - 20 à groupe 91 - 100). Les quelque 520 petits gestionnaires de réseau (« Autres », bleu clair) ne détiennent au total que 15 %. C'est à peu près le même montant que cinq ans auparavant.

La répartition est similaire en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 15). Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) détiennent environ 42 % de tous les revenus ; ce chiffre est également resté constant au cours des cinq dernières années. La part des quelque 520 petits gestionnaires de réseau (« Autres », bleu clair) dans le total des revenus est en légère baisse et se situe encore à 14 %.

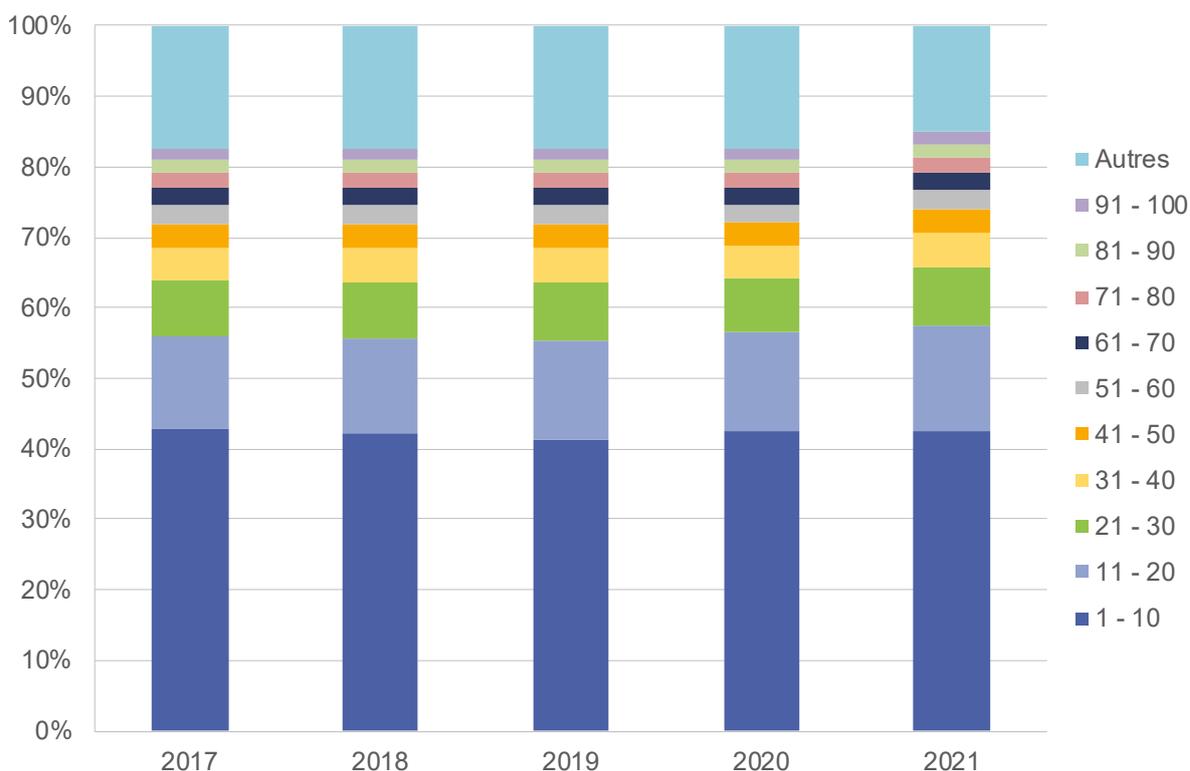


Figure 14 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

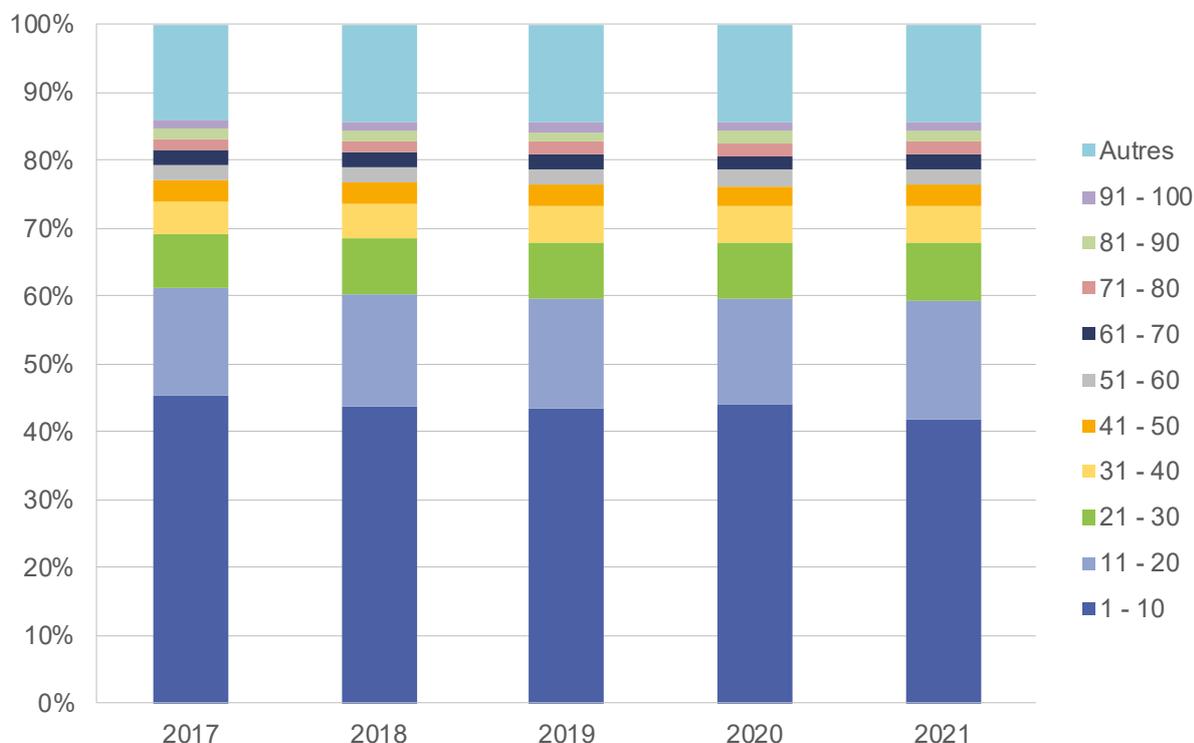


Figure 15 : Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

Pour 2021, les gestionnaires de réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments sur le réseau de distribution) supérieurs à 5,6 milliards de francs. Ces coûts reposent sur les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace, conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité. À ce montant s'ajoutent les redevances et prestations aux collectivités publiques. Les suppléments sur le réseau de transport sont également pris en compte. 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. La

composante la plus importante des coûts du réseau de distribution reste les coûts d'exploitation et de capital avec une part de 67 %, soit juste 3,8 milliards de francs (figure 16).

La part des redevances et prestations a augmenté de sept points de pourcentage ces cinq dernières années pour s'établir à 32 %. Cette part comprend les redevances et prestations des cantons et des communes (9 % des coûts) ainsi que les taxes incitatives prévues par la législation fédérale pour encourager les énergies renouvelables (avec 2,3 ct./kWh, 23 % des coûts). La hausse de cette position au cours des années précédentes s'expliquait principalement par l'augmentation progressive de 2014 à 2018 de la taxe incitative prévue par la loi pour les énergies renouvelables.

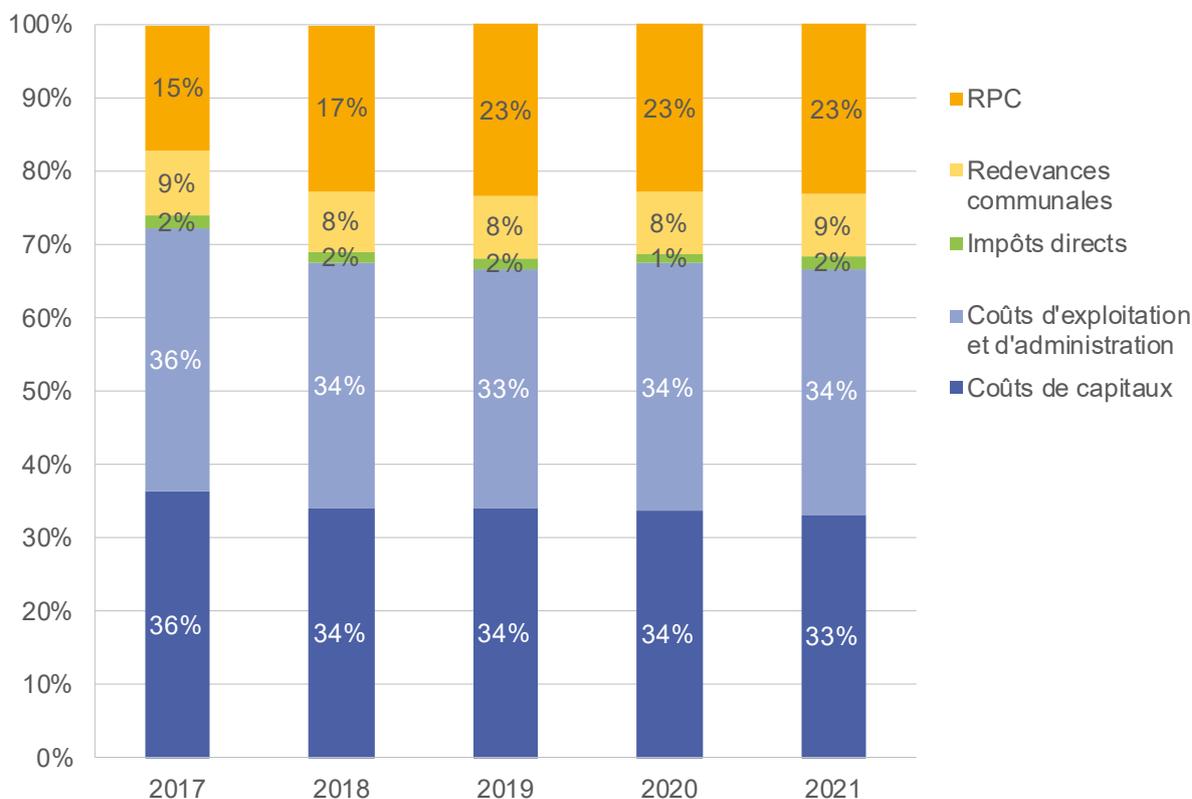


Figure 16 : Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2021, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 586 millions de francs et de 316 millions pour les services-système. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,6 milliards de francs aux coûts cumulés de 0,9 milliard de francs pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à 6,3 milliards de francs. La figure 17 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 3,1 milliards de francs. Un cinquième des coûts 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) exploité par Swissgrid représente une part de 14 % des coûts totaux du réseau électrique suisse.

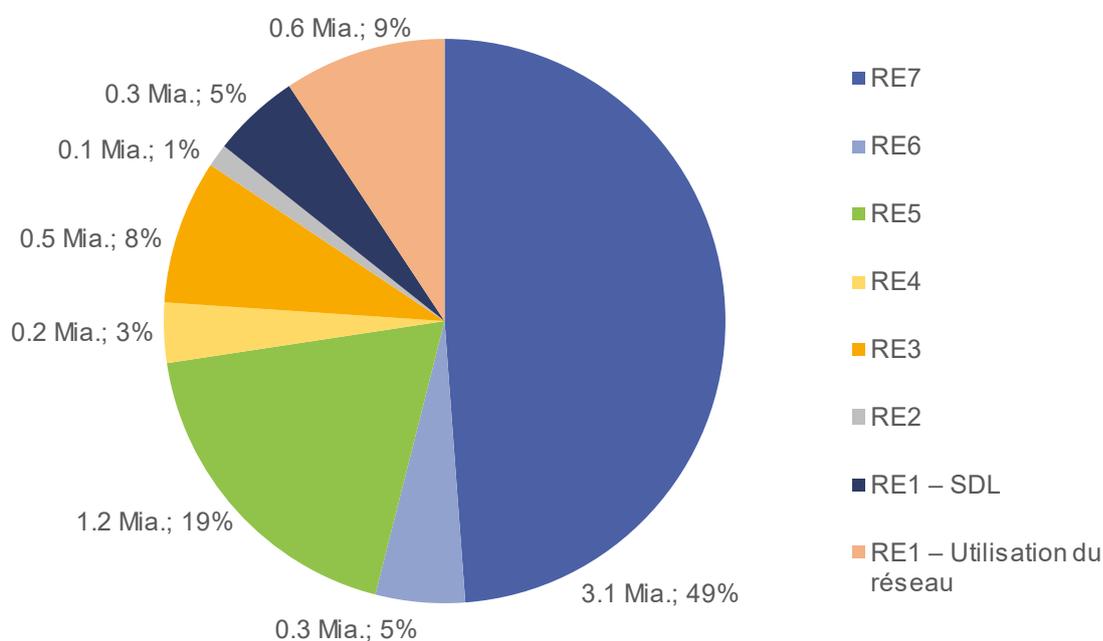


Figure 17 : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y c. redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7)

6.2 Développement et planification des réseaux

6.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEl, 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 OApEl 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 LApEl 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 OApEl.

Swissgrid soumettra à l'ElCom le premier plan pluriannuel basé sur le scénario-cadre en 2023. 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 LApEl (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.

6.2.2 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 appro-

priée 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.

6.2.3 Participation aux procédures en lien avec le plan sectoriel (PSE) et l'approbation des plans (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). 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'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 2022, l'ElCom a participé au groupe d'accompagnement dans le cadre de ses tâches légales pour les procédures du PSE suivantes : All Acqua – Magadino, Vallemaggia (PSE 109), Innertkirchen – Ulrichen (PSE 203), Innertkirchen – Mettlen (PSE 202), Marmorera – Tinzen (PSE 701.1). L'expiration prématurée de certaines servitudes d'une ligne de Swissgrid sur le territoire de la commune de Balzers au Liechtenstein constitue un défi peu courant. 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)

6.3 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.

6.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Le volume d'investissement effectif dans le réseau de transport en 2021 s'élevait à 166,5 millions de francs. Entre 2017 et 2021, les investissements annuels moyens dans le réseau de transport se sont élevés à 148,6 millions de francs.

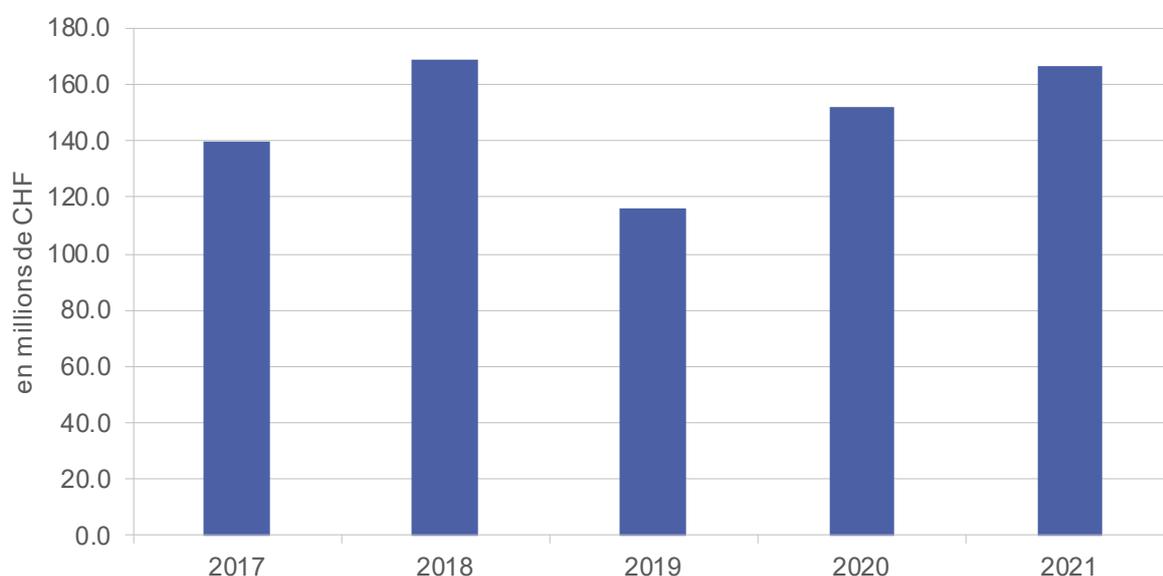


Figure 18 : Investissements dans le réseau de transport

6.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2017 et 2021, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi près de 1,4 milliard de francs par an (figure 19). Durant cette période, les amortissements ont augmenté, passant de 929 millions à plus de 956 millions de francs. En raison d'une légère augmentation des investissements, l'excédent d'investissement est passé

d'environ 419 millions à près de 474 millions de francs, malgré des amortissements plus élevés. Étant donné que la fiabilité des réseaux électriques suisses est très élevée - également en comparaison internationale (cf. chapitre 3.6), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution restent suffisants.

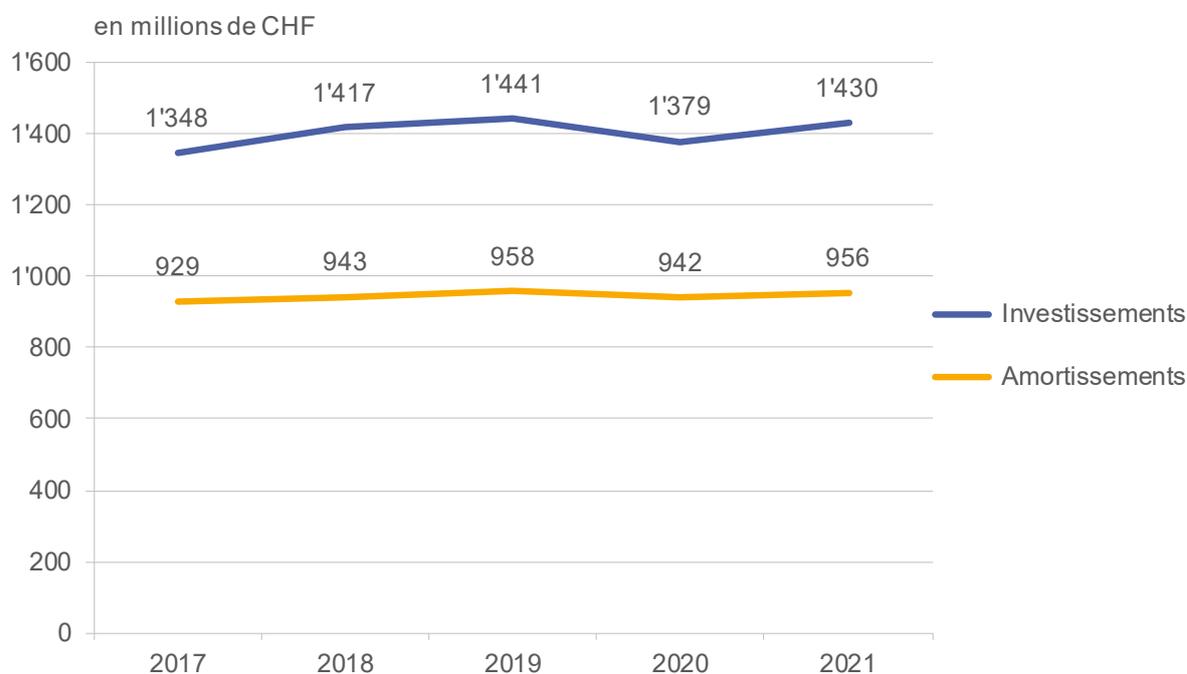


Figure 19 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

6.3.3 Taux d'intérêt théorique WACC Réseau

En Suisse, le système dit « cost-plus » sert de base pour déterminer les rémunérations imputables pour l'utilisation du réseau. Les tarifs sont basés sur les coûts réels imputables pour l'exploitation du réseau, auxquels s'ajoute un bénéfice raisonnable. Sont imputables les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Selon l'art. 15, al. 3, let. b, LApEl, les coûts de capital imputables comprennent également les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux. L'intérêt est alors cal-

culé à l'aide du WACC. Selon l'art. 13, al. 3, let. b, OApEl (nouvelle teneur introduite le 30 janvier 2013), le taux d'intérêt calculé et applicable aux valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation (WACC) correspond au coût moyen pondéré du capital investi. Les coûts moyens des fonds propres et des fonds étrangers, qui, pour simplifier, comprennent chacun un taux d'intérêt sans risque avec une majoration, constituent la base de ce calcul. Dans la méthode de calcul actuelle du WACC selon l'annexe 1 OApEl, les taux d'intérêt sans risque

pour les fonds étrangers et les fonds propres sont gelés à respectivement 0,5 % cent et 2,5 % (« floor »). C'est pourquoi le WACC n'est jamais descendu en dessous de 3,83 % au cours des dernières années et aussi en 2023, même pendant la phase de taux bas.

Le WACC pour le réseau sert d'une part à couvrir les coûts d'emprunt du réseau. D'autre part, il assure, par le biais du taux d'intérêt des fonds propres, une rémunération du capital investi en fonction des risques. Il convient de noter que les principaux risques liés à l'exploitation du réseau sont réduits à presque rien ; ceci grâce au système Cost-Plus et à la possibilité pour les gestionnaires de réseau de procéder à une facturation complémentaire pour tous les écarts budgétaires via les différences de couverture par les tarifs (cf. directive 2-2019 de l'ElCom sur les différences de couverture).

En principe l'ElCom se prononce en faveur d'une méthode de calcul du WACC qui tienne compte des risques liés à l'activité de réseau et également des conditions actuelles sur les marchés des capitaux. Elle a cependant signalé à plusieurs reprises que, dans le contexte actuel des taux d'intérêt bas, la méthode existante rendait le WACC trop élevé, notamment en raison de risques surestimés et des taux d'intérêt minimums fixés, et qu'il serait nécessaire d'adapter la méthode de calcul. De même, l'ElCom constate d'importantes lacunes dans la détermination de la prime de risque ou du groupe d'entreprises comparables (peer group) utilisé pour définir le coefficient Bêta dans le calcul du WACC. Compte tenu de l'augmentation des tarifs de l'énergie, déjà supérieure à la moyenne pour l'année 2023, une renonciation à une hausse du WACC - induite par la hausse des taux d'intérêt de manière générale - reviendrait à alléger les futurs tarifs de l'électricité.

6.4 Renforcements de réseaux

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 27 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau.

Au total, au cours des quatorze dernières années, l'ElCom a édicté 1023 décisions dans ce contexte (cf. figure 20, tableau 6).

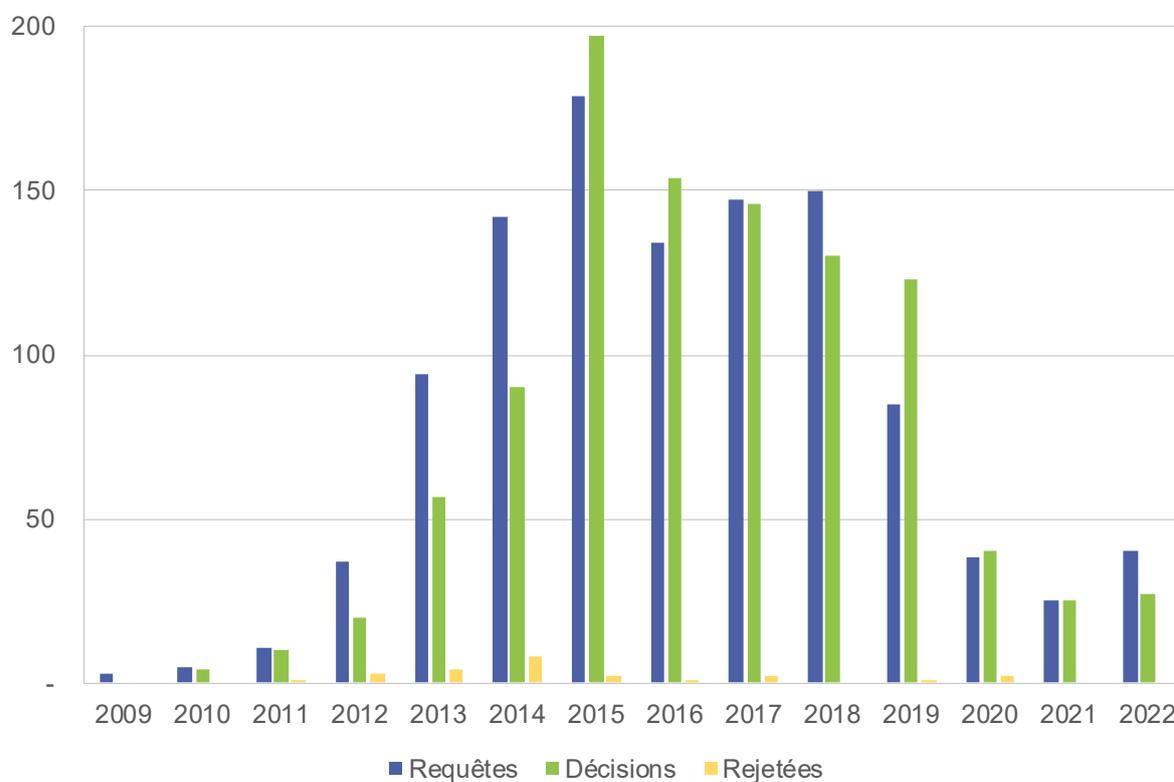


Figure 20 : Évolution du nombre de requêtes déposées et rejetées et décisions concernant la rétribution des coûts de renforcement de réseau

Fin 2022, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 122,1 millions de francs, pour une puissance de production totale de 376 MW. Le tableau 6 donne un aperçu des

principaux chiffres clés concernant les demandes de remboursement ayant fait l'objet de décision pour les coûts de renforcement du réseau nécessaires pour les années 2009 à 2022.

	Total	PV	Hydrau- lique	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	996	937	34	4	21
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	368'106	158'069	65'588	30'000	114'449

Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	746'912	2'990'952	9'262'389	2'117'200
Coûts, total [CHF]	116'670'841	71'006'334	20'069'704	19'853'343	5'741'460
Coûts moyens [CHF] ⁴	117'022	75'861	590'285	3'308'891	273'403
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	317	449	306	662	50

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 2022

7 Affaires internationales



Le réseau électrique de la Suisse est étroitement lié aux réseaux électriques voisins. De même certaines centrales sont situées sur deux pays : aux Grisons, le barrage de Punt dal Gall se situe à la frontière entre la Suisse et l'Italie, la moitié du mur et la majeure partie du lac étant en territoire italien.

7.1 Introduction

La reprise économique a été freinée à partir du second semestre de 2021 par des hausses soudaines, importantes et relativement inattendues des prix du gaz. Les autres agents énergétiques (charbon, pétrole, etc.) ainsi que les prix de l'électricité ont également connu des records qui se sont progressivement propagés à tous les marchés de gros (bourses) jusqu'en 2022. Le déclenchement de la guerre en Ukraine en février 2022 a entraîné une hausse encore plus importante des prix de l'énergie et des risques de récession en Europe et dans le monde entier.

Les hausses de prix, affectant d'abord uniquement les pays où les consommateurs ou la production d'électricité dépendent plus directement du gaz, voire du charbon, sont rapidement devenues un sujet politique dans toute l'Europe et ailleurs.

Dans le cadre du plan d'action REPowerEU visant à réduire et à mettre fin à la grande dépendance énergétique de l'UE vis-à-vis de la Russie, les États membres de l'UE ont surmonté une grande partie de leurs divergences sur les causes et les mesures correctives et ont convenu de mesures d'urgence communes qui compléteront leurs propres mesures nationales afin d'inverser la hausse des prix du gaz et de l'électricité et d'en atténuer les conséquences. REPowerEU devrait également contribuer à diversifier l'approvisionnement de l'UE en énergies fossiles en provenance d'autres pays tiers, afin de réduire la dépendance géopolitique grâce aux énergies renouvelables également.

En outre, il a été décidé d'anticiper, à partir de 2023, la réforme du cadre réglementaire de l'UE de 2019 pour l'électricité, afin de faire

face au risque accru de pénuries d'approvisionnement (y c. hausse des prix du marché). En revanche, les travaux relatifs à l'amendement du règlement CACM GL (règlement [UE] 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion), qui présente une grande pertinence pour la Suisse en ce qui concerne la problématique des flux non planifiés, ont été repoussés à plus tard.

La réforme du marché de l'électricité sera menée en même temps que celle du marché du gaz, qui a été lancée fin 2021. L'objectif est de créer les conditions d'une transition du gaz naturel fossile vers des gaz renouvelables et à faible émission de CO₂ et de renforcer la résilience du système du gaz.

Le « Single Day-Ahead Coupling (SDAC) » et le « Single Intraday Coupling (SIDC) » ont été étendus à quelques autres frontières intérieures de l'UE. Parallèlement, l'introduction du couplage de marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling, FBMC) a été

étendue de cinq à treize pays de l'UE à la mi-2022. À l'avenir, ce couplage devrait concerner d'autres pays, dont l'Italie.

À la demande de la Commission européenne, l'ACER et le REGRT-E ont lancé en 2021 un seul projet pour un nouveau code de réseau supplémentaire et l'ont poursuivi en 2022, concernant la cybersécurité dans le secteur de l'électricité (« Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows »). Le projet se réfère au règlement UE 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité, mais il sera finalisé en tant que règlement européen distinct.

En raison des liens étroits qui unissent la Suisse à ses voisins européens, tous ces développements et changements, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE, sont très importants, que ce soit pour le secteur de l'électricité, en termes de sécurité de l'approvisionnement, ou encore d'un point de vue politique, législatif et économique.

7.2 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 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 la production 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 explicites, 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) ». En juin 2022, la

frontière entre la Hongrie et la Croatie a été intégrée au SDAC, tandis que la Grèce et la Slovaquie font partie du SIDC depuis novembre. Ainsi, la capacité peut être implicitement attribuée à toutes les frontières au sein de l'UE. Mais faute d'accord sur l'électricité, la Suisse ne peut pas participer.

Avec le couplage de marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling - 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 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.

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 2022. L'Allemagne et l'Autriche, en particulier, ont toutes deux publié un plan d'action prévoyant une augmentation linéaire pour atteindre les 70 %. En 2022, l'Allemagne devait atteindre 31 % et l'Autriche 28,7 %. Pour plus d'informations concernant la prise en compte des flux suisses dans les objectifs de 70 %, voir le chapitre 5.4 (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 2024 au plus tôt.

7.3 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 les gestionnaires 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. Durant l'exercice, il y avait en Suisse une ligne marchande à la frontière italienne. Une procédure concernant cette ligne était encore en cours devant l'El-Com, qui a pu maintenant la clôturer. La réglementation prévoyant des exceptions a pris

fin durant l'exercice. La ligne a donc été transférée à Swissgrid sans indemnisation.

Les discussions concernant la réalisation d'une ligne marchande supplémentaire de la Suisse vers l'Italie, sur un tracé qui n'est plus utilisé, se sont de nouveau intensifiées durant l'exercice. Il

n'est pas exclu que pour cette ligne, l'ElCom reçoive ces prochaines années une demande de dérogation concernant l'accès au réseau. Dans ce cas, 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) serait déterminante.

7.4 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjugées 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, qui statue sur l'utilisation des recettes des enchères (art. 22, al. 2, let. c, LApEl).

Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de 2021 qui s'écarte du ratio d'utilisation convenu : 55 % du produit pour le maintien et l'extension du réseau de transport, 45 % pour la réduction des coûts. Cette proposition a été motivée par plusieurs effets spéciaux. L'ElCom a rejeté la proposition en février 2021. Elle a décidé que le ratio d'utilisation convenu doit être maintenu. En raison de la pandémie de coronavirus, Swissgrid a déposé en mars 2021 une demande de réexamen et proposait d'affecter les produits des enchères de 2021 exclusivement à la réduction des coûts imputables. Compte tenu de la situation extraordinaire, l'ElCom a accepté cette proposition.

Pour l'utilisation des produits des enchères de 2022, Swissgrid a demandé de s'écarter

du rapport d'utilisation convenu (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 taux d'utilisation convenu (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.

Durant l'exercice, Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de 2023, demandant, comme en 2021, de s'écarter du rapport d'utilisation convenu (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 : 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 le taux d'utilisation convenu (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 ne sont pas exceptionnelles en soi. Avec la décision de l'ElCom, une partie des produits des enchères sera 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 imputables baissent durablement. En décembre 2022, Swissgrid a déposé une demande de reconsidération de

l'utilisation du produit de la vente aux enchères de 2023, au motif que l'environnement géopolitique et le contexte économique du marché ont considérablement changé depuis la décision de l'ElCom. L'ElCom a rejeté la demande, estimant que le contexte du marché n'a pas changé au point de justifier un réexamen.

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 considérables 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) et de compensation des déséquilibres (Imbalance Netting IN) sont déjà actives et seront développées en fonction des besoins. 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 provisoirement coupée de ces deux dernières plateformes et cela aussi longtemps que des procédures en cours empêcheront une participation. 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]). 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.

De nouveaux ajustements sont régulièrement discutés et introduits dans la coopération FCR, notamment dans le but de faire évoluer la conception du marché vers le temps réel. L'introduction en juillet 2020 d'enchères J-1 avec une durée de produit réduite à 4 heures

en est un 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.

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 dé-

pend 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.

7.6 Instances internationales

Les fortes augmentations des prix de l'électricité et du gaz, qui étaient relativement limitées géographiquement en 2021, se sont étendues à l'ensemble de l'UE en 2022. Les conséquences de l'invasion de l'Ukraine fin février 2022 et la prolongation de la guerre - avec notamment pour corollaires la forte réduction, voire l'arrêt total, des exportations de gaz russe vers l'UE, qui a affecté plusieurs de ses États membres - ont fait que la Russie n'était plus considérée comme un fournisseur fiable.

À situation extraordinaire, décision extraordinaire ! En plus des sanctions économiques contre la Russie, l'UE a décidé de mettre en place le plan REPowerEU afin de mettre fin à sa dépendance vis-à-vis du gaz et des combustibles fossiles russes, si possible bien avant 2030 et dans un esprit de solidarité. Plusieurs des mesures et règlements prévus dans REPowerEU et mentionnés au chapitre 4.4 (Mesures prises par l'UE pour réduire les prix de l'énergie) ont été adoptés en procédure d'ur-

gence par le Conseil de l'UE, au sein duquel les États membres sont représentés, afin de faire face au risque de difficultés croissantes dans l'approvisionnement énergétique de l'UE.

Différents mécanismes permettent de réagir face aux circonstances actuelles, notamment des mesures fiscales telles que le prélèvement des bénéfices excédentaires. Ainsi, cela doit permettre d'arrêter la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie en 2022, de stabiliser, voire même de réduire nettement les prix du gaz et de l'électricité, grâce à des plafonds de prix sur les marchés de gros.

Des subventions et d'autres mesures (contribution de solidarité exceptionnelle et temporaire provenant du pétrole, du gaz naturel, du charbon et des raffineries ; plafonnement des recettes excédentaires provenant de la production d'électricité, etc.) devraient financer et atténuer de manière ciblée les répercussions les plus graves des prix élevés de l'énergie et de

l'électricité sur l'économie, l'industrie et les consommateurs d'énergie (dont les clients finaux de l'électricité). Pour ce faire, le REGRT-E a procédé à la synchronisation du réseau électrique d'Europe continentale et des réseaux électriques de l'Ukraine et de la Moldavie en mars 2022, quelques semaines après l'invasion russe et à titre de raccordement d'urgence immédiat. Depuis lors, les deux réseaux de transport sont reliés au réseau européen interconnecté afin de contribuer à la sécurité mutuelle de l'approvisionnement, de permettre l'exploitation d'urgence des centrales nucléaires ukrainiennes et les échanges commerciaux d'électricité entre l'Ukraine, la Moldavie et l'UE.

D'autres aspects de REPowerEU reposent sur l'efficacité énergétique et le recours massif aux énergies renouvelables, piliers de la transition énergétique de l'UE, relancée en 2019 par le fameux « Pacte vert pour l'Europe » (réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE d'ici 2030 par rapport à 1990 et objectif zéro carbone d'ici 2050). Pour réaliser cet ambitieux pacte vert, le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » (juillet 2021) s'applique, qui prévoit notamment la révision de la directive (UE) 2018/2001 pour les énergies renouvelables. Le pacte vert de l'UE ainsi que le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » sont massivement soutenus par le plan de relance post-COVID-19 « NextGenerationEU » (2020), doté de plus de 800 milliards d'euros jusqu'en 2027.

L'UE poursuit ses efforts pour concrétiser l'Accord de Paris sur le climat (2015) et respecter ses engagements en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, afin que l'Europe devienne le premier continent climatiquement neutre à l'horizon 2050. La transition énergétique - avec la transformation numérique de l'économie et de la société européennes ainsi que du système énergétique et une volonté plus forte de réindustrialisation européenne - reste une priorité pour

l'UE et a été partiellement renforcée par REPowerEU. Pour ce faire, les pays de l'UE doivent notamment élaborer des plans énergétiques et climatiques cohérents et des réformes réalisables de leurs propres marchés énergétiques nationaux pour la période 2021-2030.

Le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » concrétise ces ambitions par une centaine de révisions législatives dans les domaines du climat, de l'énergie et des transports, qui adaptent la législation européenne aux objectifs climatiques de l'UE. Ce processus se poursuivra en 2023 avec l'adoption d'une douzaine de ces lois pour lesquelles des compromis ou des formulations stables n'avaient pas encore été trouvés fin 2022 : objectif de 40, voire 45 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'UE en 2030 ; vente de nouvelles voitures à moteur à combustion interdite à partir de 2035 ; aspect définitif de la réforme du marché du carbone de l'UE (elle renforcera le principe du pollueur-payeur en réduisant les émissions des industries à forte consommation d'énergie de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005), etc.

Un Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) sera également introduit progressivement d'ici 2026 en tant que mesure de lutte contre le changement climatique. Ce mécanisme vise à fixer un prix du carbone sur certains produits importés dans l'UE, comme l'électricité et l'hydrogène, le ciment, le fer, l'acier et l'aluminium ou les engrais. Il vise également à renforcer les incitations à investir dans une production plus respectueuse de l'environnement dans l'UE et à l'étranger et à garantir des conditions de concurrence équitables entre les entreprises de l'UE et celles des pays tiers.

En 2022, sous les présidences française et tchèque de l'UE, les États membres et les institutions de l'UE ont eu pour priorité de prendre des mesures communes d'urgence

pour faire face à la nouvelle crise énergétique et à la guerre en Ukraine.

Toutefois, la Suède, qui assure la présidence tournante de l'UE au premier semestre 2023 (avant l'Espagne), ne prévoit plus de mesures ou de règlements d'urgence concernant la réduction des flux de gaz vers l'Europe par la Russie, à moins que la situation ne l'exige, étant donné que les États membres se sont mis d'accord en 2022 sur une série de règlements imposant certaines mesures coordonnées (exigences de stockage, plafonnement des prix de gros, plateforme d'achat commune, etc.)

Toutefois, une grande réforme anticipée du cadre juridique du marché de l'électricité de l'UE de 2019 sera lancée en 2023 (dont le règlement [UE] 2019/943 et la directive [UE] 2019/944) afin de contrer le risque accru de pénuries d'approvisionnement. Cette réforme est mise en œuvre en même temps qu'un paquet de réformes supplémentaires de décembre 2021 pour le secteur du gaz, ses marchés et infrastructures, qui prévoit des aspects transfrontaliers et une coopération régionale du secteur du gaz.

Reste à savoir dans quelle mesure il convient d'intensifier l'intégration et la complémentarité entre les secteurs de l'électricité et du gaz ou de viser un traitement égal de toutes les sources d'énergie afin d'orienter les marchés de l'électricité et du gaz vers la décarbonisation, par exemple en termes de fiscalité. Jusqu'au début 2022, l'UE souhaitait avant tout poursuivre et intensifier l'intégration des secteurs de l'électricité et du gaz naturel afin de parvenir à un véritable marché unique européen pour ces deux secteurs, tout en visant une certaine convergence des cadres réglementaires.

La révision du marché du gaz de l'UE devrait s'inspirer largement de la législation européenne sur le marché de l'électricité de 2019 et

faire du gaz naturel une énergie de transition jusqu'à ce que l'UE dispose de capacités suffisantes en matière d'énergies renouvelables, y compris d'hydrogène. Les risques concrets pour la sécurité énergétique de l'UE, ses mesures d'urgence et sa volonté d'accélérer encore la transition énergétique et la décarbonisation pourraient conduire à une fragmentation des réglementations spécifiques et compromettre d'autres objectifs, tels qu'une certaine neutralité technologique et une égalité de traitement des différents marchés et sources d'énergie (y c. , p. ex., en matière de fiscalité).

La nouvelle série de propositions législatives de la Commission européenne de décembre 2021 vise à créer les conditions d'une transition du gaz naturel fossile vers des gaz renouvelables et à faibles émissions de CO₂, notamment le biométhane et l'hydrogène, et à renforcer la résilience du système gazier. Cette proposition est intervenue dans un contexte d'augmentation générale des prix de l'énergie - y compris de l'électricité - qui s'est accentuée au cours du second semestre 2021 et que l'UE et ses États membres n'ont guère pu atténuer en 2022.

L'ACER et l'EICOM avaient signé un « Memorandum of Understanding » MoU en 2015 et y avaient convenu d'un statut d'observateur pour l'EICOM dans les groupes de travail de l'ACER en charge de l'électricité. La forte intégration du réseau électrique suisse en Europe était alors la motivation commune pour permettre une telle collaboration. Suite à la rupture des négociations sur l'accord-cadre Suisse-UE en mai 2021, l'ACER avait dénoncé le MoU en août 2021. L'EICOM a donc perdu son statut d'observateur et son droit de regard direct sur les groupes de travail correspondants. Elle manque donc depuis lors d'informations directes sur les développements importants pour la Suisse au sein de l'UE, qui sont traités par l'« ACER Electricity Working Group » et ses sous-groupes.

De plus, depuis 2021, la Commission européenne refuse que l'ElCom participe en tant qu'observateur au Forum européen de réglementation de l'électricité. Ce forum dit « de Florence » s'intéresse au défi de l'intégration du marché intérieur européen de l'énergie. L'ElCom s'efforce de compenser ce manque d'informations par des échanges bilatéraux et de continuer à faire valoir les intérêts de la Suisse.

Depuis juillet 2022, des centres de coordination régionaux (RCC - Regional Coordination Centers) ont été mis en place et remplacent formellement les coordinateurs de sécurité régionaux (RSC - Regional Security Coordinators) comme Coreso ou TSCNet Services. Sur la base du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité, ces centres se voient ainsi confier des tâches supplémentaires et fonctionnent désormais sous une gouvernance modifiée, qui s'oriente sur les régions d'exploitation du réseau (System Operation Regions) nouvellement créées. Les RCC (comme les RSC auparavant) jouent un rôle central dans la coordination de l'exploitation sûre du système, effectuant des calculs de capacité et des analyses de sécurité pour le compte des gestionnaires de réseau de transport. Comme décidé en 2021 et malgré les nouvelles exigences de l'UE en matière de gouvernance, Swissgrid pourra rester actionnaire de TSCNet également à l'avenir. Dans la nouvelle structure, Swissgrid aura certes moins de pouvoir

de décision ; cependant le flux d'informations nécessaire à l'exploitation sûre du système est garanti. Mais la mise en œuvre effective des RCC prendra encore plusieurs années et comporte de nombreuses incertitudes.

L'ElCom a participé aux discussions relatives à l'évolution de la gestion de capacités aux frontières du nord de l'Italie.

De plus depuis 2012, 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 2022, 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 « WFER - World Forum on Energy Regulation » (mars 2023).

Le « Réseau OCDE des régulateurs économiques de l'OCDE » (NER) travaille depuis 2021 sur les ressources, la planification stratégique et l'évaluation des performances des autorités de régulation économique, ainsi que, dans un cadre plus large, sur les thèmes horizontaux de la stratégie pour un gouvernement vert et de la promotion de l'innovation, qui caractérisent l'ensemble des travaux de l'OCDE depuis 2022.

8 Perspectives

Le thème de la sécurité de l’approvisionnement continuera de constituer une priorité dans les activités de l’ElCom. Comme durant l’hiver 2022/23, c’est surtout la disponibilité des centrales nucléaires françaises ainsi que celle du gaz qui devraient revêtir une importance critique à court et moyen terme pour la sécurité de l’approvisionnement en électricité en Europe et donc aussi en Suisse. Pour la Suisse en particulier, il est également important de poursuivre la mise en œuvre des mesures à court terme déjà engagées pour stabiliser la sécurité de l’approvisionnement, notamment la réserve d’hiver. L’ElCom joue un rôle central dans le suivi de la sécurité en la matière et de la mise en œuvre de ces mesures à court terme.

En raison de la réduction massive des livraisons de gaz en provenance de Russie et de l’éventualité d’une suppression totale de ces livraisons, le risque de pénurie de gaz persiste également en Europe pour l’hiver 2023/24. En raison du rôle des centrales à gaz dans le mix électrique européen, cela aurait également des répercussions sur le marché de l’électricité. La quantité de gaz restant dans les stocks de gaz européens à la fin de l’hiver 2022/23 est donc d’une grande importance pour l’hiver prochain. D’autre part, la question se pose de savoir dans quelle mesure l’Europe peut assurer de manière générale l’approvisionnement en augmentant la part de gaz naturel liquéfié (GNL). Certes, le développement rapide des terminaux GNL, notamment en Allemagne, devrait permettre de réduire quelque peu la pression. Des incertitudes subsistent toutefois quant à la disponibilité et donc aux prix du GNL sur le marché international, qui est fortement influencé par la demande asiatique.

C’est précisément en raison des incertitudes persistantes qu’il convient de continuer à mettre en œuvre de manière conséquente les mesures à court terme en Suisse. L’ElCom a déjà entrepris les préparatifs pour la mise à

disposition de la réserve hydroélectrique stratégique pour l’hiver 2023/24, ce qui permettra de lancer l’appel d’offres pour une première tranche dès le début de l’été. En outre, les réserves thermiques sont disponibles également pour l’hiver prochain, avec les huit turbines à gaz mobiles de Birr, les deux turbines de Monthey et de Cornaux ainsi que les installations de secours agrégées. En outre, l’option pour des réserves pouvant être déconnectées est en préparation.

Même ou surtout dans une situation d’approvisionnement tendue, l’échange d’électricité avec l’étranger reste important pour la sécurité de l’approvisionnement de la Suisse. Dans le cadre du développement de l’exploitation internationale en interconnexion - où le commerce transfrontalier est renforcé lors de l’optimisation basée sur les flux - l’ElCom se concentre donc sur la sécurité du réseau suisse et sur la garantie des capacités d’importation nécessaires pour assurer la sécurité de l’approvisionnement. Dans ce domaine, il est important de continuer à échanger étroitement avec les autorités de régulation européennes ainsi qu’avec les gestionnaires de réseau de transport.

Enfin, la cybersécurité est également un élément essentiel de la sécurité de l’approvisionnement. Ce thème a acquis une pertinence supplémentaire à l’échelle européenne dans le contexte de l’agression russe en Ukraine. L’ElCom poursuivra donc la mise en place d’une approche de la cybersécurité basée sur les risques, sur la base de laquelle des enquêtes et des sensibilisations seront menées auprès des acteurs du marché de l’électricité. Lors de la mise en œuvre, il s’agit d’une part de traduire dans le droit suisse les exigences existantes ainsi que celles nouvellement prévues. D’autre part, il faut également tenir compte des répercussions possibles du nouveau code de réseau de cybersécurité de l’UE sur les acteurs du marché et les exploitants d’infrastructures suisses.

La situation en matière de sécurité de l’approvisionnement restant difficile, les prix de l’électricité se maintiennent à un niveau relativement élevé. Même si les prix sur les marchés à terme se sont nettement calmés à partir de fin 2022 - notamment par rapport à l’été 2022 -, ils sont restés début 2023 à un niveau exceptionnellement élevé par rapport aux années précédentes. Cela devrait également se refléter dans les tarifs de l’approvisionnement de base. Pour de nombreux gestionnaires de réseau de distribution (GRD), qui achètent majoritairement leur électricité sur le marché, il faut s’attendre à de nouvelles augmentations de tarifs en 2024. Dans le cas d’une stratégie d’approvisionnement pluriannuelle, la part d’électricité achetée à un prix encore un peu plus avantageux devrait être plus élevée chez la plupart des GRD en 2023 que pour l’année 2024. De plus, à partir de 2024, les consommateurs supporteront, via une majoration des tarifs de réseau, les coûts supplémentaires résultant de la mise en œuvre de mesures à court terme pour la sécurité de l’approvisionnement.

Avec l’augmentation et la très grande hétérogénéité des tarifs, les attentes du public et des consommateurs vis-à-vis de la surveillance exercée par l’EiCom continuent d’augmenter. En 2022 déjà, les demandes des médias et des consommateurs adressées à l’EiCom et concernant des sujets tels que les tarifs de l’énergie, le relevé des compteurs, la rétribution de reprise de l’électricité ou le droit à l’approvisionnement de base (également en rapport avec le regroupement dans le cadre de la consommation propre RCP) ont fait un bond en avant. La gestion en temps voulu de ces demandes a constitué un défi pour l’EiCom en termes de ressources. Outre les renseignements individuels, l’EiCom a également renforcé sa communication en ligne. Certes, les demandes et les réclamations ont de nouveau diminué vers la fin 2022, mais il faut s’attendre à une nouvelle

hausse en 2023 dans le sillage des montants désormais nettement plus élevés des factures des consommateurs en de nombreux endroits, ainsi que d’éventuelles nouvelles annonces d’augmentation des tarifs pour 2024. L’EiCom poursuivra en conséquence ses efforts dans le domaine du contrôle des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution, cherchant surtout à développer la procédure de contrôle basée sur les risques et les données. Dans le contexte du nouveau système de collecte de données EDES, il s’agit avant tout de poursuivre le développement des contrôles analytiques des données.

Jusqu’à présent, l’EiCom surveillait déjà le marché de gros de l’électricité conformément à l’art. 26a OApEl. Dans le contexte de prix de gros élevés et surtout volatils, la pertinence de la surveillance du marché a encore augmenté en 2022. Et avec l’entrée en vigueur, début octobre 2022, de la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l’électricité d’importance systémique (LFiEl), l’EiCom assume dorénavant une fonction de surveillance supplémentaire. Le développement et surtout l’impact pour le système de cette fonction de surveillance occuperont également l’EiCom en 2023. En effet, la nouvelle loi s’accompagne d’une augmentation significative des données que les acteurs du marché doivent fournir à l’EiCom. À l’instar de l’aperçu des tarifs, il s’agit ici aussi, en raison des grandes quantités de données, de collecter et d’analyser les données de la manière la plus automatisée possible.

L’année 2023 devrait en outre être marquée par d’importantes adaptations du droit de l’énergie, s’articulant autour de l’acte modificateur unique (LEne et LApEl). L’activité de l’EiCom serait également impactée de manière significative par les adaptations actuellement prévues, par exemple dans le cadre de la mise en œuvre de la réserve hivernale ou de

la surveillance des tarifs de réseau et d'énergie. De plus, en décembre 2022, le Conseil fédéral a mis en consultation la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE), qui implique, là encore, l'ElCom de manière significative dans l'exécution. Durant l'année en cours, l'ElCom s'impliquera donc au niveau technique dans la conception d'une mise en œuvre aussi efficace et efficiente que possible des différentes adaptations législatives.

La complexité croissante des conditions-cadres juridiques, le pilotage politique de plus en plus précis en matière de développement de la production d'électricité et de définition des produits et des tarifs d'électricité, sans ou-

blier le transfert de nouvelles fonctions de surveillance, créent des tâches supplémentaires importantes pour l'ElCom. Dans ce contexte, il convient de discuter ouvertement - notamment à la lumière du débat actuel sur le budget de la Confédération - des ressources financières et en personnel dont l'ElCom doit être dotée à l'avenir. En tant qu'autorité de surveillance indépendante, l'ElCom doit disposer de ressources suffisantes pour pouvoir effectivement remplir les tâches qui lui sont confiées par le législateur. Mais, avec ses ressources actuelles, elle ne sera pas en mesure de remplir correctement ses nouvelles tâches ni de répondre aux attentes croissantes des milieux politiques, du public ainsi que des consommateurs.

9 À propos de l'ElCom



La Commission de gauche à droite : Andreas Stöckli, Katia Delbiaggio, Felix Vontobel, Werner Luginbühl (Président), Sita Mazumder, Jürg Rauchenstein, Laurianne Altwegg (Vice-présidente)

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

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

Chiffres clés concernant la branche

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

Nombre de gestionnaires de réseau : environ 610

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques (lignes et câbles, y c. raccordements): Total env. 214'000 km | niveau de réseau 1 – env. 6'650 km | niveau de réseau 3 – env. 8'900 km | niveau de réseau 5 – env. 46'500 km | niveau de réseau 7 – env. 152'000 km

Points de mesure : 5.9 millions

Nombre de destinataires de factures : 5.6 millions

Investissements annuels : environ 1,4 milliard de francs

Consommation annuelle d'électricité : 2020 55 TWh | 2021 58 TWh | 2022 57 TWh

Production : 2020 69 TWh | 2021 64 TWh | 2022 63 TWh (y c. consommation des pompes d'accumulation)

Importation d'électricité : 2020 27 TWh | 2021 31 TWh | 2022 33 TWh

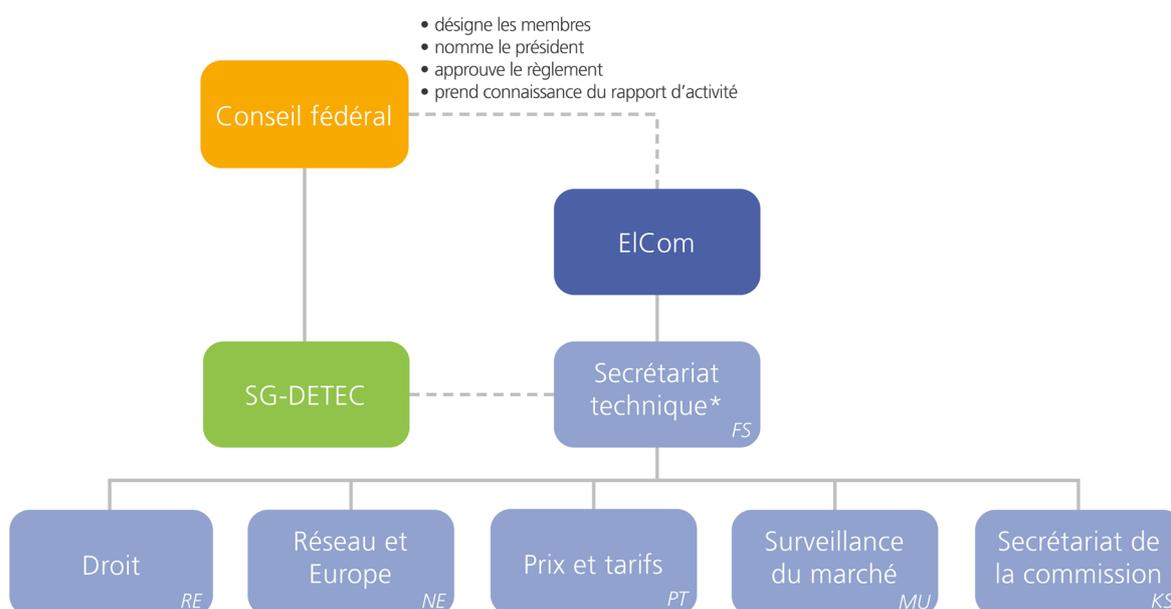
Exportation d'électricité : 2020 32 TWh | 2021 29 TWh | 2022 29 TWh

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

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

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 21 : 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
- Dario Marty (de 2018 au 31 août 2022) : ing. dipl. el. HES, ancien directeur de l'ESTI
- 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 le 1er septembre 2022) : Ing. él. dipl. EPF
- 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
- Lauriane Altwegg
- Jürg Rauchenstein (depuis 01.09.2022)

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Dario Marty (présidence jusqu'au 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (présidence depuis le 01.09.2022)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (jusqu'au 30.04.2022)

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

- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relations internationales

- Felix Vontobel (présidence)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (depuis 01.05.2022)
- Dario Marty (jusqu'au 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (depuis 01.09.2022)

Surveillance du marché

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

Démissions et nominations

Dario Marty a démissionné de la commission à la fin du mois d'août 2022. Pour lui succéder, le Conseil fédéral a nommé Jürg Rauchenstein qui a rejoint la commission début septembre.

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.

décembre 2022, le Secrétariat technique comptait 44 collaborateurs (dont quatre stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 38,6 postes en équivalents plein temps (« Full time equivalents EPT »). Les femmes sont au nombre de 18 et les hommes de 26. La part des femmes est donc d'environ 40,9 %. L'âge moyen est de 45 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit, sans compter les stagiaires :

- Italien : 4 collaborateurs
- Français : 8 collaborateurs
- Allemand : 32 collaborateurs



**Directeur du secrétariat technique
(44 collaborateurs)**

Urs Meister
dr en économie



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

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



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

Barbara Wyss
dr en économie



**Section Droit
(10 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



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

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



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

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finances

L'ElCom disposait d'un budget de 15,2 millions de francs durant l'exercice. Les dépenses effectives ont été de quelque 14,4 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 informatiques existants, notamment

au nouveau système de livraison des données EDES. Quant aux recettes, elles ont atteint 4,6 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.

9.3 Manifestations

Forum ElCom 2022

La douzième édition du Forum ElCom a eu lieu le 18 novembre 2022 au SwissTech Convention Center à Lausanne. Quelque 300 personnes du secteur de l'énergie ont assisté à des présentations et des discussions portant sur la gestion des risques. 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 17 novembre 2023.

Séances d'information pour les gestionnaires de réseau

En 2022, l'ElCom a organisé au printemps un total de sept séances d'information à l'intention des gestionnaires de réseau. Ces séances sont portées 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 mai 2022. L'atelier 2022 a porté sur les développements actuels de la

surveillance du marché en Suisse, le rapport suisse sur la transparence du marché et les prix élevés sur les marchés de l'électricité.

10 Annexe

10.1 Statistique des affaires traitées

En 2022, 303 nouveaux cas au total ont été enregistrés tandis que 154 cas avaient été reportés de l'année précédente. Parmi ces cas, 188 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 quelques jours, et ne débouchent que rarement sur des procédures.

En 2022, l'ElCom a reçu 1026 demandes simples. Cela représente plus du double de l'année précédente, ce qui s'explique notamment par le grand intérêt porté aux thèmes des tarifs et de la sécurité de l'approvisionnement durant l'exercice. À 32 exceptions près, ces demandes ont toutes été réglées (taux de règlement de 97 %). Au total, 42 décisions ont été rendues durant l'exercice.

Type d'affaires	Report des années précédentes	Affaires enregistrées en 2022	Affaires réglées en 2022	Report en 2023
Cas concernant spécifiquement les tarifs	28	81	13	96
Renforcements de réseaux	28	65	62	31
Autres cas	98	157	113	142
Total	154	303	188	269
Demandes simples	23	1026	1017	32
Total, y c. demandes simples	177	1329	1205	301

Tableau 7 : Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2022

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 15 séances d'une de-

mi-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 Zoug.

10.3 Publications

Directives

01.03.2022	WACC de la production
08.03.2022	Comptes annuels de réseau
07.06.2022	Règle des 60 francs
20.09.2022	Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive
03.10.2022	Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2022/2023

Communications

24.01.2022	Vernehmlassung Pa.Iv. 16.498 Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller » (uniquement en allemand)
25.01.2022	Revision RPV Vernehmlassung ElCom (uniquement en allemand)
08.04.2022	Revision Energiegesetz Vernehmlassung ElCom (uniquement en allemand)
03.05.2022	Revision EnV und StromVV Vernehmlassung ElCom (uniquement en allemand)
22.08.2022	Vernehmlassung der ElCom zum Bundesgesetz über die Prüfung ausländischer Investitionen (uniquement en allemand)
23.08.2022	Fiche d'information sur la réserve hydroélectrique
26.08.2022	« Participation » des consommateurs finaux en approvisionnement de base aux installations de production : modèles des gestionnaires de réseau de distribution
06.09.2022	Questions fréquentes : hausse des tarifs de l'électricité en 2023 pour les ménages
28.09.2022	Imputation des coûts de la cybersécurité
18.11.2022	Vernehmlassung der ElCom zur Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve
01.12.2022	Explications concernant l'ouverture de procédures en lien avec les découverts de couverture
15.12.2022	Vernehmlassung der ElCom zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten Mitte 2023 (uniquement en allemand)

Rapports et études

01.02.2022	Sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse 2025 (Étude Frontier)
03.02.2022	Capacités transfrontalières sur le marché : évolution de 2018 à 2021
20.05.2022	Transparence du marché en 2021 - Rapport de l'ElCom
25.05.2022	Handelsvolumina und Preisvolatilität an den Day Ahead und Intraday Strommärkten mit Lieferort Schweiz, Deutschland und Frankreich (uniquement en allemand)
02.06.2022	Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2021
02.06.2022	Rapport d'activité de l'ElCom 2021
01.09.2022	Puissance et énergie de réglage 2021 ; rapport
25.11.2022	Résultats de l'enquête de l'ElCom et du SECO auprès des entreprises d'approvisionnement en électricité

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)
AEMF	Autorité européenne des marchés financiers
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
CEATE	Commissions de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie
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 (à supprimer)	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)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
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
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
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.
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.
GR	Gestionnaire de réseau
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
IPE	Installation de production d'énergie

IPV	Installation photovoltaïque
km terne	Un terne (km terne) comprend plusieurs conducteurs (p. ex. 1 km avec conducteurs triphasés ou monophasés = 1 km). Pour les lignes en câbles, un kilomètre décrit la longueur absolue du câble. Pour les lignes aériennes, un conducteur triphasé correspond à un terne (cf. document AES Évaluation des réseaux de distribution suisses, éd. 2007).
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
kWp	Kilowatt crête
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
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)
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
Net Transfer Capacity (NTC)	Programme d'échange maximum entre deux zones de desserte, qui est conforme aux standards de sécurité des deux

	zones et qui tient compte des incertitudes techniques liées à la situation future du réseau
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
Oene	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique
Pacte vert pour l'Europe	Stratégie de croissance de l'UE pour une économie durable
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
PV	Photovoltaïque
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
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.
RPC	Rétribution de l'injection à prix coûtant
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 (SS ou 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
TSO	Transmission System Operator
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
WACC (Weighted Average Costof Capital)	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
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.

