



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,  
de l'énergie et de la communication DETEC

**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Division Économie et approvisionnement

---

# **Sécurité d'approvisionnement et évolution de la concurrence sous la LApEI et l'OApEI**

Rapport de l'Office fédéral de l'énergie en vertu de l'art. 27, al.  
3, OApEI

---



## Table des matières

Table des illustrations.....	3
Index des tableaux .....	6
<b>1. Contexte .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Régulation du marché de l'électricité.....</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Adaptations de la LApEI depuis 2018 .....</b>	<b>8</b>
2.1.1 Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques .....	8
2.1.2 Loi sur la sécurité de l'information.....	8
2.1.3 Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables .....	8
2.1.4 Modifications en cours.....	9
<b>2.2 Développement de la régulation depuis 2018 du point de vue de l'EICOM.....</b>	<b>9</b>
<b>3. Structure du secteur de l'électricité .....</b>	<b>11</b>
3.1 Développements au niveau du réseau de distribution.....	12
3.2 Structure de propriété de Swissgrid .....	15
3.3 Séparation des activités des gestionnaires de réseau.....	15
3.4 Groupes-bilan .....	16
3.5 Coopération, externalisation et synergies.....	16
<b>4. Aspects importants de l'approvisionnement en électricité .....</b>	<b>17</b>
4.1 Production d'électricité .....	17
4.2 Aspects importants de la sécurité d'approvisionnement .....	21
4.2.1 Secteur du réseau: scénario-cadre et plan pluriannuel.....	21
4.2.2 Perspective systémique: analyses d'adéquation du système (capacité de production hivernale).....	22
4.3 Qualité du réseau et perturbations .....	25
4.4 Investissements dans les réseaux .....	26
4.5 Digression sur la cybersécurité.....	26
<b>5. Évolution du commerce de gros.....</b>	<b>27</b>
<b>5.1 Marchés de gros .....</b>	<b>27</b>
5.1.1 Marché day-ahead et marché intraday .....	27
5.1.2 Marché à terme .....	30
<b>5.2 Marchés de l'énergie de réglage.....</b>	<b>33</b>
<b>5.3 «Marché» des capacités de réserve .....</b>	<b>36</b>
<b>5.4 Marché des garanties d'origine .....</b>	<b>38</b>
<b>5.5 Développement d'un marché des PPA .....</b>	<b>39</b>
<b>6. Approvisionnement de base et marché de détail libre.....</b>	<b>41</b>
6.1 Évolution des dépenses d'électricité des consommateurs finaux .....	42
6.2 Achats d'énergie par les gestionnaires de réseau de distribution .....	42
6.3 Approvisionnement de base .....	44
6.4 Segment du marché libéralisé .....	49
<b>7. Autres thèmes relatifs au marché.....</b>	<b>52</b>
7.1 Production propre, développement des RCP, aperçu des communautés électriques locales .....	52
7.2 Systèmes de mesure.....	54
<b>8. Comparaison internationale des prix .....</b>	<b>56</b>
8.1 Ménages privés.....	57
8.2 Clients travaillant dans l'industrie ou l'artisanat .....	61



9. Innovations (accent sur la flexibilité) .....	63
9.1 Contexte: besoin accru de flexibilité .....	63
9.2 Mesures liées au réseau: tarifs de réseau dynamiques et tarifs d'injection flexibles .....	65
9.3 Mesures liées au réseau et à l'énergie: marchés de flexibilité .....	66
9.4 Infrastructures de flexibilité: installations de stockage, solutions Smart Energy, centrales virtuelles .....	67
9.5 Mesures liées au réseau et à l'énergie: réglage des installations PV .....	69
9.6 Mise en contexte international du développement de la flexibilité .....	69
10. Évolution du commerce extérieur .....	70
10.1 Commerce international d'électricité .....	70
10.2 Évolution de la gestion des congestions .....	71
11. Évaluation globale et perspectives .....	73

## Table des illustrations

Figure 1: Modifications au niveau des communes approvisionnées par les grands gestionnaires de réseau (source: Swiss Economics, données issues de la base de données des gestionnaires de réseau de l'EiCom) .....	12
Figure 2: Nombre de gestionnaires de réseau par canton (source: Swiss Economics, données de l'EiCom sur les gestionnaires de réseau) .....	13
Figure 3: Formes de propriété dans le secteur suisse de l'électricité (source: Swiss Economics, données issues de la Statistique de l'électricité de l'OFEN) .....	13
Figure 4: Interdépendances des fournisseurs d'énergie, source: Avenir Suisse (2024) .....	14
Figure 5: Actionnariat de Swissgrid .....	15
Figure 6: Évolution de la production d'électricité (production nationale) 2013-2023 (sources: Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 24, Statistique suisse de l'électricité 2023, tableau 6b) .....	18
Figure 7: Évolution de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (sans la force hydraulique) 2013-2023 (source: Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 24) .....	18
Figure 8: Quotes-parts mensuelles de la production d'électricité et consommation du pays en 2023 (source: Statistique suisse de l'électricité 2023, figure 10) .....	20
Figure 9: Évolution du SAIDI 2018-2023 (source: relevé EiCom) .....	25
Figure 10: Prix mensuels moyens sur le marché day-ahead pour la Suisse, l'Italie du Nord, la France et l'Allemagne-Luxembourg (2018-2020) (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E Transparency Platform) .....	27
Figure 11: Prix mensuels moyens sur le marché day-ahead pour la Suisse, l'Italie du Nord, la France et l'Allemagne-Luxembourg (2021-2023) (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E Transparency Platform) .....	28
Figure 12: Volume mensuel day-ahead de la Suisse (source: Swiss Economics, données d'EPEX Monthly Reports) .....	28
Figure 13: Prix intraday mensuels moyens en Suisse (source: Swiss Economics, données de Swiss Energy Charts) .....	29
Figure 14: Volume intraday mensuel en Suisse (source: Swiss Economics, données d'EPEX Monthly Reports) .....	30
Figure 15: Prix des Base Power Futures avec délai de livraison pour l'année suivante (source: représentation de l'EiCom basée sur des données de l'EEX) .....	31
Figure 16: Volumes des contrats à terme suisses et part sur le marché à terme européen (source: Swiss Economics, données d'EEX Monthly Reports) .....	32



Figure 17: Évolution de la quantité d'énergie de réglage secondaire et d'énergie de réglage tertiaire (source: Swiss Economics, données de Swissgrid).....	35
Figure 18: Évolution des coûts mensuels moyens de l'énergie de réglage secondaire et de l'énergie de réglage tertiaire par MWh (source: Swiss Economics, données de Swissgrid).....	35
Figure 19: Évolution des coûts nets (source: Swiss Economics, données de Swissgrid).....	36
Figure 20: Sorties de garanties d'origine (source: Swiss Economics, données de Pronovo).....	38
Figure 21: Comparaison des prix des GO dans l'approvisionnement de base et sur le marché libre (source: Swiss Economics, données issues de l'enquête de l'EiCom auprès des gestionnaires de réseau).....	39
Figure 22: Évolution du marché européen des PPA (source: resource-platform.eu).....	41
Figure 23: Évolution des dépenses d'électricité depuis 1990, indexée sur l'année 2008 (source: Swiss Economics, sur la base de données de l'OFS).....	42
Figure 24: Principales variantes d'achats pendant les années 2018 et 2022 (source: Swiss Economics, données issues de l'enquête de l'EiCom auprès des gestionnaires de réseau).....	43
Figure 25: Éléments de coûts composant le prix total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (source: relevé des tarifs, EiCom).....	45
Figure 26: Répartition des tarifs de l'approvisionnement de base (H4) (source: EiCom).....	45
Figure 27: Différences régionales au niveau de la composante «énergie» 2024 (source: EiCom, comparatif des prix de l'électricité).....	46
Figure 28: Évolution du tarif de l'énergie pour les ménages (source: Swiss Economics, données du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom).....	46
Figure 29: Évolution du tarif de l'énergie d'une sélection de fournisseurs de l'approvisionnement de base (source: illustration propre, données issues du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom).....	47
Figure 30: Évolution du tarif de l'énergie pour les ménages (source: Swiss Economics, données du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom).....	48
Figure 31: Différences régionales au niveau de la composante «réseau» 2024 (source: EiCom, comparatif des prix de l'électricité).....	48
Figure 32: Pourcentage de consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché partiellement ouvert qui ont opté pour ce dernier, selon le nombre et la quantité d'énergie (source: Swiss Economics, données du rapport d'activité 2022 de l'EiCom).....	50
Figure 33: Comparaison des prix contractuels et des prix du marché spot (source: Swiss Economics, avec des données propriétaires et des données de l'OFEN).....	51
Figure 34: Comparaison des prix de l'énergie dans l'approvisionnement de base avec les contrats des clients commerciaux d'une EAE (source: Swiss Economics, données propriétaires et données de l'EiCom).....	51
Figure 35: Installations photovoltaïques avec consommation propre (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050).....	53
Figure 36: Installations photovoltaïques regroupées en RCP (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050).....	53
Figure 37: Évolution du déploiement des compteurs intelligents (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050).....	55
Figure 38: Évolution des prix de l'électricité en Suisse, par composante (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom).....	58
Figure 39: Prix de l'électricité pour les ménages en comparaison européenne 2023 (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom).....	58



Figure 40: Évolution des coûts de l'énergie en comparaison européenne (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom) .....	59
Figure 41: Évolution des coûts du réseau en comparaison européenne (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom) .....	60
Figure 42: Évolution des redevances en comparaison européenne (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom) .....	61
Figure 43: Comparaison internationale des prix pour les clients travaillant dans l'artisanat, 2023 (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom) .....	62
Figure 44: Comparaison internationale des prix pour les clients travaillant dans l'industrie, 2023 (1,5 GWh) (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom) .....	62
Figure 45: Courbe annuelle des variations de puissance par rapport à l'heure précédente (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E) .....	64
Figure 46: Comparaison des écarts de prévision pour les années 2015 et 2023 (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E) .....	64
Figure 47: Évolution de la situation exportatrice et importatrice de la Suisse pour les dix derniers hivers et années civiles, et solde moyen (ligne rouge) (source: Statistique suisse de l'électricité 2023, tableaux 27-28).....	71
Figure 48: Évolution des recettes et dépenses du commerce international d'électricité, et solde moyen (ligne rouge) (source: Statistique suisse de l'électricité 2023, p. 47).....	71



## Index des tableaux

Tableau 1: Groupes-bilan actifs avec points de mesure en Suisse en 2024 (source: site Internet d'EEX et de Swissgrid. Consultés le 4 juin 2024) .....	16
Tableau 2: Capacités de production installées en Suisse fin 2023 (sources: Statistique suisse de l'électricité 2023, Statistique suisse des énergies renouvelables 2023, Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2023, SAHE 2024) .....	19
Tableau 3: Profils pris en compte pour les ménages et les clients travaillant dans l'artisanat ou l'industrie .....	57



## 1. Contexte

En vertu de l'art. 27, al. 3, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71), l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) doit faire rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7) et dans l'OApEI.

Le présent rapport, qui décrit ces éléments clés, est le troisième à être élaboré en vertu de l'art. 27, al. 3, OApEI. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) en publie la présente version longue afin d'informer le public intéressé de manière exhaustive sur les évolutions découlant du régime de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)<sup>1</sup>. Le présent rapport évalue les principaux développements sur le marché suisse de l'électricité ainsi que les progrès réalisés depuis 2018 quant aux objectifs fixés. En vertu de l'art. 1 de la LApEI, la loi a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Elle fixe également les conditions générales pour garantir dans toutes les parties du pays un approvisionnement en électricité fiable et conforme aux principes du développement durable et pour maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international.

Les développements du marché suisse de l'électricité sont en partie tributaires d'autres réalités que les réglementations précisées dans la LApEI. Parmi les facteurs importants, on peut notamment citer la crise énergétique des années 2021 à début 2023, ainsi que le développement des marchés et les modifications des conditions-cadres réglementaires en Suisse et dans l'Union européenne (UE).

Le rapport présente également le développement du marché suisse. Notons que la libéralisation du marché reste partielle et concerne seulement les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est égale ou supérieure à 100 MWh.

L'OFEN a élaboré le présent rapport avec le concours de l'EICom afin de décrire de façon adéquate la réalité du marché et l'évolution de la sécurité d'approvisionnement. Ce faisant, il a pleinement garanti la confidentialité des données soumises par l'EICom en les intégrant au rapport sous une forme anonymisée. En outre, le rapport tient compte d'une expertise de Swiss Economics, qui sera publiée simultanément<sup>2</sup>.

## 2. Régulation du marché de l'électricité

Le présent chapitre décrit les adaptations de la LApEI intervenues depuis 2018 et donne un aperçu des principales nouveautés découlant de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (aussi appelée « Mantelerlass » ou « acte modificateur unique ») (chap. 2.1). Il commente en outre le développement de la régulation du point de vue de l'EICom (chap. 2.2).

---

<sup>1</sup> Le rapport a été élaboré pour la première fois en 2013. En 2018, il a été intégré dans le rapport explicatif relatif à la révision de la LApEI.

<sup>2</sup> Swiss Economics, Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes, Zurich, 2024



## 2.1 Adaptations de la LApEI depuis 2018

### 2.1.1 Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques

Depuis 2018, d'importantes adaptations légales ont été effectuées dans le cadre de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques, entraînant des modifications tant dans la LApEI que dans la loi sur les installations électriques (LIE; RS 734.0). La loi a permis d'améliorer les conditions-cadres en vue de l'optimisation et du développement requis des réseaux électriques et de mettre en œuvre la stratégie « Réseaux électriques », l'objectif étant de mettre à disposition, en temps voulu, des réseaux électriques répondant aux besoins. À cet effet, un processus de développement de réseau reposant sur une démarche par étapes et transparente a notamment été fixé. Cette démarche et les instruments utiles pour déterminer les besoins en matière de développement des réseaux électriques sont définis, les procédures d'autorisation des projets de ligne sont optimisées et les critères et directives relatifs aux prises de décision concernant les lignes souterraines ou aériennes sont arrêtés. En outre, les informations de base sur le développement du réseau doivent être mises à la disposition du public et les possibilités de participation aux procédures lui être présentées. La loi a également introduit l'obligation pour les gestionnaires de réseau de distribution de prendre en compte les coûts de revient de l'électricité issue de la force hydraulique dans les tarifs de l'approvisionnement de base jusqu'à l'expiration de la prime de marché des grandes installations hydroélectriques et de ne pas répercuter le bénéfice résultant de l'achat sur le marché de l'électricité destinée à l'approvisionnement de base sur les clients finaux de ce segment d'approvisionnement<sup>3</sup>.

### 2.1.2 Loi sur la sécurité de l'information

Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi fédérale sur la sécurité de l'information au sein de la Confédération (loi sur la sécurité de l'information, LSI; RS 128), la LApEI a fait l'objet d'autres adaptations, en premier lieu dans le domaine de la sécurité des données. L'ancien contrôle de sécurité relatif aux personnes a été entièrement remplacé par un contrôle de loyauté selon la LSI. En outre, suite à la mise en place dans l'UE d'une obligation de signaler les cyberattaques contre les infrastructures critiques par la directive (UE) 2016/11481 (directive NIS), les gestionnaires de réseau, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage sont tenus de prendre des mesures pour protéger adéquatement leurs installations contre les cybermenaces.

### 2.1.3 Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables

La majeure partie de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (aussi appelée « Mantelerlass » ou « acte modificateur unique ») est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Outre des adaptations importantes de la loi sur l'énergie réglant le développement des énergies renouvelables en Suisse et leur promotion et introduisant de nouvelles obligations en matière d'efficacité, elle prévoit diverses modifications dans le domaine de la LApEI, notamment :

- une réorganisation de l'approvisionnement de base dans le but d'obtenir une plus grande stabilité des prix dans ce domaine protégé (suppression de la méthode du prix moyen, portefeuilles séparés pour l'approvisionnement de base et l'approvisionnement via le marché, part minimale de 20% issue de la production renouvelable indigène, achats structurés); les contrats à moyen et long terme et

---

<sup>3</sup> Cette réglementation est prise en compte lors du calcul de la prime de marché.



- les *Power Purchase Agreement* (PPA) seront également encouragés dans ce contexte et le produit électrique standard devra provenir principalement de sources indigènes renouvelables;
- la mise en place d'une réglementation de la flexibilité introduisant pour la première fois un droit de propriété sur les flexibilités et permettant aux gestionnaires de réseau d'écarter les pics de charge (*peak shaving*); s'agissant de la planification du réseau, la flexibilité s'inscrira dans le principe ORARE;
  - des adaptations de la tarification du réseau, qui soutiennent avant tout une mise en œuvre globale de tarifs de réseau dynamiques (également en tant que tarif de base dans l'approvisionnement de base);
  - l'introduction d'une régulation Sunshine en tant qu'instrument de transparence en complément à la régulation des coûts;
  - une solidarisation des coûts de renforcement des réseaux de distribution d'électricité;
  - l'introduction de communautés électriques locales (correspondant aux communautés d'énergie renouvelable dans l'UE);
  - une réglementation des systèmes de mesure, qui restent toutefois un monopole des gestionnaires de réseau;
  - une réglementation applicable au stockage qui établit une meilleure égalité de traitement entre les différentes catégories de stockage;
  - une base légale pour la constitution d'une réserve d'énergie en cas de pénuries ou de ruptures d'approvisionnement critiques<sup>4</sup>.

Les adaptations de la LApEI qui concernent en particulier des réglementations relatives aux tarifs n'entreront en vigueur qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2026.

Les nouveautés mentionnées ci-dessus donnent lieu à des approfondissements dans le présent rapport, qui décrit les conditions actuelles du marché dans le domaine des flexibilités (*chap. 9*). Il aborde également l'évolution des PPA ainsi que la question des garanties d'origine (*chap. 5*). Enfin, il examine de près la situation de l'approvisionnement durant l'hiver (*chap. 4*).

#### 2.1.4 Modifications en cours

Le projet de loi pour l'accélération des procédures, qui vise à raccourcir les procédures de planification et de construction de grandes centrales exploitant des énergies renouvelables afin de favoriser le développement de la production (concerne la LENE, mais est étroitement lié à la LApEI), ainsi qu'une réglementation de la réserve d'électricité, au niveau de la loi, à savoir dans la LApEI, sont actuellement examinés par les Chambres fédérales<sup>5</sup>.

## 2.2 Développement de la régulation depuis 2018 du point de vue de l'EICOM

Dans le domaine des rémunérations pour l'utilisation du réseau, la question de l'évaluation réglementaire des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux pour le calcul des intérêts théoriques et des amortissements en tant que base pour les coûts de capital imputables occupe une place

---

<sup>4</sup> La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables couvre la réserve hydroélectrique et une potentielle réserve liée à la réduction de la consommation. En ce qui concerne la réserve thermique, actuellement réglementée par l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'hiver (OIRH), il est prévu qu'elle soit transférée dans la LApEI (ce point fait l'objet de discussions au Parlement).

<sup>5</sup> En outre, le Conseil fédéral a mis en consultation à l'automne 2024 une révision de la loi sur les installations électriques visant à accélérer les procédures d'autorisation pour la transformation et l'extension des réseaux électriques.



centrale. Lors de l'évaluation des installations du réseau, l'EiCom a fait face aux mêmes problèmes que les années précédentes: l'évaluation correcte des anciennes installations, mais aussi la prise en compte correcte des installations nouvellement intégrées dans les immobilisations régulateurs, par exemple dans le contexte de reprises de réseau. En outre, l'EiCom a rejeté la possibilité d'adapter librement les évaluations avec effet rétroactif<sup>6</sup>.

Pendant les années 2020 à 2022, l'EiCom a mené une campagne sur les découverts: il s'agit de coûts jusqu'à présent jamais ou insuffisamment pris en compte dans les tarifs, qui pouvaient être rémunérés au taux du WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) au détriment des consommateurs finaux. Dans le cadre des enquêtes sur ces découverts, plus de 70 procédures ont été ouvertes pendant la campagne. Jusqu'à fin 2022, l'EiCom est parvenue, grâce à cette campagne, à réduire d'environ un milliard de francs le risque de futures augmentations tarifaires.

Il y a quelques années, l'EiCom a en outre introduit la régulation Sunshine afin de compléter la régulation « cost-plus ». La régulation Sunshine vise à augmenter la transparence et la comparabilité des prestations des gestionnaires de réseau de distribution, ce qui doit inciter à améliorer l'efficacité des prestations fournies. Il est prévu de publier ces résultats une fois la base légale correspondante créée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (LApEI). Cette forme de régulation est appliquée en complément des procédures actuelles de vérification des tarifs, dont certaines requièrent beaucoup de ressources. Par ailleurs, l'EiCom a rendu 19 décisions concernant le transfert des installations du réseau de transport à Swissgrid au terme d'une longue procédure.

Dans le domaine des tarifs de l'énergie, il s'agissait avant tout de surveiller la répartition des coûts entre les clients relevant du marché et ceux se trouvant dans l'approvisionnement de base et de réduire ainsi le risque que l'approvisionnement de base soit utilisé au profit d'avantages concurrentiels dans le secteur du marché (prévention des subventions croisées). Avec la révision de la LApEI, le législateur a donné la possibilité aux fournisseurs, à partir de 2018, d'attribuer à l'approvisionnement de base l'énergie renouvelable produite en Suisse au prix de revient, et ce en dérogation à la pratique de la méthode du prix moyen. Il a ainsi mis en place un instrument de promotion de la force hydraulique suisse. Lorsque les prix du marché étaient relativement bas, cette disposition a créé la possibilité de facturer au consommateur final relevant de l'approvisionnement de base la production propre aux coûts de revient tendanciellement plus élevés. Depuis 2022, dans un contexte de prix du marché élevés, l'effet s'est inversé: dans le cas où un gestionnaire de réseau ne donnait plus la priorité à la production indigène renouvelable et intégrait davantage d'électricité achetée sur le marché dans son portefeuille, les tarifs pour l'approvisionnement de base ont eu tendance à augmenter. Bien que la loi autorise de telles pratiques, les gestionnaires de réseau sont tenus de justifier en toute transparence à leur clientèle l'augmentation des tarifs et le changement de priorité. L'EiCom a examiné cette question de manière approfondie en lien avec les tarifs 2023.

Au cours des premières années qui ont suivi l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité, l'EiCom a introduit la « règle des 95 francs » dans le domaine de l'énergie afin de pouvoir évaluer de manière simple les coûts de gestion et de distribution ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau par client livré dans l'approvisionnement de base. Sur la base d'une analyse approfondie réalisée en 2018, elle a fixé la valeur limite à 75 francs à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020 pour la

---

<sup>6</sup> Cf. Directive 1/2020 de l'EiCom. Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive.



vérification des tarifs de l'énergie des clients finaux dans l'approvisionnement de base. Cette valeur a été prise en compte lors de la fixation des tarifs pour l'année 2020. L'adéquation de la valeur seuil a été réévaluée en 2022 et la valeur a été fixée à 60 francs pour les tarifs à partir de 2024.

L'EiCom a également répondu à plusieurs questions portant sur la constitution d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RPC) selon l'art. 17 LEné<sup>7</sup>. Elle a en outre traité de nombreuses demandes et réclamations de personnes qui n'étaient pas d'accord avec la rétribution de reprise qui leur était proposée par le gestionnaire de réseau dans le cadre de l'obligation de reprise («rétribution de reprise de l'électricité»).

En 2020, pendant la pandémie de COVID, s'est posée la question de savoir si les gestionnaires de réseau pouvaient adapter leurs tarifs à la baisse à court terme afin de soulager les consommateurs finaux. Une question similaire a également été soulevée en 2022 dans le contexte des prix de gros exceptionnellement élevés<sup>8</sup>. L'EiCom a rejeté ce type de demandes au motif que les exigences sont prescrites par la loi, mais a indiqué dans ses FAQ des alternatives envisageables permettant aux gestionnaires de réseau de faire face à de telles situations extraordinaires. Une autre conséquence des prix élevés de l'énergie en 2022 a été que de nombreux clients ayant opté pour un approvisionnement sur le marché libre ont souhaité revenir à l'approvisionnement de base, où les tarifs présentaient une relative stabilité à court terme. L'EiCom a également rejeté ces demandes, invoquant le principe «libre un jour, libre toujours».

L'EiCom a été particulièrement active dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement, notamment pendant les années 2022 et 2023. Elle a notamment agi lors des situations critiques qu'ont connues Alpiq en décembre 2021 et Axpo en 2022 en matière de liquidités, situations qui ont nécessité des interventions de la Confédération sous la forme d'un mécanisme de sauvetage. Durant cette période, l'EiCom a joué un rôle important d'expert en tant qu'autorité indépendante en charge de la régulation et de la surveillance, collaborant étroitement avec les différentes autorités pour instaurer un «mécanisme de sauvetage destiné au secteur de l'électricité» (loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique [LFiEI; RS 734.91]), la réserve d'hiver (ordonnance sur une réserve d'hiver, OIRH; RS 734.722) et d'autres mesures visant à assurer l'approvisionnement en Suisse. Elle 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. Enfin, en 2023, l'EiCom a mis en place le monitoring des liquidités des entreprises d'électricité d'importance systémique conformément aux dispositions de la LFiEI.

### 3. Structure du secteur de l'électricité

Le présent chapitre propose un aperçu des principales caractéristiques structurelles du secteur suisse de l'électricité. Dans un premier temps, les chap. 3.1 et 3.2 décrivent les changements intervenus dans la structure des gestionnaires de réseau de distribution et de l'actionnariat de Swissgrid. Le chap. 3.3 aborde ensuite les dispositions relatives à la séparation des activités. Le chap. 3.4 présente les

---

<sup>7</sup> La possibilité de recourir au réseau de distribution dans le cadre du RCP a notamment été examinée à plusieurs reprises. En outre, la question de la création du point de mesure virtuel du RCP au point de livraison a également été abordée, tout comme celle de la consommation propre.

<sup>8</sup> Là encore, de nombreux gestionnaires de réseau ont demandé à corriger leurs tarifs en cours d'année ou à ne publier leurs tarifs que dans le courant de l'automne.



changements dans l'organisation des groupes-bilan et le chap. 3.5 décrit les formes de coopération sur le marché de l'électricité.

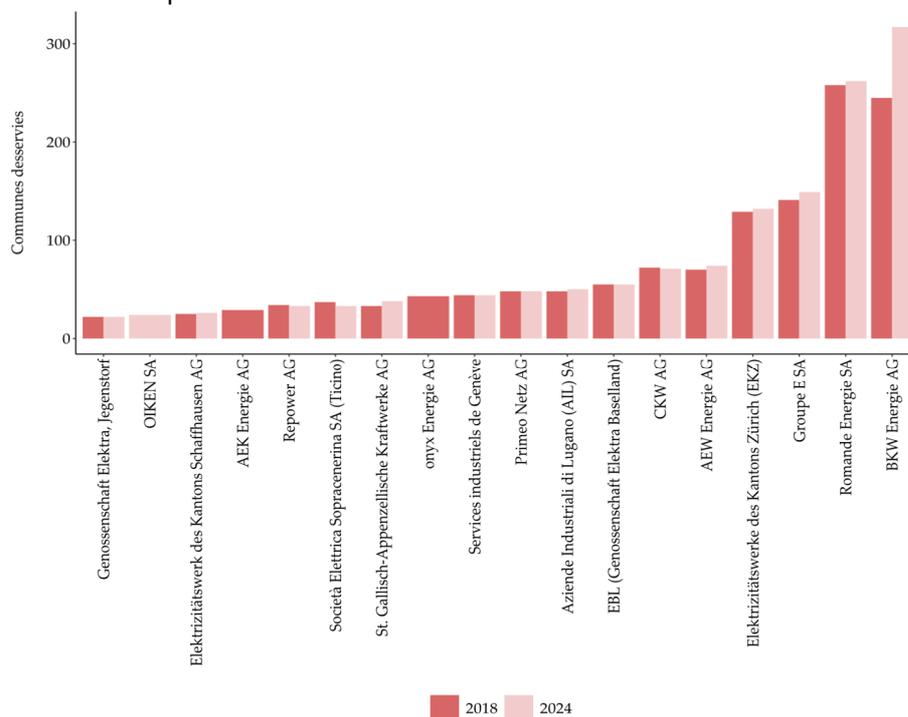
### 3.1 Développements au niveau du réseau de distribution

Le nombre de gestionnaires de réseau de distribution a diminué de 630 à 600 entre 2018 et 2024. Les raisons sont multiples : regroupements de gestionnaires de réseau, rachats par de plus grands gestionnaires et fusions de communes.

La taille et la répartition géographique des gestionnaires de réseau ont continué à présenter de fortes variations. La figure 1 montre les plus grands gestionnaires de réseau en fonction du nombre de communes approvisionnées et les changements intervenus au cours de la période concernée.

En ce qui concerne la taille et la densité géographique des gestionnaires de réseau, il existe également de grandes différences entre les cantons (cf. figure 2), le nombre de gestionnaires allant d'un seul dans le canton de Bâle-Ville à 97 dans le canton d'Argovie. Ces différences sont toutefois moins importantes qu'en 2018. C'est dans les cantons qui comptent un grand nombre de gestionnaires de réseau, comme la Thurgovie, Saint-Gall ou le Valais, que le nombre de ces derniers a diminué le plus.

La figure 3 présente les formes de propriété dans le secteur suisse de l'électricité sur la base de la situation au niveau des capitaux<sup>9</sup>.



**Figure 1:** Modifications au niveau des communes approvisionnées par les grands gestionnaires de réseau (source: Swiss Economics, données issues de la base de données des gestionnaires de réseau de l'EiCom<sup>10</sup>)

<sup>9</sup> Statistique de l'électricité de l'OFEN (2021), qui prend en compte 90% de la production d'énergie suisse et 81,7% de la distribution à des consommateurs finaux.

<sup>10</sup> Une seule couleur pour les gestionnaires de réseau qui n'existaient qu'en 2018 ou en 2023.

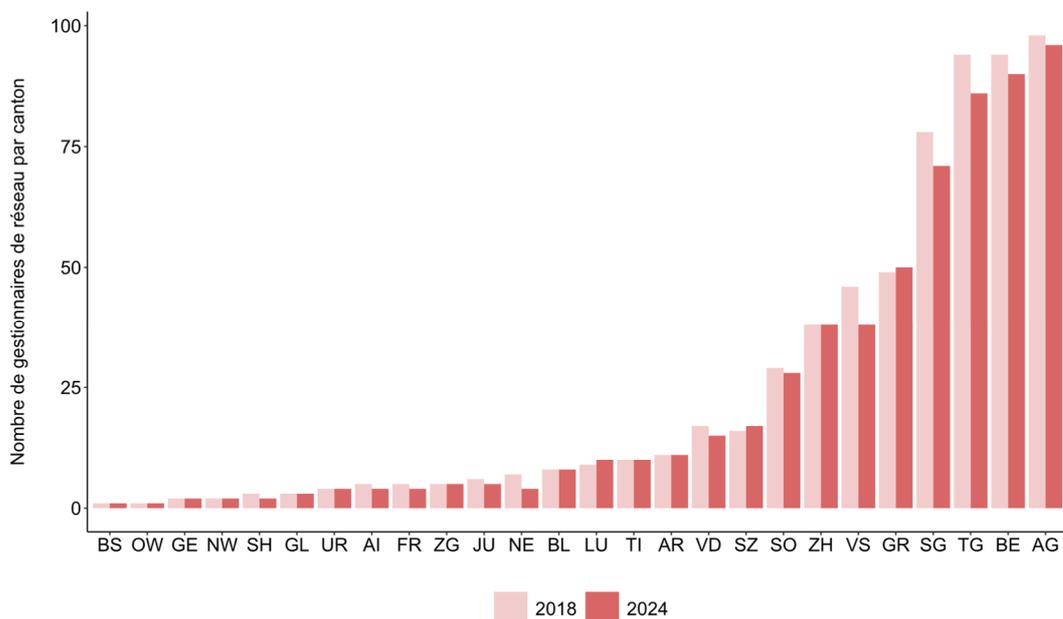


Figure 2: Nombre de gestionnaires de réseau par canton (source: Swiss Economics, données de l'EICoM sur les gestionnaires de réseau)

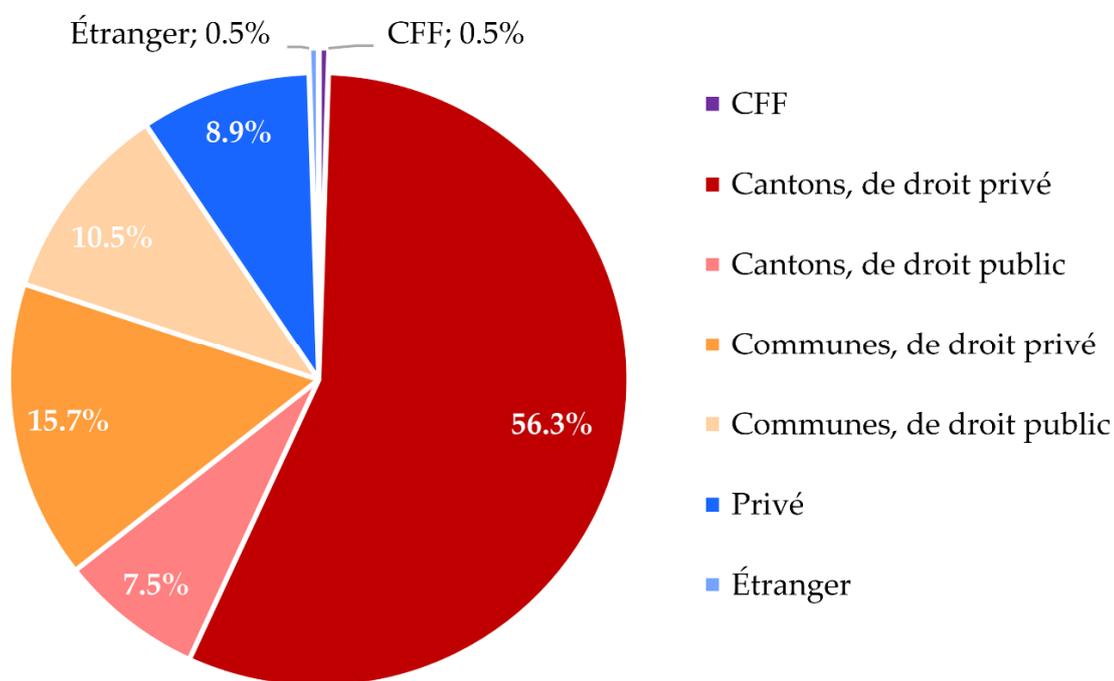


Figure 3: Formes de propriété dans le secteur suisse de l'électricité (source: Swiss Economics, données issues de la Statistique de l'électricité de l'OFEN)

La propriété en mains publiques est largement majoritaire. Parallèlement, une part dominante de 82% du capital social relève d'une forme juridique de droit privé, tandis que 18% relèvent de diverses formes



juridiques de droit public<sup>11</sup>. Au total, les cantons détiennent 63,8% du capital social, dont 56,3% proviennent de formes juridiques de droit privé et 7,5% de formes juridiques de droit public. Les communes détiennent 26,2% du capital social, dont 15,7 points de pourcentage relèvent de formes juridiques de droit privé et 10,5 points de pourcentage de formes juridiques de droit public. Les autres propriétaires ayant des formes juridiques de droit privé sont des propriétaires privés détenant 8,9% du capital social, ainsi que des propriétaires étrangers et les CFF détenant chacun 0,5% du capital social.

Les plus petites entreprises d'électricité (1<sup>er</sup> quartile du capital social) sont majoritairement détenues par les communes (54%), les autres parts étant aux mains des cantons (27%), dans des mains privées (16%) ou encore étrangères (3%). Les petites et moyennes entreprises d'électricité (2<sup>e</sup> quartile) sont, elles aussi, majoritairement détenues par les communes (70%). S'agissant des grandes entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE, 3<sup>e</sup> quartile), la propriété est équilibrée entre les communes (41%) et les cantons (46%). Les plus grandes EAE (4<sup>e</sup> quartile) sont majoritairement détenues par les cantons (67%), suivis par les communes (23%) et les privés (9%). La part des propriétaires étrangers est infime.

À titre complémentaire, la figure suivante illustre les vastes interdépendances des trois grandes EAE suisses (Alpiq, Axpo et BKW).

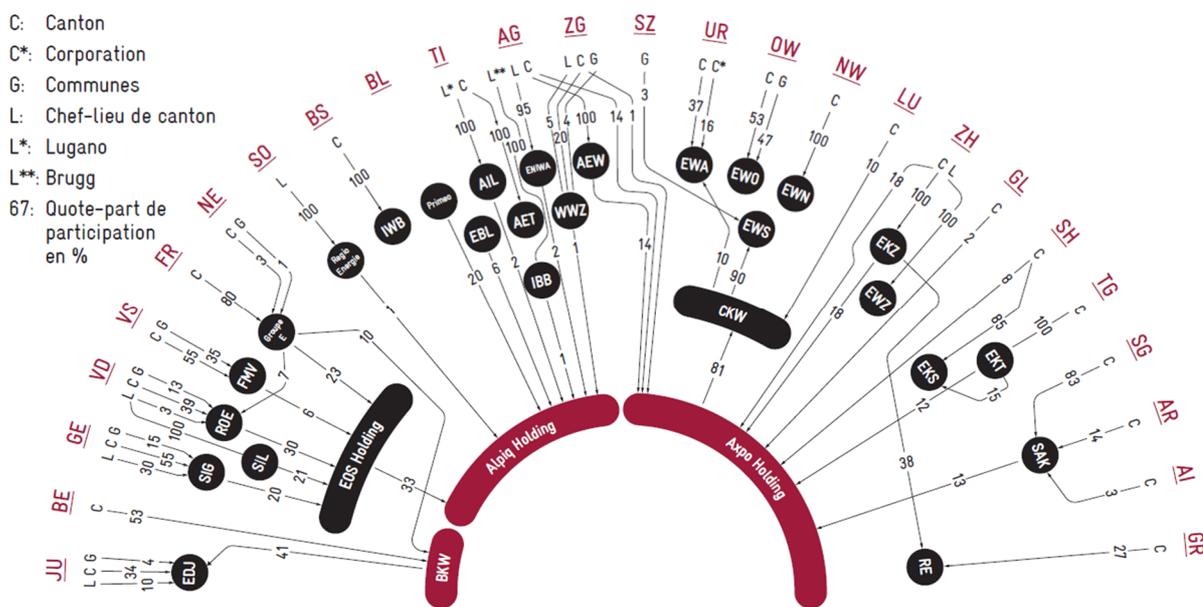


Figure 4: Interdépendances des fournisseurs d'énergie, source: Avenir Suisse (2024)

Les cantons détiennent, directement ou indirectement, par le biais de fournisseurs d'énergie cantonaux, des parts importantes dans Alpiq, Axpo et BKW. Les cantons de Schaffhouse, Glaris, Zurich, Zoug et Argovie détiennent une participation directe de 43% dans Axpo, les 57% restants appartenant à des entreprises telles qu'EKZ ou AEW, qui sont en majeure partie la propriété de cantons et de communes.

<sup>11</sup> Les entreprises d'électricité communales de droit public sans personnalité juridique propre n'ont pas de capital de dotation et ne sont donc pas prises en compte dans ces statistiques, raison pour laquelle, en termes réels, la part des communes et des formes juridiques de droit public est encore plus élevée.



Les pouvoirs publics ne détiennent certes pas de parts directes dans Alpiq, mais ils y participent à hauteur de 40% par le biais d'EOS Holding et d'autres EAE (p. ex. WWZ). BKW est détenue à 53% par le canton de Berne et à 10% par le Groupe E, dont des cantons et des communes détiennent 84% des parts. Les grands fournisseurs d'énergie détiennent à leur tour des participations dans d'autres EAE, par exemple BKW avec 41% dans Énergie du Jura et Axpo Holding avec 81% dans CKW.

### 3.2 Structure de propriété de Swissgrid

La structure de propriété de Swissgrid, gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, fait l'objet d'une attention particulière, car, conformément à l'art. 18, al. 3, de la LApEI, la société nationale doit veiller à ce que «son capital et les droits de vote en résultant soient détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes». Par rapport à 2018, l'actionnariat de Swissgrid n'a fait l'objet que de changements plutôt minimes. Le 23 juin 2023, Axpo Holding AG a vendu une participation de 49,9% dans Axpo Volt Beteiligung AG à la caisse de pension BVK. En tant qu'actionnaire majoritaire, elle conserve le contrôle de ses parts dans Swissgrid. Au total, au moins 34,6% du capital de Swissgrid appartiennent indirectement à des caisses de pension.

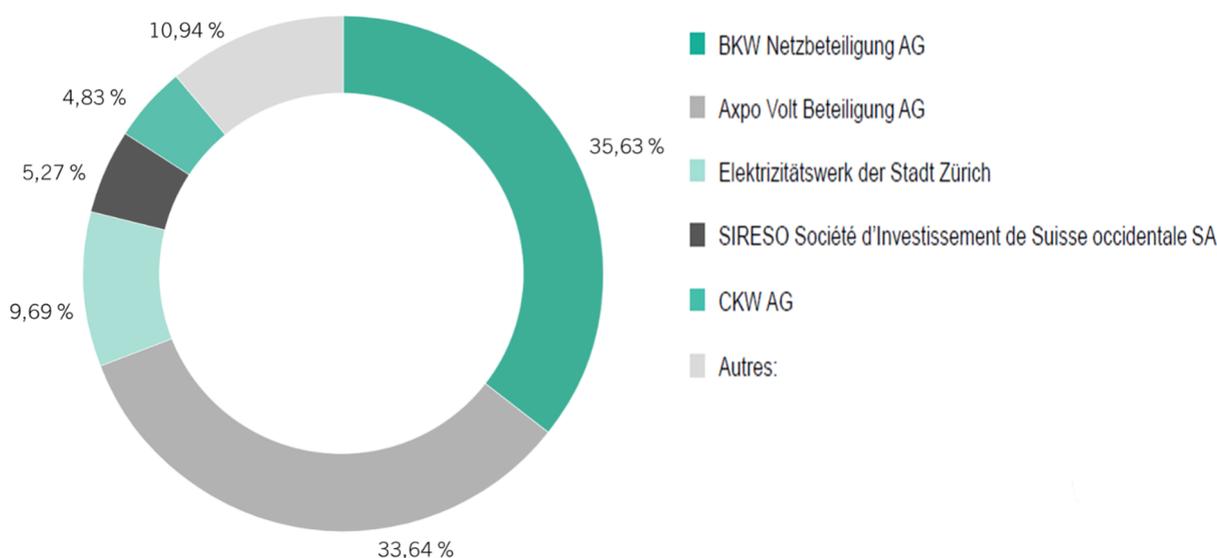


Figure 5: Actionnariat de Swissgrid

Remarque: la catégorie «Autres» comprend Azienda Elettrica Ticinesi, BKW Energie AG, FMV SA, IWB Industrielle Werke Basel, SN Energie AG, enalpin SA, le canton des Grisons, Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA, Repower AG, Elektrizitätswerk Obwalden, General Electric Technology GmbH ainsi que d'autres actionnaires détenant des parts inférieures à 0,01%.

### 3.3 Séparation des activités des gestionnaires de réseau

Les exigences en matière de séparation des activités des gestionnaires de réseau suisses n'ont pas changé depuis le dernier rapport de 2018<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont en outre tenues, de par la loi, de transférer leur réseau de transport à Swissgrid, la société nationale chargée d'exploiter le réseau suisse de transport de l'électricité (art. 33, al. 4, LApEI). Cette disposition est aujourd'hui entièrement mise en œuvre.



### 3.4 Groupes-bilan

Depuis 2018, les groupes-bilan, qui regroupent des gestionnaires de réseau de distribution, des négociants, des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs finaux, ont fait l'objet de changements mineurs. Chaque acteur du marché doit faire partie d'un tel groupe-bilan.

Les groupes-bilan fournissent à Swissgrid des programmes prévisionnels au quart d'heure, le responsable de groupe-bilan (RGB) étant chargé de veiller à ce que son groupe-bilan soit, dans la mesure du possible, en équilibre à tout moment. Si tel n'est pas le cas, Swissgrid facture de l'énergie d'ajustement aux groupes-bilan. En juin 2024, 112 groupes-bilan étaient actifs en Suisse, dont 17 avec des points de mesure en Suisse (groupes-bilan actifs)<sup>13</sup>.

Groupes-bilan avec points de mesure <sup>14</sup>	Marché spot EPEX	Marché à terme EEX
AGROLA AG		
Alpiq SA	X	x
Axpo Solutions AG	X	x
Azienda Elettrica Ticinese	X	x
BKW Energie SA	X	x
EKT Energie AG		
Elektrizitätswerk der Stadt Zurich		
FMV SA		
Groupe E SA		x
IWB Industrielle Werke Basel	X	x
Ompex AG	X	x
Primeo Energie SA		x
Repower AG	X	x
Chemins de fer fédéraux CFF		
swenex – swiss energy exchange Ltd (deux groupes-bilan)		
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	X	x

**Tableau 1:** Groupes-bilan actifs avec points de mesure en Suisse en 2024 (source: site Internet d'EEX et de Swissgrid. Consultés le 4 juin 2024)

### 3.5 Coopération, externalisation et synergies

Sur le marché de l'électricité, les formes de coopération sont variées et nombreuses.

#### *Investissements conjoints: centrales partenaires et PPA*

L'intensité capitalistique et le risque encouru par les centrales électriques constituent un défi pour les petites entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE). Les centrales partenaires sont un moyen de coopération utilisé depuis longtemps. Il s'agit de l'association de différentes EAE dans le but de construire et d'exploiter des projets tels que des centrales hydroélectriques par le biais d'une société

<sup>13</sup> Pour plus de détails, voir le rapport de Swiss Economics.

<sup>14</sup> Cf. EEX (2024). Teilnehmerliste. Page consultée le 4 juin 2024 (en allemand).



anonyme à laquelle les partenaires de coopération apportent des capitaux. Les centrales partenaires sont également un instrument éprouvé dans le cas de la plupart des installations photovoltaïques alpines en cours de planification. La mise en œuvre de ces partenariats peut également se faire dans le cadre de contrats de fourniture d'électricité à long terme (*Power Purchase Agreements*, PPA), auxquels l'industrie participe par le biais de contrats de reprise d'énergie ou de contrats d'investissement<sup>15</sup>.

#### *Externalisation des activités en cas de taille insuffisante*

De nombreux petits fournisseurs n'ont pas la taille critique pour effectuer certaines tâches spécialisées. Il s'agit notamment de l'étalonnage et de la métrologie des compteurs, de la commercialisation des prestations de services-système (PSS) ou de la gestion des données. Certains petits fournisseurs externalisent également la gestion des affaires et/ou la gestion de l'exploitation à des réseaux en amont, à de plus grandes EAE ou à des entreprises spécialisées<sup>16</sup>.

#### *Des pools d'achat pour créer des économies d'échelle au niveau des achats*

Les pools d'achat permettent de profiter d'économies d'échelle lors de l'achat d'énergie et de matériel. Le regroupement de la demande sur des plateformes énergétiques offre de meilleures possibilités en matière d'achat et une réduction des charges administratives<sup>17</sup>.

## **4. Aspects importants de l'approvisionnement en électricité**

En vertu de son art. 1, la LAPeI vise à créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr. Il s'agit de garantir un approvisionnement fiable en énergie électrique et des capacités suffisantes pour sa production, son transport et sa distribution. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de considérer le système suisse d'approvisionnement en énergie de manière étendue, c'est-à-dire en tenant compte de tous les agents énergétiques et infrastructures pertinents pour la production d'électricité ainsi que de l'évolution de la demande. Le chap. 4.1 présente d'abord l'évolution de la production. S'ensuit une description détaillée de la situation en matière de sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité au chap. 4.2. Enfin, les chap. 4.3 et 4.4 fournissent des indications sur la qualité de l'approvisionnement (qualité du réseau et perturbations) et sur le développement des investissements.

### **4.1 Production d'électricité**

Les technologies et agents énergétiques disponibles pour la production d'électricité sont utilisés à des degrés divers en Suisse. En 2023, le parc de production se compose des centrales nucléaires, de

---

<sup>15</sup> Ces coopérations donnent lieu à des synergies au niveau de la répartition des risques financiers et des risques liés aux quantités. De plus, elles peuvent contribuer à une meilleure acceptation de la construction de centrales.

<sup>16</sup> EnerSuisse, un projet commun de Primeo Energie et d'EKZ, en est un exemple: grâce à une taille appropriée, cette société de services se charge de l'optimisation des processus de petits gestionnaires de réseau. Lorsque la taille est insuffisante, l'exploitation des centrales est également confiée à des prestataires dédiés ou à des producteurs plus importants. Par exemple, Alpiq regroupe l'exploitation des centrales avec FMV au sein d'HYDRO Exploitation SA. De même, Axpo Power AG exploite plus de 100 centrales.

<sup>17</sup> OMPEX, Enerdis Approvisionnement SA en Suisse romande, iStrom en Argovie et à Zurich, Energieplattform EP AG à Saint-Gall, Youtility à Berne ou encore de grands gestionnaires de réseau tels que BKW et AEW, qui se chargent depuis plusieurs années de l'achat d'électricité et de garanties d'origine pour leurs partenaires, sont des exemples de ce type de coopération et de prestataires.



centrales hydroélectriques et de centrales thermiques (UIOM) de même que des nouvelles énergies renouvelables habituelles. La figure ci-après donne un aperçu de l'évolution de la production d'électricité en Suisse pendant les dix dernières années, avec une ventilation du mix de production électrique. Elle est complétée par une figure présentant une ventilation précise des nouvelles énergies renouvelables.

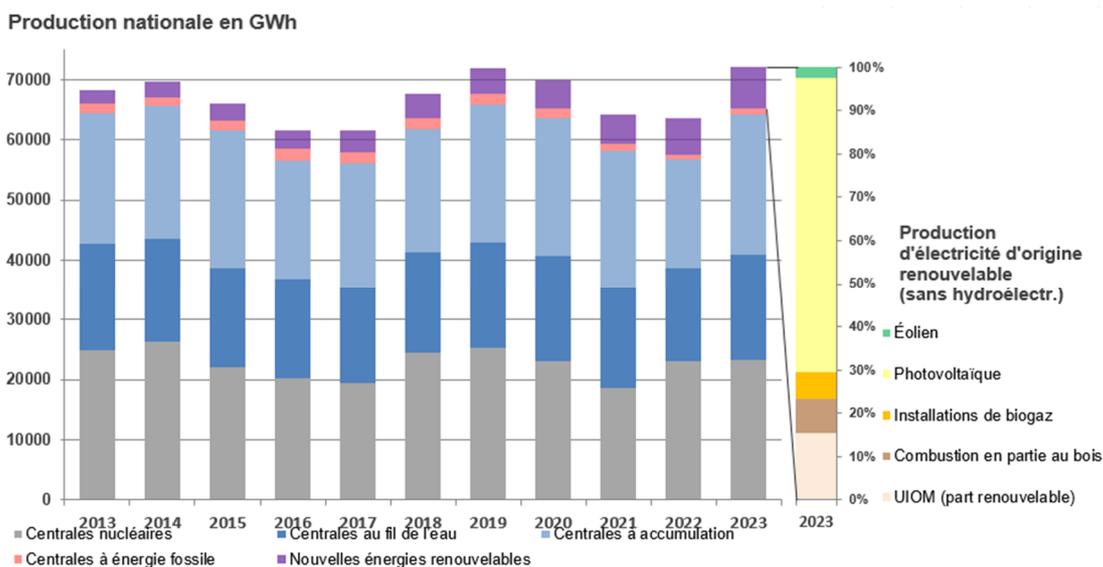


Figure 6: Évolution de la production d'électricité (production nationale) 2013-2023 (sources: Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 24, Statistique suisse de l'électricité 2023, tableau 6b)

En 2023, la production d'électricité (production nationale) a atteint 72 054 GWh en Suisse. La production d'origine hydraulique (centrales au fil de l'eau ou centrales à accumulation) représentait 40 780 GWh. S'y ajoutait la production des quatre centrales nucléaires (23 334 GWh). Le reste provenait des centrales thermiques classiques et d'installations utilisant des énergies renouvelables.

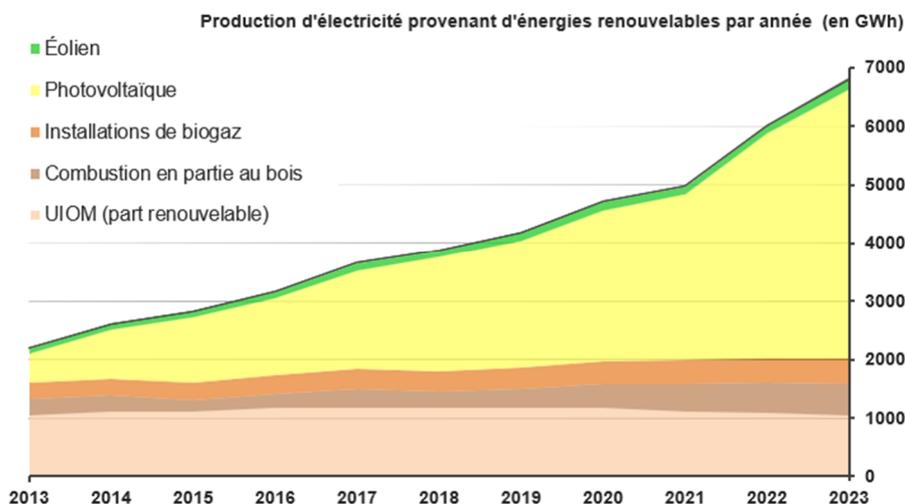


Figure 7: Évolution de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (sans la force hydraulique) 2013-2023 (source: Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 24)



La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (sans la force hydraulique) a augmenté, parfois de manière significative, au cours des dernières années. La répartition par technologie montre que le rythme de l'expansion varie selon les types de production d'électricité renouvelable: la hausse est en grande partie due à l'électricité produite par les installations solaires. Celle-ci est passée de 1945 GWh en 2018 à 4624 GWh en 2023. Sur la même période, la production d'électricité d'origine éolienne a augmenté de 122 GWh à 169 GWh. La production issue des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) compte par définition pour moitié comme énergie renouvelable (y c. la combustion de déchets renouvelables) et elle est restée pratiquement constante depuis 2013.

Le tableau qui suit donne une vue d'ensemble des capacités de production installées actuelles.

Technologie de production de l'électricité <sup>18</sup>	Nombre de centrales	Puissance électrique installée (en GW)	Production d'électricité (2023) (en GWh)
<b>Force hydraulique</b>		<b>16,6</b>	<b>40 780</b>
Centrales au fil de l'eau (dès 300 kW)	599	4,25	
Centrales à accumulation (dès 300 kW)	82	8,23	
Centrales de pompage-turbinage mixte et pur (dès 300 kW)	20	4,06	
Petites centrales hydroélectriques (jusqu'à 300 kW)	env. 1000	0,064	
<b>Centrales nucléaires (Beznau I&amp;II, Gösgen et Leibstadt)</b>	<b>4</b>	<b>2,96</b>	<b>23 334</b>
<b>Autres installations de production</b>		<b>7,7</b>	<b>7669,2</b>
Production d'électricité thermique classique (faible/aucune récupération de chaleur)	21	0,33	22
Usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) (total, y c. part des énergies renouvelables)	29	0,40	2094,4
Grandes installations de CCF (>1MWél) – renouvelable et fossile	20	0,13	276,2
Petites installations de CCF (<1MWél) – renouvelable et fossile	801	0,14	515,1
Centrales de chauffage à distance	38	0,21	605,5
Installations photovoltaïques (sans installations en îlot)	245 390	6,37	4620,3
Installations éoliennes	67	0,09	168,5

**Tableau 2:** Capacités de production installées en Suisse fin 2023 (sources: *Statistique suisse de l'électricité 2023*, *Statistique suisse des énergies renouvelables 2023*, *Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2023*, *SAHE 2024*)

En 2023, la puissance électrique totale installée des installations de production d'électricité en Suisse était d'environ 27,3 GW (cf. tableau 2). La force hydraulique disposait de près de 16,6 GW tandis que les quatre centrales nucléaires présentaient une puissance installée totale de près de 2,96 GW. Les autres installations de production mentionnées dans le tableau 2 affichaient une puissance installée d'environ 7,7 GW.

La production d'électricité évolue au cours de l'année. Les fluctuations de la production effective d'énergie hydraulique proviennent principalement du débit variable des rivières et des possibilités de stockage

<sup>18</sup> Les petites centrales hydroélectriques ne sont pas recensées de manière exhaustive dans les statistiques. Dans les catégories des grandes et petites installations de couplage chaleur-force (installations de CCF) figurent des installations de production exploitées avec des agents énergétiques fossiles (p. ex. centrales à énergie totale équipée avec un moteur à gaz/diesel, turbines à gaz) ou renouvelables (p. ex. installations à biogaz ou installations à gaz de STEP, etc.). Pour le photovoltaïque, 99% de la puissance installée sont couplés au réseau d'approvisionnement public.



des lacs de retenue<sup>19</sup>. En 2023, les centrales nucléaires ont atteint une productibilité moyenne de 90%. S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, l'hiver présente généralement une quote-part un peu plus élevée en raison des révisions annuelles estivales (2023: 55,2% entre octobre et mars).

En ce qui concerne les centrales thermiques classiques et les autres centrales, la hausse de la production en été est principalement due aux installations photovoltaïques du fait de la composition du parc de centrales et du degré de développement croissant de la production irrégulière, tel le photovoltaïque ou l'éolien. La production d'électricité des usines d'incinération des ordures ménagères reste plus ou moins constante tout au long de l'année.

En sus de l'énergie, une puissance suffisante en tout temps doit être mise à disposition pour couvrir les besoins (courbe de charge). En hiver, la demande de charge de base est plus importante qu'en été en

Parts mensuelles de production durant l'année 2023 en GWh

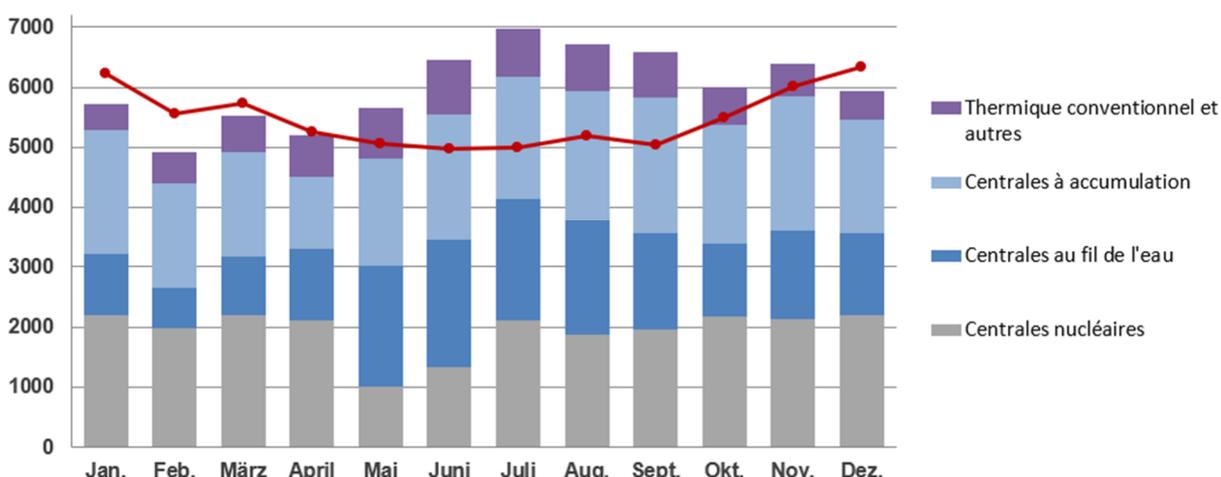


Figure 8: Quotes-parts mensuelles de la production d'électricité et consommation du pays en 2023 (source: Statistique suisse de l'électricité 2023, figure 10)

raison des températures plus basses, des chauffages électriques et des pompes à chaleur. En même temps, les centrales au fil de l'eau offrent une puissance et une énergie bien plus faibles qu'en été à cause de la quantité d'eau moins importante en hiver (près de 25% de la puissance installée, cf. ci-dessus).

La demande horaire fluctue en fonction du moment de la journée et de la saison. La demande en électricité la plus importante et, ainsi, la plus forte charge du réseau surviennent généralement à midi ou le soir en hiver. À l'inverse, la charge la plus faible tombe le plus souvent la nuit en été. Les fluctuations de la demande, pendant les journées d'hiver également, font que la Suisse est en mesure d'exporter de l'électricité à certaines heures, bien qu'en cette saison elle soit généralement un grand importateur d'électricité. Flexibles, les centrales à accumulation servent surtout à couvrir les besoins de pointe, car c'est en ces moments que la valeur de l'électricité est la plus élevée.

<sup>19</sup> En Suisse, les bassins d'accumulation ont une capacité totale d'environ 8895 GWh (2023).



## 4.2 Aspects importants de la sécurité d'approvisionnement

Les gestionnaires de réseau ont la responsabilité de pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace. De plus, la loi sur l'énergie (LEne) dispose que l'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. Elle précise que la Confédération et les cantons doivent créer les conditions générales nécessaires pour que ces entreprises puissent assumer cette tâche d'approvisionnement de manière optimale dans l'intérêt général.

Selon les principes directeurs définis dans la LEne, un approvisionnement sûr implique une disponibilité énergétique suffisante, une offre d'énergie diversifiée ainsi qu'un système d'approvisionnement techniquement sûr et efficace. L'EiCom a pour tâche d'observer l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays<sup>20</sup>. Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, l'EiCom propose au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9 LApEI (art. 22, al. 4, LApEI).

Suite à la situation tendue de l'approvisionnement énergétique qui a caractérisé l'hiver 2022/2023, la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité a été assurée par la création d'une réserve d'hiver et du mécanisme de sauvetage pour les entreprises du secteur de l'électricité, les possibilités d'abaissement du débit résiduel, des possibilités temporaires d'augmenter la capacité du réseau de transport et une campagne d'économie d'énergie de l'OFEN. La Suisse était en revanche très réticente à prendre des mesures pour réduire les prix de l'électricité : le Conseil fédéral a chargé un groupe de travail interdépartemental d'évaluer les mesures prises dans l'UE, mais a conclu qu'il n'y avait pas lieu d'agir compte tenu de la situation économique et de l'inflation plus faible que dans les autres pays.

### 4.2.1 Secteur du réseau: scénario-cadre et plan pluriannuel

#### *Capacité du réseau de transport et planification pluriannuelle du réseau de transport*

Le réseau suisse de transport comprend les niveaux de tension 220 kV et 380 kV. Il s'agit d'une structure complexe, d'une longueur totale de 6700 km et comprenant 41 interconnexions avec l'étranger.

L'établissement d'un scénario-cadre est une base essentielle de la planification du réseau de transport et du réseau de distribution (art. 9a<sup>ter</sup>, LApEI). Pour effectuer ce travail, l'OFEN s'assure le concours approprié des cantons, de Swissgrid, des autres gestionnaires de réseau et des autres acteurs concernés. Le scénario-cadre doit être réexaminé et, le cas échéant, mis à jour tous les quatre ans.

Le scénario-cadre 2030/2040 a été approuvé par le Conseil fédéral en novembre 2022. En 2024, Swissgrid a soumis à l'EiCom, pour examen, le premier plan pluriannuel basé sur le scénario-cadre. L'EiCom 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. 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, elle est d'avis qu'il faut quantifier les incertitudes énoncées dans le rapport à l'aide d'analyses de sensibilité, ce qui accroît la pertinence de l'analyse coûts-bénéfice.

#### *Planification pluriannuelle des réseaux de distribution*

Conformément à l'art. 9b LApEI, chaque gestionnaire de réseau doit fixer les principes qui sont appliqués à la planification du réseau. Pour ce faire, il faut 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

---

<sup>20</sup> À cet effet, elle vérifie notamment l'état, l'entretien et le développement du réseau de transport ainsi que l'adéquation régionale des investissements de la société nationale du réseau de transport.



l'art. 9b, al. 3, LApEI, l'ECom 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.

#### 4.2.2 **Perspective systémique: analyses d'adéquation du système (capacité de production hivernale)**

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et la décarbonation du système énergétique à plus long terme s'accompagnent de défis importants pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») prévoit diverses mesures visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement à long terme, notamment le développement de la production d'électricité en hiver (en priorité, les centrales hydroélectriques à accumulation), la création d'une réserve d'énergie et le développement des énergies renouvelables.

Depuis le début de l'offensive militaire lancée par la Russie contre l'Ukraine et les craintes de pénurie de gaz qui en découlent, la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme est au centre des préoccupations. La sécurité de l'approvisionnement en électricité repose sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique, qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux de transport d'électricité transfrontaliers, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes par des importations, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend de plus en plus des conditions dans ses pays voisins. Étant donné que la situation change au fil du temps en raison des réorientations stratégiques des pays (surtout au sein de l'UE), des analyses étendues périodiques de l'adéquation du système sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit d'une approche globale visant à modéliser la situation d'approvisionnement qui envisage l'orientation stratégique dans les domaines de la production et de la consommation en tenant compte des échanges avec l'étranger. Comme dans toute simulation, les modèles sous-jacents aux études sur l'adéquation du système comportent des limitations et se basent sur des hypothèses simplifiées<sup>21</sup>. Par conséquent, les résultats des simulations ne sont pas des prévisions, mais indiquent quelles évolutions doivent être examinées d'un œil critique, dans une perspective systémique globale.

Étude sur l'adéquation du système électrique à court terme (hiver 2022/23): en raison de la situation tendue suite à l'offensive militaire lancée par la Russie contre l'Ukraine, une étude sur l'adéquation du système électrique pour l'hiver 2022/2023 a été réalisée sur mandat de l'OFEN et accompagnée par l'ECom et l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE). Cette étude a conclu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité n'était pas menacée durant l'hiver 2022/2023, mais que des insuffisances de couverture ne pouvaient être exclues dans des situations extrêmes. En principe, l'étude reste valable pour les hivers suivants, pour autant que les développements actuels n'entraînent pas de nouveaux facteurs de stress.

L'étude a permis d'examiner différents scénarios basés sur la quantité de gaz à disposition et le nombre de centrales nucléaires exploitées. Ces scénarios tiennent aussi compte des conditions météorologiques et d'éventuelles pannes de centrales électriques et ils évaluent la probabilité de pénuries. C'est uniquement dans les scénarios d'une pénurie de gaz ou d'une combinaison entre une disponibilité limitée du gaz à l'échelle européenne et la non-disponibilité des centrales nucléaires suisses que la consommation d'électricité n'a pas pu être complètement couverte de manière permanente.

---

<sup>21</sup> À cet égard, les hypothèses utilisées sur l'évolution des systèmes européen et suisse et les incertitudes correspondantes – notamment en ce qui concerne le long terme – revêtent une grande importance.



Dans les scénarios les plus probables, les besoins en énergie peuvent être couverts par des mesures appropriées: la réserve hydroélectrique permet de reporter de l'énergie à la fin de l'hiver, qui constitue la période la plus critique. La mise à disposition d'une centrale de réserve temporaire à Birr et d'autres centrales de réserve ainsi que de groupes électrogènes de secours est un dispositif supplémentaire pour fournir de l'énergie au système indépendamment du marché, si celle-ci venait à manquer. Les autres mesures prévues, comme l'augmentation des capacités du réseau de transport d'électricité, le mécanisme de sauvetage destiné aux entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique et l'abaissement temporaire des débits résiduels renforcent, elles aussi, l'approvisionnement durant l'hiver<sup>22</sup>.

Étude sur l'adéquation du système électrique à l'horizon 2040: s'appuyant sur les Perspectives énergétiques 2050+, cette étude de l'OFEN élaborée fin 2022 évalue la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. Elle considère également d'autres facteurs d'influence, entre autres l'absence d'un accord sur l'électricité. L'étude montre que trois facteurs sont essentiels pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse: la force hydraulique, la capacité d'importation et le développement européen dans son ensemble. Si l'on parvient à combiner harmonieusement les deux premiers facteurs, des insuffisances de couverture côté suisse ou côté européen, mêmes importantes, n'auront pas de conséquences graves. L'étude parvient également aux conclusions suivantes:

- Le développement des énergies renouvelables rend le système européen d'approvisionnement en électricité de plus en plus dépendant des conditions météorologiques. Au niveau purement physique et sur la base des scénarios retenus, la Suisse pourrait devoir faire face en 2040 à un manque de couverture de la consommation atteignant au maximum 250 GWh en raison de la dépendance aux conditions météorologiques. Au niveau du marché, la Suisse ne devrait toutefois rencontrer aucune difficulté si elle est bien intégrée au marché européen.
- Si elle ne coopère pas avec l'Europe et n'adapte pas ses conditions-cadres actuelles (état en 2019) concernant le développement des énergies renouvelables indigènes, la Suisse risque de devoir parfois faire face à des pénuries à partir de 2030 pour des raisons d'ordre météorologique (*il convient de noter que l'étude n'a pas pu prendre en compte l'impact de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et de la loi portant sur des mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver*). Si, en plus, des événements majeurs se produisent en Suisse ou dans les pays voisins (p. ex. l'arrêt de centrales), il en résulte des conséquences considérables pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Dans une telle situation, toute énergie indigène supplémentaire est utile. La flexibilité de la force hydraulique suisse existante est notamment cruciale, étant donné que l'énergie supplémentaire peut être intégrée de manière optimale dans le système grâce au pompage ou à la modification des programmes prévisionnels des centrales. Partant, une coopération avec l'Europe réduit ces risques.
- Dans le cas d'un développement accéléré des énergies renouvelables, il n'y aurait en revanche pas de pénurie, même en l'absence de coopération avec l'Europe. Seule une électrification très poussée pourrait constituer un risque de pénurie en cas de conditions météorologiques défavorables.

En complément, l'association européenne ENTSO-E publie chaque année une évaluation de l'adéquation des ressources électriques européennes (European Resource Adequacy Assessment, ERAA,

---

<sup>22</sup> La réduction volontaire de la consommation d'énergie contribue également à ce renforcement.



2023). Ces analyses ne révèlent aucune difficulté d'approvisionnement importante pour la Suisse à l'horizon 2030, les marges de sécurité restant toutefois faibles ces prochaines années. La sécurité d'approvisionnement ayant un aspect transfrontalier, il demeure important que la Suisse reste bien intégrée dans l'ensemble du système européen. Le rapport ERAA<sup>23</sup> conclut également que la réduction des capacités d'échange entre la Suisse et les pays voisins (p. ex. en raison de la règle des 70%<sup>24</sup>) a un impact négatif sur la Suisse et les pays environnants. Pour éviter qu'il y ait une réduction des capacités d'échange, Swissgrid a conclu un contrat technique avec la zone de calcul de capacité «Italy North<sup>25</sup>» fin 2021 et avec la zone de calcul de capacité «CORE<sup>26</sup>» fin 2024.

Études de l'EICom: en 2023, l'EICom a mis à jour ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. D'une part, elle a chargé Swissgrid de revoir son analyse de la sécurité de l'approvisionnement à l'horizon 2025 à la lumière des scénarios adaptés. D'autre part, l'EICom a mis à jour ses calculs concernant la capacité de production hivernale jusqu'en 2035 en y intégrant de nouvelles prévisions relatives à la durée d'exploitation des centrales nucléaires, à la demande en électricité et au développement des énergies renouvelables.

Dans l'étude sur l'adéquation du système électrique pour l'année 2025, les scénarios de stress élaborés dans la dernière analyse de 2023 ont été mis à jour compte tenu des connaissances acquises dans le contexte de la guerre en Ukraine et des disponibilités exceptionnellement basses des centrales nucléaires françaises. Les hypothèses relatives à la disponibilité d'électricité indigène ont également été adaptées (en particulier exploitation de Beznau 1 et 2 après 2025). Dans le scénario de référence actualisé, aucune des simulations ne fait état de problèmes d'approvisionnement en 2025. Il n'y a pas non plus de pénurie dans la plupart des simulations du scénario de stress évalué (avec pénurie de gaz et faible disponibilité des centrales nucléaires), mais une telle situation n'est toutefois pas totalement exclue. Dans le pire des cas, il manquerait environ 500 GWh d'électricité. Si le redispatching international (intervention dans l'utilisation des centrales pour stabiliser le réseau), supposé relativement élevé dans la simulation, est divisé par deux, le volume manquant d'électricité diminue cependant à 113 GWh.

L'analyse actualisée concernant la production hivernale, qui adopte une perspective à long terme à l'horizon 2030 et 2035, se concentre essentiellement sur la production et la demande d'électricité en Suisse. Les développements à l'étranger et les possibilités d'importation n'ont pas été pris en compte. L'analyse fournit des grandeurs simplifiées pour la résilience de l'approvisionnement de la Suisse à plus long terme<sup>27</sup>. Les valeurs indicatives pour une résilience minimale sont les limites d'importation hivernale définies par le Parlement (5000 GWh ou 20% de la consommation moyenne d'électricité pendant

---

<sup>23</sup> L'ERAA 2024 a été présenté en novembre 2024 à l'ACER (source: ENTSO-E, 2023).

<sup>24</sup> Celle-ci prévoit qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020, les États membres de l'UE doivent mettre à disposition au moins 70% de la capacité de leurs éléments de réseau pour le commerce entre les États membres de l'UE. Certains pays ont fait usage de la dérogation leur permettant d'augmenter progressivement cette attribution de capacité jusqu'à fin 2025. Avec la mise en œuvre de la règle des 70%, on peut s'attendre à une augmentation du commerce au sein de l'UE (cf. [La règle des 70% et la Suisse](#)).

<sup>25</sup> Italie, France, Autriche et Slovaquie

<sup>26</sup> Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovaquie

<sup>27</sup> L'analyse a relevé deux indicateurs: premièrement, comme dans le dernier document de référence de l'EICom consacré à la production hivernale, le besoin d'importation de la Suisse pendant le semestre d'hiver; deuxièmement, le nombre de jours pendant lesquels la Suisse pourrait s'approvisionner elle-même à la fin de l'hiver, lorsque les réserves saisonnières sont déjà en grande partie épuisées (dans l'hypothèse où il ne serait temporairement pas possible de recourir à des importations en raison d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe).



le semestre d'hiver), ou au moins 22 jours de capacité d'autonomie (valeur actuelle approximative)<sup>28</sup>. En se basant sur ces deux analyses, l'EiCom recommande une capacité de réserve thermique d'au moins 400 MW pour 2025 et de 700 à 1400 MW à partir de 2030. En raison des grandes incertitudes, elle estime qu'il convient de procéder par étapes afin de pouvoir, au besoin, ajuster la constitution des réserves.

À l'heure actuelle, les réserves d'électricité complémentaires suivantes sont disponibles jusqu'au printemps 2026: centrale de réserve de Birr (AG) d'une puissance de 250 MW; centrale de réserve de Cornaux d'une puissance de 36 MW; centrale à gaz à cycle combiné de Monthey (VS) d'une puissance de 50 MW; groupes électrogènes de secours regroupés en pool<sup>29</sup> d'une puissance d'environ 250 MW. Fin juillet 2023, l'OFEN avait lancé le premier appel d'offres pour des centrales de réserve après 2026 portant sur un volume de 400 MW. L'appel d'offres a été abandonné en juin 2024, car les prix proposés étaient trop élevés. À la place, l'OFEN a entamé des négociations directes avec les prestataires.

### 4.3 Qualité du réseau et perturbations

La qualité de l'approvisionnement en électricité dépend notamment d'une disponibilité élevée du réseau. Depuis 2010, l'EiCom relève les indices de qualité de l'approvisionnement usuels à l'échelle internationale, à l'instar de SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*). Cet indice donne la durée moyenne en minutes pendant laquelle chaque consommateur final s'est retrouvé sans électricité sur une année. La figure suivante représente l'évolution du SAIDI au cours des six dernières années.

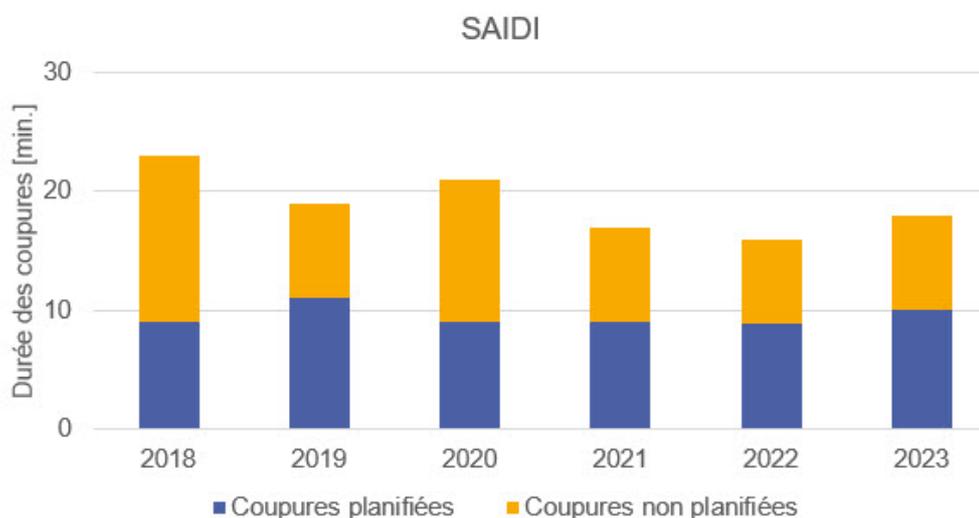


Figure 9: Évolution du SAIDI 2018-2023 (source: relevé EiCom)

Sur les six années, la non-disponibilité moyenne du système a légèrement diminué. Les coupures non planifiées sont souvent dues à des événements météorologiques. Les situations météorologiques extrêmes telles que les tempêtes, les chutes de neige, les inondations ou la chaleur augmentent la valeur SAIDI. Les coupures planifiées, liées aux changements de compteur ou aux travaux de

<sup>28</sup> Ces deux chiffres illustrent la très grande incertitude qui entoure l'évolution de la résilience de l'approvisionnement: pour respecter les valeurs indicatives (en supposant une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans), il faudrait, selon le scénario envisagé, une réserve de 0 à 1400 MW d'ici 2030 ou de 0 à 2100 MW d'ici 2035 avec une capacité de puissance continue.

<sup>29</sup> Pour les groupes électrogènes de secours, on vise une exploitation à puissance continue.



maintenance, sont à peu près constantes. La collecte de données repose sur la déclaration volontaire des différents gestionnaires de réseau. L'évaluation comprend les données des 91 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse et ne recense que les coupures de plus de trois minutes. Sur le plan international, la qualité de l'approvisionnement est bonne. C'est ce qu'indique une comparaison avec les pays voisins réalisée dans le cadre du 7<sup>th</sup> *CEER Benchmarking Report*<sup>30</sup>.

#### **4.4 Investissements dans les réseaux**

En vertu de son art. 1, la LApEI a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr. Pour le garantir aussi à long terme, il est nécessaire de procéder à des investissements pour la rénovation et l'extension des réseaux électriques. Les gestionnaires du réseau de distribution présentent chaque année les investissements (sans les achats de réseaux) et les amortissements dans leur comptabilité analytique soumise à l'EiCom. Ceux-ci sont restés en grande partie identiques depuis 2009: des investissements d'environ 1,5 milliard de francs et des amortissements de quelque 800 millions de francs par an. Entre 2018 et 2022, les investissements annuels moyens dans le réseau de transport se sont élevés à 156 millions de francs.

La rémunération du capital par le biais du WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) a une influence considérable sur le montant du tarif de réseau réglementé. Par le passé, l'EiCom a souligné à plusieurs reprises que la méthode de calcul actuelle du WACC de réseau présentait des faiblesses. Elle a en particulier relevé que les risques encourus par les gestionnaires de réseau et, par conséquent, le risque pour l'entreprise sont surestimés. De même, les limites techniques inférieures utilisées pour le taux d'intérêt sans risque ont conduit, dans le contexte de taux bas de l'époque, à un plafonnement non justifié du WACC vers le bas. En raison de ces deux aspects, le WACC a tendance à être trop élevé. Cette critique, également exprimée par le Surveillant des prix et la Commission de la concurrence, a été prise en compte par l'OFEN lors de la révision de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité de février 2025 relative au calcul du WACC. Cette révision vise à limiter le WACC à un niveau plus adapté aux risques.

#### **4.5 Digression sur la cybersécurité**

La numérisation et l'innovation numérique dans le secteur de l'électricité nécessitent une protection adéquate contre les cyberrisques auxquels sont exposées les infrastructures critiques. Dans le cadre des travaux de base en matière de numérisation, l'OFEN a constaté en 2021 le très faible niveau de maturité de l'ensemble du secteur<sup>31</sup>, ce qui a incité le Conseil fédéral à abandonner le principe de subsidiarité et de volontariat dans ce domaine. En conséquence, des bases légales ont été créées dans le cadre de la dernière révision de la loi sur la sécurité de l'information, afin d'imposer des exigences minimales aux entreprises du secteur de l'électricité en matière de cybersécurité et de rendre obligatoire la déclaration des cyberincidents. Ces exigences ont été définies conjointement avec la branche et sont également fixées dans l'OApEI depuis l'été 2024. Elles s'appuient sur les normes internationales dans ce domaine. Dans le cadre de leurs efforts en matière de numérisation, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent désormais aussi veiller à la cybersécurité. Il incombe à l'EiCom de contrôler que les exigences minimales sont bien mises en œuvre.

---

<sup>30</sup> Relevé EiCom, 7<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report, 2022, p. 63.

<sup>31</sup> OFEN, 2021, Cyber-Sicherheit und Cyber-Resilienz für die Schweizer Stromversorgung (en allemand uniquement)



## 5. Évolution du commerce de gros

Conformément à son article énonçant ses buts, la LAPeI crée également les conditions propres à assurer un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Un tel marché doit garantir un approvisionnement des clients finaux suisses qui soit de qualité et à un prix raisonnable, et favoriser indirectement une meilleure intégration du marché suisse dans celui de l'UE.

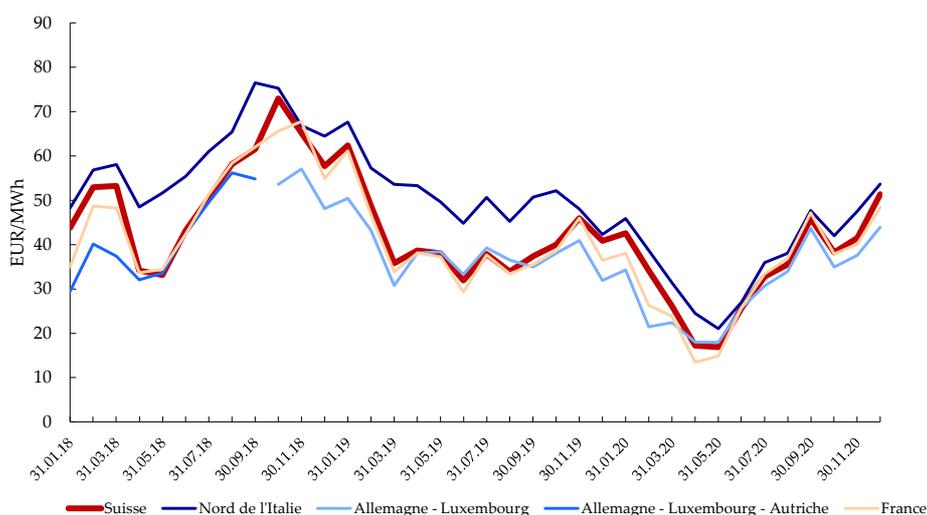
Le présent chapitre décrit dans un premier temps les développements intervenus sur les différents marchés de gros (day-ahead, intraday, à terme), en incluant les transactions commerciales bilatérales (chap. 5.1). Les chap. 5.2 et 5.3 qui suivent proposent une analyse du marché pour l'énergie de réglage ainsi qu'une présentation du «marché» des centrales de réserve. Le chap. 5.4 décrit la situation sur le marché des garanties d'origine. Enfin, au vu de l'importance future des PPA pour l'approvisionnement de base, le chap. 5.5 se penche sur le potentiel qui réside dans ce type de contrat.

### 5.1 Marchés de gros

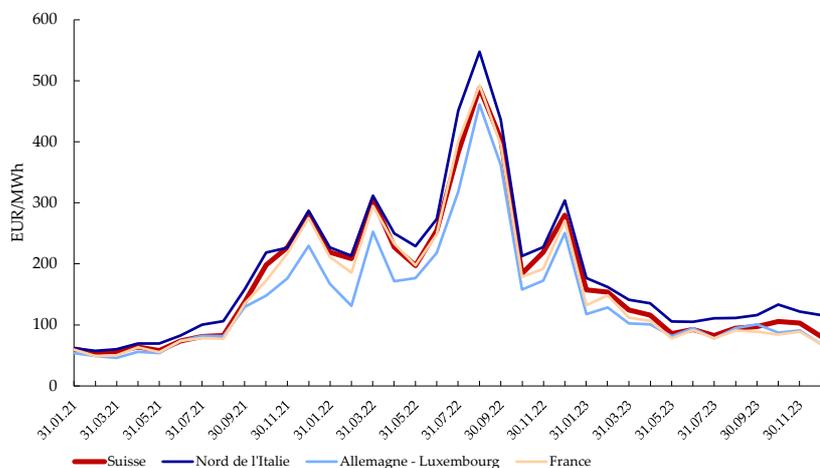
#### 5.1.1 Marché day-ahead et marché intraday

Le marché spot suisse est organisé par la bourse européenne de l'électricité European Power Exchange (EPEX SPOT). Il est utilisé pour l'achat d'électricité à court terme et se compose du marché day-ahead et du marché intraday.

Entre 2018 et 2020, les prix day-ahead suisses se situaient entre les prix italiens et allemands. En hiver, ils avaient tendance à se rapprocher des prix italiens, tandis qu'en été, ils étaient plus proches des prix allemands. Dans l'ensemble, ils suivaient de près les prix français (qui se situent en général également entre les prix italiens et allemands). Entre 2021 et 2023, l'évolution des prix day-ahead a largement reflété les turbulences accrues qui ont marqué le marché pendant cette période.

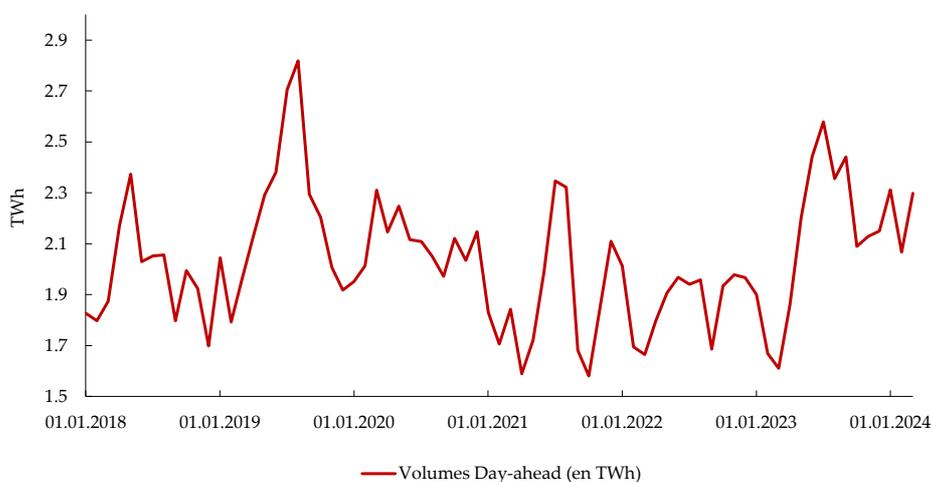


**Figure 10:** Prix mensuels moyens sur le marché day-ahead pour la Suisse, l'Italie du Nord, la France et l'Allemagne-Luxembourg (2018-2020) (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E Transparency Platform)



**Figure 11:** Prix mensuels moyens sur le marché day-ahead pour la Suisse, l'Italie du Nord, la France et l'Allemagne-Luxembourg (2021–2023) (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E Transparency Platform)

Le volume mensuel day-ahead varie de manière non négligeable entre 2018 et 2024, mais reste dans un intervalle généralement compris entre 1,9 TWh et 2,5 TWh.



**Figure 12:** Volume mensuel day-ahead de la Suisse (source: Swiss Economics, données d'EPEX Monthly Reports)

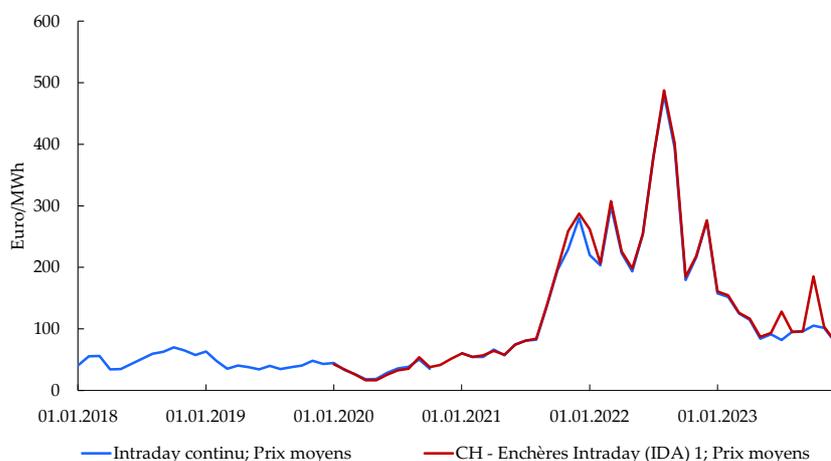
Sur le marché intraday d'EPEX SPOT, l'électricité négociée est livrée le jour même. Depuis le 13 juin 2018, les capacités transfrontalières et l'énergie sont négociées ensemble (= implicitement) sur le marché intraday dans les principaux États membres de l'UE (*Market Coupling* ou couplage des marchés).



La Suisse ne participe pas directement au couplage des marchés. Après l'introduction de XBID<sup>32</sup>, le volume négocié sur le marché intraday suisse a fortement diminué. Pour compenser la faible liquidité, EPEX a établi des enchères intraday spéciales pour la Suisse.

Suite à l'introduction du *Local Implementation Project* (LIP 14) et du *Single Intraday Coupling* (SIDC)<sup>33</sup> en Italie le 21 septembre 2021, les enchères intraday implicites à la frontière italo-suisse ont été remplacées par des enchères explicites. Les capacités doivent désormais être achetées aux enchères à l'avance via le Joint Allocation Office.

Dans le négoce intrajournalier, les prix moyens sont restés relativement stables jusqu'en 2021 environ puis, comme sur le marché day-ahead, ils ont enregistré une hausse atteignant 400% entre le début de l'année 2021 et le troisième trimestre de 2022.

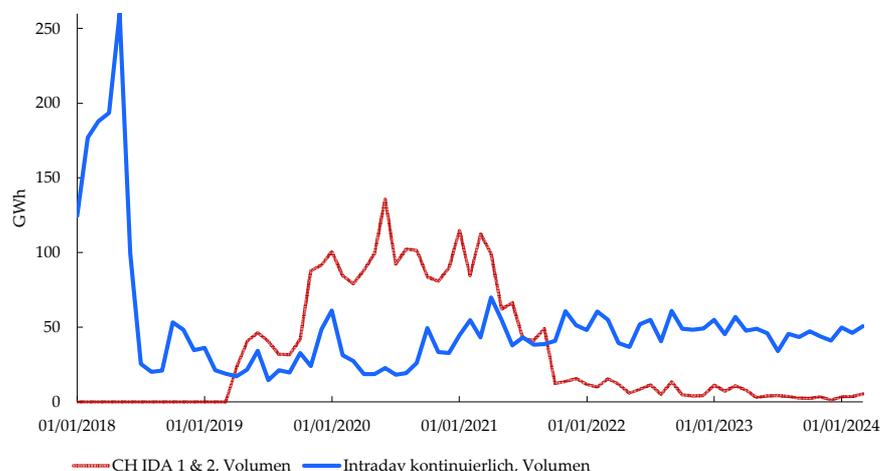


**Figure 13:** Prix intraday mensuels moyens en Suisse (source: *Swiss Economics*, données de *Swiss Energy Charts*)

La figure suivante montre en outre la baisse soudaine des volumes négociés en raison de la non-participation de la Suisse au couplage des marchés à partir du deuxième semestre 2018.

<sup>32</sup> Cross-Border Intraday Market Project

<sup>33</sup> LIP 14 (*Local Implementation Project 14*) est un projet visant à intégrer le marché italien de l'électricité dans le couplage unique infrajournalier européen. SIDC (*Single Intraday Coupling*) est le système de couplage des marchés intraday européens, qui permet aux pays participants de réaliser des échanges transfrontaliers d'électricité en continu et de prendre part à des enchères implicites.



**Figure 14:** Volume intraday mensuel en Suisse (source: Swiss Economics, données d'EPEX Monthly Reports)

La ligne bleue indique les volumes négociés en continu sur le marché intraday suisse et la ligne rouge ceux négociés dans le cadre des enchères intraday (IDA 1 et IDA 2). Dans un premier temps, l'introduction des enchères intraday en avril 2019 a contribué à augmenter le volume total négocié, mais ce volume a chuté après septembre 2021.

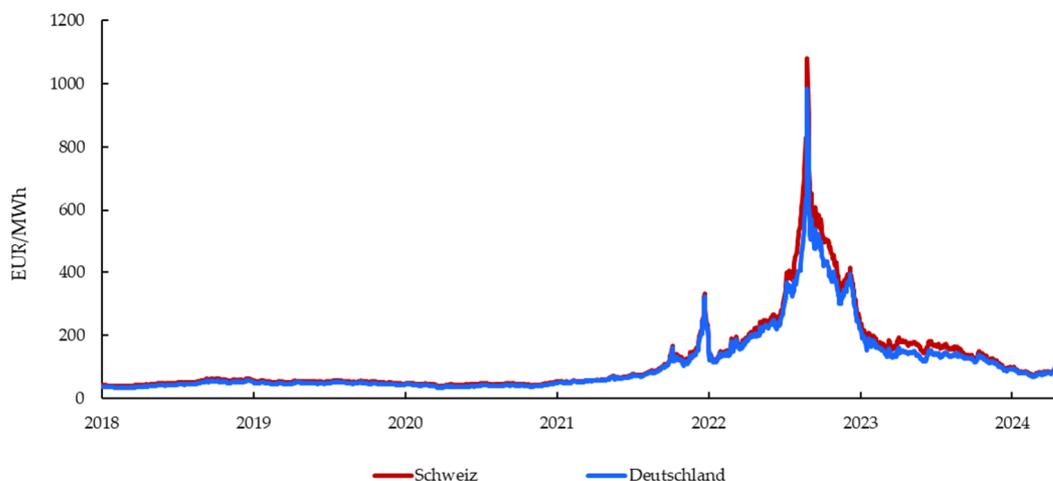
### 5.1.2 Marché à terme

Sur le marché à terme continu de la bourse de l'électricité EEX à Leipzig, il est possible de négocier des *futures* (contrats à terme) standardisés à des prix fixes pour le marché suisse de l'électricité. Ces contrats sont disponibles pour différents délais de livraison, allant de jours ou de semaines à des mois, des trimestres et des années, le délai maximal étant de 10 ans. Depuis 2023, les *Swiss Power Peak Futures* sont venus compléter les *Swiss Power Base Futures*. Dans le cas des contrats *Base*, l'électricité est livrée tout au long de la journée, tandis que dans le cas des contrats *Peak*, elle ne l'est que pendant les périodes de charge maximale<sup>34</sup>. Les *Future Spreads*, qui permettent de négocier la différence de prix entre pays fournisseurs, sont également disponibles pour la Suisse. Des options suisses ne sont pas encore proposées.

La figure ci-dessous montre que les prix des *Base Power Futures* avec un délai de livraison en Suisse correspondent largement à ceux de l'Allemagne. Les deux prix enregistrent une augmentation massive d'environ 1000% entre le dernier trimestre de 2021 et le troisième trimestre de 2022, avant de retrouver, après une chute tout aussi vertigineuse, un niveau à peu près deux fois plus élevé qu'en 2021.

---

<sup>34</sup> Du lundi au vendredi, de 8 h à 20 h.



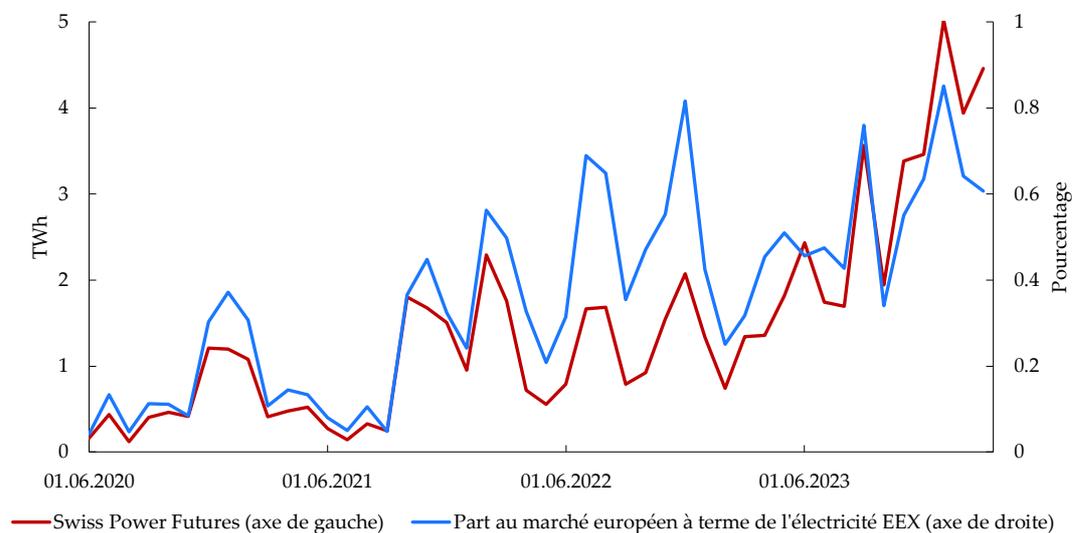
**Figure 15:** Prix des *Base Power Futures* avec délai de livraison pour l'année suivante (source: représentation de l'EICOM basée sur des données de l'EEX)

La hausse exceptionnelle des prix entre 2021 et 2023 était due au faible niveau de remplissage des installations de stockage de gaz en Europe et à la hausse des prix du charbon. À cela s'ajoutait la reprise économique intervenue après la première vague de coronavirus en automne 2021, qui a soutenu la demande. L'invasion de l'Ukraine par la Russie et les sanctions qui s'en sont suivies au premier trimestre de 2022 ont considérablement aggravé la situation sur les marchés. Parallèlement, en été 2022, la France a dû importer de l'électricité en raison de l'arrêt de plus de la moitié de ses centrales nucléaires. Tous ces facteurs, ainsi que la crainte d'une situation de pénurie, ont entraîné une hausse historique des prix de l'électricité en Suisse.

Les fortes variations de prix ont entraîné des appels de marge (*Margin Calls*) sur les bourses. Ces derniers peuvent être à l'origine d'importants problèmes de liquidités chez les négociants<sup>35</sup>. Pendant la crise énergétique, les négociants d'électricité détenant des positions longues (vendeurs nets sur le marché à terme) ont connu de telles difficultés. Pour faire face à la hausse des prix sur le marché à terme, ils étaient contraints de fournir des sûretés plus importantes, ce qui a entraîné en peu de temps des demandes de liquidités élevées. La Confédération a dû mettre en place un mécanisme de sauvetage en adoptant une loi urgente et activer celui-ci en septembre 2022 pour Axpo.

La figure ci-dessous montre le volume négocié de *Swiss Power Futures* en TWh à l'EEX (ligne rouge) ainsi que sa part en pourcentage par rapport à l'ensemble du marché à terme de l'électricité européen (ligne bleue) entre juin 2020 et mars 2024. Le volume négocié de *Swiss Power Futures* a fortement augmenté au fil du temps, avec un taux de croissance annuel moyen de 34%. Il a progressé de 3 TWh entre fin 2022 et début 2024, alors que la hausse n'était que de 1 TWh entre le deuxième semestre 2020 et fin 2022. La part des *Swiss Power Futures* par rapport à l'ensemble du marché EEX a été multipliée par six pendant la même période, mais reste relativement faible en mars 2024 (0,6%).

<sup>35</sup> Sur les marchés à terme, les parties à un contrat à terme (*future*) doivent fournir des sûretés sous forme d'argent liquide ou de titres déposés sur un compte de marge afin de garantir l'exécution du contrat. Les bénéfices et les pertes du contrat à terme sont compensés quotidiennement entre les deux parties via le compte de marge jusqu'à l'échéance. Si la perte d'une partie dépasse les exigences de marge (p. ex. en raison d'un mouvement de prix défavorable important), un appel de marge est lancé. Cela signifie que la partie ayant essuyé une perte doit fournir davantage de sûretés pour que l'exécution du contrat reste garantie. Dans le cas contraire, la position à terme est clôturée par la bourse.



Remarque: le volume comprend les *Swiss Base* et les *Peak Power Futures* agrégés sur toutes les durées.

**Figure 16:** Volumes des contrats à terme suisses et part sur le marché à terme européen (source: *Swiss Economics, données d'EEX Monthly Reports*)

Une enquête a été menée auprès des acteurs du marché (par Swiss Economics) en complément de l'analyse des prix et des volumes<sup>36</sup>. Il en ressort que la transparence sur la plateforme de négociation EEX n'a pas changé depuis 2018, la fixation des prix étant majoritairement jugée transparente. Les coûts commerciaux, qui comprennent entre autres les frais de transaction ou des frais fixes pour l'accès à la bourse ainsi que les courtiers, sont le plus souvent considérés comme plutôt élevés.

### Marché à terme OTC

Outre les bourses, les marchés à terme OTC, ou de gré à gré, sont des plateformes de négociation importantes. On y négocie des *forwards* standardisés, des produits structurés et sur mesure, voire des contrats d'approvisionnement complet. La «performance» de ces plateformes a également été examinée dans le cadre d'une enquête<sup>37</sup>.

Pour deux tiers des entreprises interrogées, les offres sur le marché OTC sont à peu près aussi chères que les produits boursiers. Le tiers restant indique que les produits OTC sont jusqu'à 5% ou 5 à 10% plus chers que les offres en bourse. La majorité estime que la liquidité sur le marché OTC est élevée, mais qu'elle a légèrement diminué depuis 2018. Comparé à la bourse, le marché OTC est moins liquide. La fixation des prix est jugée moins transparente qu'à la bourse<sup>38</sup>. Enfin, les coûts commerciaux sur le marché de gré à gré sont considérés comme faibles.

<sup>36</sup> Pour plus de précisions, voir le rapport de Swiss Economics.

<sup>37</sup> Voir le rapport de Swiss Economics.

<sup>38</sup> Plusieurs experts du marché interrogés ont toutefois mentionné que l'introduction d'une nouvelle plateforme de négociation en 2019 (enmacc) a contribué à rendre le négoce de gré à gré plus efficace et à accroître la transparence.



## 5.2 Marchés de l'énergie de réglage

Outre les marchés de gros, les marchés de l'énergie de réglage jouent également un rôle important. Afin de maintenir la fréquence du réseau à 50 Hz, la puissance et l'énergie de réglage sont acquises par Swissgrid dans le cadre de ventes aux enchères spéciales. En cas de différences physiques, on a recours à l'énergie de réglage selon un système à trois niveaux: l'énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire.

Le **réglage primaire** a pour but de compenser en quelques secondes des fluctuations minimales dans le réseau électrique. Il est pour l'essentiel fourni automatiquement par les grandes centrales hydroélectriques et doit être disponible en l'espace de 30 secondes. La Suisse a besoin d'une puissance de réglage primaire d'environ 65 MW. Les achats s'effectuent sur un marché commun (FCR Cooperation) avec les gestionnaires de réseau de transport d'Autriche, de Belgique, de République tchèque, du Danemark, des Pays-Bas, de France, d'Allemagne et de Slovaquie; l'indemnisation suit le principe «pay-as-cleared», l'énergie de réglage primaire sollicitée n'étant pas indemnisée en sus. Swissgrid a créé la plateforme de Crowd Balancing «Equigy» en collaboration avec d'autres gestionnaires de réseau de transport. En 2021, elle a lancé, conjointement avec ewz et Equigy, un projet pilote qui utilise des technologies de stockage, telles que les batteries des voitures électriques, pour compenser les fluctuations à court terme dans le réseau de transport. Pour ce faire, Equigy puise automatiquement dans des sources d'énergie décentralisées.

Le **réglage secondaire** est prévu pour équilibrer le réseau dans un délai allant de quelques minutes à 15 minutes. La réserve secondaire doit être mise à disposition en l'espace de 5 minutes<sup>39</sup> et équivaut à environ 400 MW. Swissgrid fait partie de la plateforme européenne IN<sup>40</sup> (issue de la plateforme régionale IGCC<sup>41</sup>), qui aide à éviter les activations opposées de l'énergie de réglage; cela a permis d'économiser respectivement 27 et 24 millions de francs en 2022 et 2023<sup>42</sup>. L'achat de puissance de réglage secondaire (PRS) se fait la semaine précédente dans le cadre d'enchères séparées pour la puissance positive et pour la puissance négative; elle est indemnisée selon le principe «pay-as-bid». Depuis juin 2022, l'indemnisation de l'énergie sollicitée se déroule selon une procédure basée sur le marché, qui s'inspire de PICASSO<sup>43</sup> et suit le principe «pay-as-cleared». Dans ce cadre, seules les offres qui ont été effectivement sollicitées sont indemnisées. En raison de l'absence d'accord sur l'électricité, Swissgrid ne fait pas partie de la plateforme PICASSO, qui organise l'échange d'énergie de réglage secondaire (ERS) en Europe. La Suisse est toutefois prête à y participer en reprenant les réglementations concernées. Depuis juin 2022, il est également possible de placer des offres volontaires supplémentaires jusqu'à 25 minutes avant la livraison. Swissgrid prévoit d'introduire un produit journalier afin de rendre le marché du réglage secondaire plus attractif pour d'autres prestataires et d'accroître ainsi l'offre.

Le **réglage tertiaire** est activé manuellement et utilisé en cas de déséquilibre de plus de 15 minutes. La réserve tertiaire s'élève à environ 500 MW, mais des écarts sont possibles. La puissance de réglage tertiaire (PRT) est achetée par le biais d'enchères séparées pour la puissance positive et pour la puissance négative. La puissance mise en réserve est indemnisée selon le principe «pay-as-bid» et la quantité d'énergie sollicitée selon le principe «pay-as-cleared». Des enchères PRT sont organisées pour deux produits: un produit hebdomadaire et un produit

<sup>39</sup> Cf. EICOM (2021). Puissance et énergie de réglage.

<sup>40</sup> IN est l'acronyme de Imbalance Netting.

<sup>41</sup> IGCC est l'acronyme de International Grid Control Cooperation.

<sup>42</sup> Cf. les rapports de l'EICOM Puissance et énergie de réglage.

<sup>43</sup> PICASSO est l'acronyme de Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation. Swissgrid n'en fait pas partie en raison de l'absence d'accord sur l'électricité.



de 4 heures. En février 2020, Swissgrid a lancé le marché intégré (MI), ce qui signifie que l'énergie pour les déséquilibres des groupes-bilan et les redispatchings internationaux<sup>44</sup> sont traités sur le même marché. Swissgrid fait également partie de la plateforme TERRE<sup>45</sup>, qui permet l'échange d'énergie de réglage tertiaire lente en Europe. En revanche, elle ne fait à ce jour pas partie de la plateforme MARI<sup>46</sup> destinée à l'échange d'énergie de réglage tertiaire rapide au sein du marché intérieur de l'électricité de l'UE.

En plus de l'achat régulier comportant trois niveaux, Swissgrid utilise depuis 2016 l'**achat anticipé** afin de garantir la disponibilité de la puissance de réglage secondaire et tertiaire pendant les mois d'hiver et d'augmenter la sécurité en matière de planification.

Les coûts de la puissance de réglage sont inclus dans le tarif général des services-système de Swissgrid, tandis que les coûts de l'énergie de réglage sont facturés aux groupes-bilan au titre de l'énergie d'ajustement soutirée.

En raison de la structure asymétrique du mécanisme de prix pour l'énergie d'ajustement (MPEA), les revenus de Swissgrid sont supérieurs aux coûts occasionnés par l'énergie de réglage. La différence entre ces revenus et les coûts de l'énergie de réglage abaisse donc normalement les coûts à la base des tarifs des services-système. Un nouveau MPEA symétrique doit être développé d'ici la fin de l'année 2025 et introduit au début de 2026<sup>47</sup>.

La figure ci-dessous montre l'évolution de la quantité d'énergie de réglage sollicitée. Alors que les quantités d'énergie de réglage secondaire positive ou négative (ERS+, ERS-) sont restées à peu près constantes, l'énergie de réglage tertiaire positive (ERT+) et négative (ERT-) a connu une nette augmentation de près de 100%, principalement en raison de la qualité insuffisante des prévisions des groupes-bilan et du développement considérable du photovoltaïque (PV)<sup>48</sup>.

---

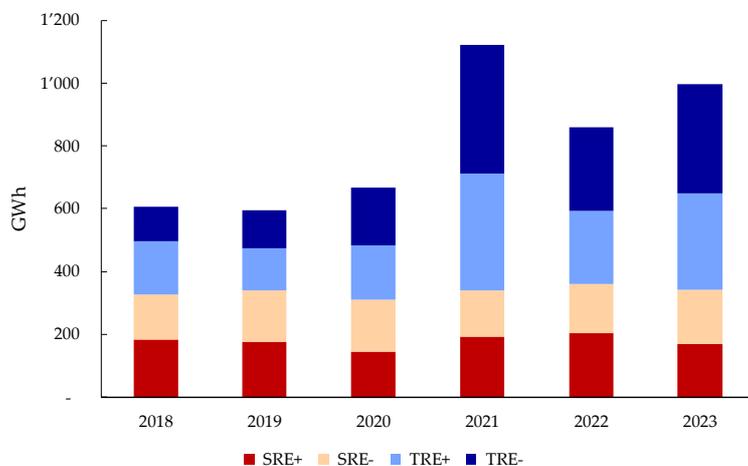
<sup>44</sup> Le redispatching désigne les mesures prises au sein du réseau électrique consistant à adapter la production et la consommation d'électricité afin d'éviter les congestions du réseau et de garantir sa stabilité. Il s'agit d'ordonner aux centrales électriques d'augmenter ou de réduire leur production afin d'optimiser les flux de charge sur le réseau. Voir également l'explication détaillée du ministère du gouvernement fédéral allemand en charge de l'économie et de la protection du climat <https://www.bmwk-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/06/Meldung/direkt-erklaert-redispatch.html>.

<sup>45</sup> TERRE est l'acronyme de Trans European Replacement Reserves Exchanges. Six gestionnaires de réseau de transport, dont Swissgrid, participent à cette plateforme (état en juin 2024).

<sup>46</sup> MARI est l'acronyme de Manually Activated Reserves Initiative. La différence entre MARI et TERRE est que MARI optimise l'achat et l'activation du réglage tertiaire rapide, tandis que TERRE se concentre sur le réglage tertiaire lent.

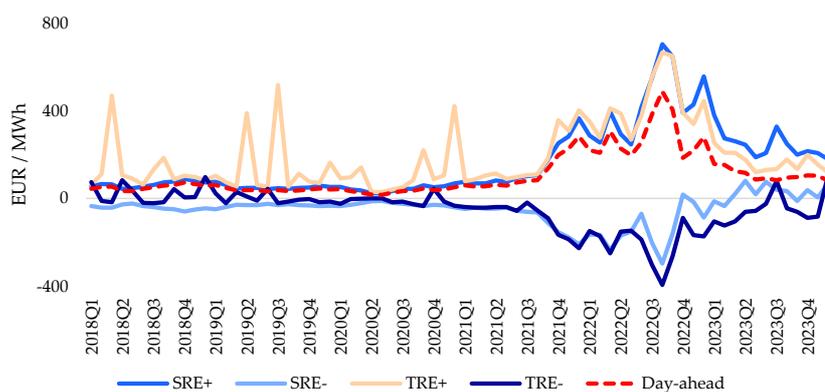
<sup>47</sup> Il permettra aux groupes-bilan non seulement de respecter leur programme prévisionnel, mais aussi de contribuer à la stabilisation du système et de gagner de l'argent.

<sup>48</sup> Les formes d'achat ont également une influence significative. L'exemple de l'Allemagne montre que la qualité des prévisions des acteurs s'améliore avec le temps. À court terme, il est toutefois possible que les imprécisions redeviennent plus importantes.



**Figure 17:** Évolution de la quantité d'énergie de réglage secondaire et d'énergie de réglage tertiaire (source: Swiss Economics, données de Swissgrid)

La figure 18 ci-dessous présente l'évolution des coûts mensuels moyens de l'énergie de réglage par MWh. Les coûts moyens de l'énergie de réglage positive suivent une tendance similaire à celle des prix sur le marché général de l'électricité. En 2021 et 2022, les coûts moyens ont considérablement augmenté, atteignant leur maximum en août 2022 avec plus de 650 euros/MWh pour l'ERS+ et l'ERT+. En 2023, les coûts ont de nouveau diminué, sans toutefois revenir au niveau de 2018 et 2019. Les coûts négatifs pour l'ERS- et l'ERT- résultent des opportunités des fournisseurs sur d'autres marchés, autrement dit les fournisseurs préfèrent payer un prix positif pour le prélèvement de l'énergie plutôt que recevoir une indemnisation, car ils peuvent revendre l'énergie sur d'autres marchés (cet effet a culminé pendant la crise énergétique).



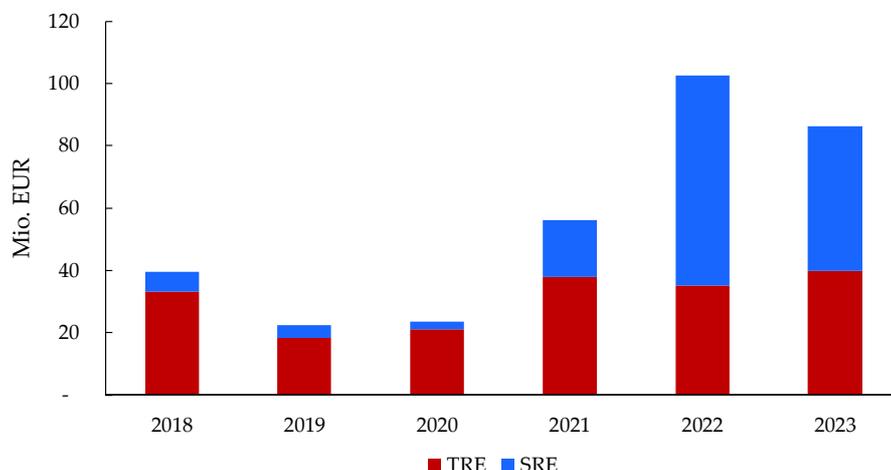
Remarque: il s'agit des coûts moyens des quantités sollicitées.

**Figure 18:** Évolution des coûts mensuels moyens de l'énergie de réglage secondaire et de l'énergie de réglage tertiaire par MWh (source: Swiss Economics, données de Swissgrid)

L'évolution future des prix sur le marché de l'énergie de réglage dépend de l'évolution des prix sur les marchés de gros, du comportement des acteurs et des développements de la structure du marché, notamment la participation aux plateformes européennes PICASSO et MARI et l'évitement de l'exclusion de la Suisse de l'IN (auparavant IGCC). Une nouvelle exclusion entraînerait une multiplication par environ deux des besoins de la Suisse en ERS. Or, étant donné que le *merit order* est plus restreint en Suisse, il en résulterait probablement une hausse des prix.



La figure suivante résume l'évolution des coûts nets<sup>49</sup>.



Remarque: les valeurs absolues des quantités d'ERT et d'ERS négatives et d'ERT et d'ERS positives ont été additionnées (addition du montant des quantités).

**Figure 19:** Évolution des coûts nets (source: Swiss Economics, données de Swissgrid)

La figure ci-dessus montre également que l'augmentation des prix est principalement liée à l'ERS. Cette augmentation coïncide en partie avec le changement du modèle d'indemnisation intervenu en juin 2022. Jusqu'alors, l'indemnisation était liée au prix de la bourse suisse (SwissIX). Depuis, elle se fait dans le cadre d'une procédure basée sur le marché, qui s'inspire de PICASSO et dans laquelle les soumissionnaires font une offre pour la puissance et l'énergie. En raison de l'exclusion actuelle de la Suisse de PICASSO et d'un *merit order* national restreint, le marché ne peut actuellement être exploité que de manière limitée, car l'offre est relativement faible par rapport à la quantité demandée.

L'augmentation considérable des prix pour l'ERS+ (cf. figure précédente) a poussé 25 fournisseurs à déposer une plainte auprès de l'EiCom en janvier 2023, ce qui a conduit cette dernière à ouvrir une enquête. L'EiCom a l'intention de plafonner les prix (temporairement) à partir de mars 2025. Il faut toutefois partir du principe que ce nouveau système de marché a fortement contribué à l'augmentation des prix, particulièrement marquée depuis le printemps 2024. Le plafonnement des prix introduit par l'EiCom pour l'énergie de réglage secondaire court jusqu'à fin 2025. D'autres mesures se trouvent actuellement dans la phase de mise en œuvre dans le but de stabiliser ces marchés à moyen et long termes.

### 5.3 «Marché» des capacités de réserve

Ces dernières années, les États membres de l'UE ont mis en place toutes sortes de marchés de capacité<sup>50</sup>. La Suisse a introduit ce type d'éléments avec la réserve hydroélectrique, les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours. En s'appuyant sur ses analyses relatives à la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et long terme actualisées en juillet 2023, l'EiCom a recommandé une capacité de réserve thermique d'au moins 400 mégawatts (MW) pour l'année 2025 et de 700 à

<sup>49</sup> Dépenses moins revenus.

<sup>50</sup> L'indemnisation ne porte pas sur l'énergie elle-même, mais sur la simple mise à disposition de capacités de production d'électricité.



1400 MW à partir de 2030. En raison des incertitudes persistantes, une approche par étapes a été adoptée.

#### Réserve hydroélectrique

La réserve hydroélectrique a été introduite en automne 2022 sur la base de l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH) afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité pendant les mois d'hiver. Mandatée à cet effet, Swissgrid a acquis en octobre 2022 un total de 400 GWh d'énergie à un prix moyen de 739,97 euros/MWh et pour un coût total de 296 millions d'euros. Pour l'hiver 2023/2024, l'EiCom a adapté la structure d'achat en raison des coûts élevés. La réserve hydroélectrique a été acquise par le biais d'appels d'offres échelonnés entre mai et septembre 2023 afin de réduire le risque de coûts lié à d'éventuelles fluctuations de prix sur le marché. L'achat de 400 GWh s'est fait à un prix moyen de 138,67 euros/MWh pour un coût total de 55 millions d'euros, soit 81% meilleur marché. Pour l'hiver 2024/2025, l'EiCom a fixé la réserve hydroélectrique à 300 GWh (+/- 100 GWh), étant donné que des groupes électrogènes de secours désormais regroupés en pool sont disponibles et que les énergies renouvelables ne cessent de se développer. La quantité acquise s'est élevée à 250 GWh pour un coût total de 16,5 millions d'euros. Avec l'entrée en vigueur de l'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») au 1<sup>er</sup> janvier 2025, les exploitants de centrales à accumulation seront désormais tenus de conserver une réserve hydroélectrique. En échange, ils perçoivent une indemnité forfaitaire modérée.

#### Centrales de réserve de Birr, Cornaux et Monthey

En automne 2022, la Confédération suisse et General Electric Global Services GmbH (GE) ont signé un contrat portant sur la mise à disposition d'une centrale de réserve temporaire dans la commune de Birr (canton d'Argovie). Opérationnelle depuis mars 2023, la centrale de réserve présente une puissance totale de 250 MW. Elle ne sera utilisée qu'en cas d'urgence et sera démantelée d'ici la fin de l'année 2026. Les coûts totaux pour la durée concernée s'élèvent à environ 470 millions de francs (coûts d'une éventuelle exploitation non compris). En outre, la Confédération a conclu des contrats avec les centrales de Cornaux et de Monthey, qui mettent à disposition une puissance de 86 MW. Les coûts correspondants s'élèvent à environ 30 millions de francs jusqu'à l'échéance des contrats en 2026. Les coûts fixes pour les trois centrales de réserve se montent donc à quelque 500 millions de francs. Ces contrats arrivant à échéance en 2026, la Confédération souhaite en conclure d'autres pour de nouvelles centrales de réserve d'une puissance électrique totale de 400 MW. Un appel d'offres lancé en juillet 2023 a été suspendu en mars 2024, car les coûts proposés étaient trop élevés. La Confédération a donc entamé des négociations directes. L'adjudication est prévue pour le printemps 2025.

#### Groupes électrogènes de secours

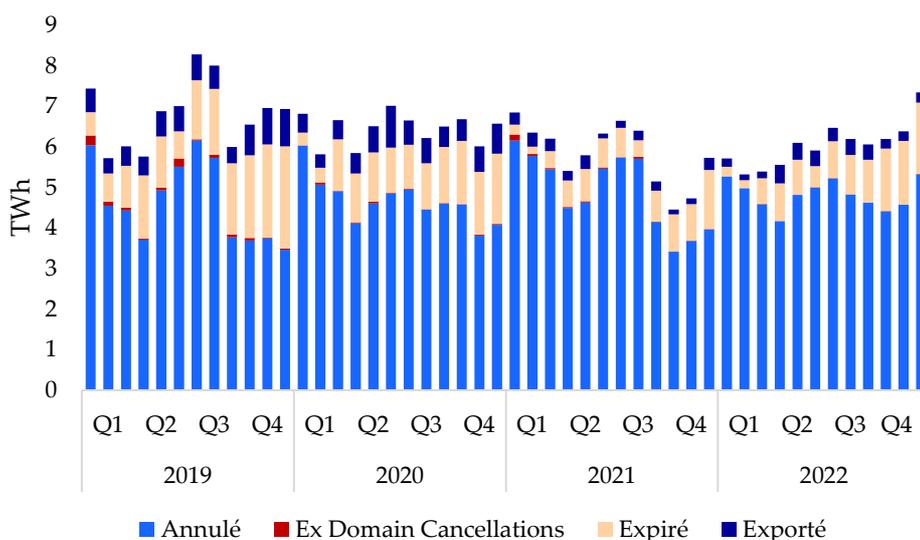
En temps normal, les groupes électrogènes de secours ne peuvent être utilisés que pour des tests d'une durée strictement limitée et en cas de panne d'électricité. Pour les hivers 2023 à 2026, cette limitation a été temporairement supprimée pour les groupes électrogènes de secours participant à la réserve. Afin de maximiser l'efficacité et la disponibilité des groupes électrogènes de secours pour la réserve d'hiver, des pools regroupant plusieurs installations sont souvent formés. Ces pools fonctionnent comme une centrale virtuelle et sont gérés par des entreprises spécialisées. Durant l'hiver 2023/2024, leur puissance totale était d'environ 135 MW. L'objectif de la Confédération est d'augmenter cette puissance à 280 MW. L'indemnisation se fait au moyen d'une prime de mise à disposition de 10 000 francs par hiver et par MW et d'une prime appropriée à la livraison. Le total des coûts fixes pour les hivers 2023 à 2026 se situe donc entre 5 et 9 millions de francs.



## 5.4 Marché des garanties d'origine

Le négoce des garanties d'origine (GO) s'effectue par le biais de certificats autonomes et est découplé du flux d'électricité physique. Les producteurs reçoivent des garanties d'origine pour l'énergie qu'ils ont injectée dans le réseau suisse, documentant la période, le lieu et le type de production. Parallèlement, depuis 2006, les fournisseurs doivent informer leurs clients finaux une fois par an sur le mix d'électricité qui leur est livré et se procurer les GO correspondantes pour les déposer ou les annuler auprès de Pronovo<sup>51</sup>.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2021, les GO suisses ne sont plus reconnues par l'UE, car la Suisse n'a pas d'accord avec cette dernière concernant la reconnaissance mutuelle de ces GO. La Suisse continue pour sa part d'accepter les GO européennes. La non-reconnaissance des GO suisses dans l'UE n'a qu'une importance secondaire du point de vue de la formation des prix. Contrairement à l'UE, il existe en Suisse une obligation de couvrir l'ensemble des ventes d'électricité par des GO, ce qui crée une demande stable. Entre 2019 et 2022, environ 75% des GO ont été annulées en Suisse. À l'époque où les GO suisses étaient encore reconnues, les exportations représentaient à peine 10% des sorties de GO, tandis que depuis leur non-reconnaissance, ce pourcentage s'élève à quelque 5%. Les prix des GO sont généralement plus élevés en Suisse qu'en Allemagne. Récemment, l'écart s'est toutefois réduit. La figure qui suit présente une vue d'ensemble de la répartition des GO suisses annulées.



Remarque: annulée: la GO a été utilisée en Suisse; Ex Domain Cancellations: la GO a été annulée dans un pays et utilisée pour le marquage de l'électricité dans un autre pays; expirée: la GO n'a pas été annulée ou exportée dans le délai imparti; exportée: la GO a été exportée.

**Figure 20:** Sorties de garanties d'origine (source: Swiss Economics, données de Pronovo)

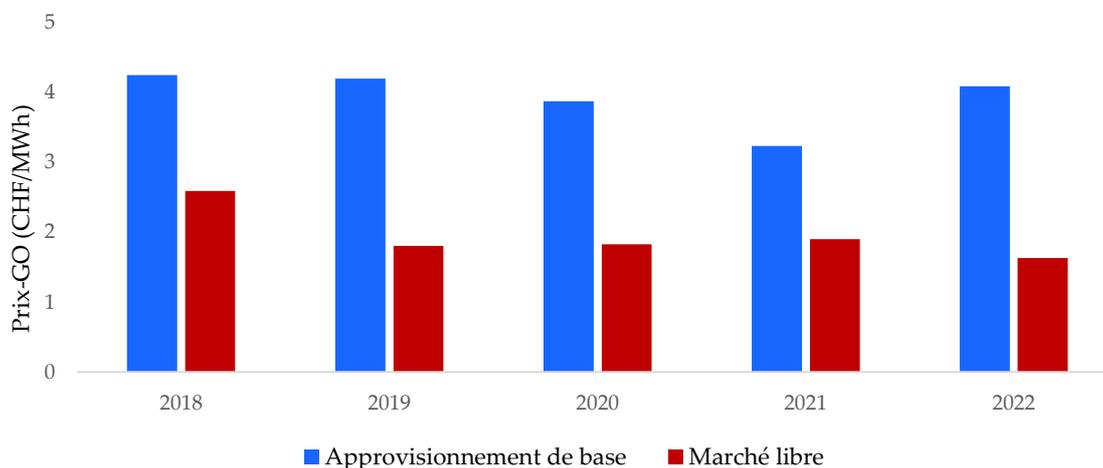
Les GO sont négociées soit de gré à gré, soit sur des plateformes de vente. Depuis 2018, le marché des GO a évolué avec l'ouverture de la plateforme OTC enmacc en 2019, de GreenPowerHub en 2023 et la fermeture d'Ökostrombörse, la plus grande plateforme de négociation de Suisse, en 2023. L'étude de marché de Swiss Economics suggère que la transparence et la liquidité ont plutôt diminué. Le marché est actuellement davantage façonné par des transactions OTC. Parallèlement, la liquidité est intrinsèquement marquée par la disponibilité limitée de GO suisses pour les énergies renouvelables.

<sup>51</sup> Pronovo est responsable du système de garanties d'origine pour le compte de la Confédération et veille à ce que les GO ne puissent pas être annulées deux fois.



### Évolution des prix

La figure ci-dessous montre l'évolution des prix moyens pondérés des GO utilisées dans l'approvisionnement de base ou sur le marché libre.



**Figure 21:** Comparaison des prix des GO dans l'approvisionnement de base et sur le marché libre (source: Swiss Economics, données issues de l'enquête de l'EiCom auprès des gestionnaires de réseau)

Pendant la période de 2018 à 2022, aucune tendance claire ne se dégage en matière de prix. Dans l'approvisionnement de base, les GO ont coûté en moyenne près de 4 frs/MWh, soit 0,4 ct./kWh. Cela correspond à 2% du prix moyen de l'électricité pour un ménage type en 2022<sup>52</sup>. Les GO achetées par les clients sur le marché libre auprès des gestionnaires de réseau ont coûté près de 2 frs/MWh. Ces différences de prix s'expliquent entre autres par l'hétérogénéité du marché. Le prix des GO est influencé par divers facteurs, tels que le type de production (p. ex. éolien, hydraulique), le lieu (p. ex. Suisse, Allemagne), la qualité ou la norme de certification (p. ex. naturemade star). Les clients se trouvant dans l'approvisionnement de base sont souvent orientés vers des produits plus durables, avec des prix plus élevés pour les GO, par le biais de produits par défaut (*green defaults*)<sup>53</sup>. La disponibilité des différents produits pourrait être une autre raison des différences de prix évoqués. Les clients sur le marché libre disposent d'un plus grand choix ou peuvent acheter des produits personnalisés. Lorsque les coûts de l'électricité sont élevés, ils achètent généralement le produit le moins cher sur le marché libre.

### Perspectives

Le marquage trimestriel de l'électricité sera introduit pour les garanties d'origine en 2027. À l'avenir, il ne sera donc plus possible d'utiliser des GO relevant de la production estivale pour le marquage de l'électricité consommée en hiver.

## 5.5 Développement d'un marché des PPA

Depuis 2018, l'importance des contrats d'achat d'électricité à long terme, appelés *Power Purchase Agreements* ou PPA, ne cesse de croître. Au sens large, il s'agit de contrats conclus à long terme entre un producteur d'électricité et un client (p. ex. un fournisseur d'énergie ou une entreprise) à un prix fixé

<sup>52</sup> En 2022, un ménage moyen a payé 21,2 ct./kWh (212 frs/MWh) (cf. EiCom).

<sup>53</sup> Par exemple, le produit standard de BKW coûte 11 frs/MWh de plus que le produit le moins cher (cf. BKW.ch).



à l'avance. Au sens strict, les PPA sont des contrats d'achat d'électricité portant sur la livraison de l'électricité provenant d'une centrale spécifique à un groupe-bilan et sur la mise à disposition des GO correspondantes. Dans le cas des PPA groupés, les GO ne sont généralement pas liées à la centrale, mais à la technologie.

Il n'existe actuellement pas de chiffres précis sur le développement des PPA. Étant donné que les PPA sont des opérations d'origination, ils ne sont pas négociés de manière standardisée sur une bourse: ils sont adaptés en fonction des souhaits des clients et un prix est fixé. Pour la majorité des entreprises d'électricité interrogées par Swiss Economics (28 sur 49), les PPA ne jouent pas (encore) un rôle important. Environ un cinquième (dix entreprises) achètent de l'électricité suisse dans le cadre de PPA et neuf entreprises souhaiteraient en acquérir davantage par ce biais. Du côté de l'offre, trois entreprises proposent des PPA pour l'achat d'électricité suisse et deux entreprises souhaiteraient en proposer davantage pour cette électricité. En Suisse, les principales entreprises proposant des PPA sont Axpo, BKW et Alpiq, mais également d'autres grands producteurs. Les producteurs sont généralement des prestataires qui commercialisent leur propre production. Les acheteurs typiques sont de grandes entreprises industrielles, telles que les entreprises chimiques ou les clients multi-sites (p. ex. des chaînes de commerce de détail disposant de sites groupés), les centrales d'électricité cantonales ainsi que les grands fournisseurs d'électricité. Ils ont généralement besoin d'une très bonne notation et utilisent les PPA pour protéger les prix futurs de l'électricité et pour atteindre leurs objectifs de durabilité par la production physique d'énergie locale et renouvelable. On estime que la disponibilité des PPA sur le marché suisse est de plus en plus limitée. La capacité négociée s'élève en moyenne à 1 à 3 MW par PPA. Les PPA éoliens et solaires portent sur des capacités plus faibles que les PPA hydroélectriques.

#### Diverses solutions contractuelles

Les PPA concernent un très large éventail de produits. On distingue principalement les PPA sur site et les PPA hors site. Dans le cas des PPA sur site, l'électricité est fournie directement par l'installation située sur le site du client. Le consommateur peut ainsi économiser les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Dans le cas des PPA hors site, l'énergie est produite en dehors du site du client et injectée dans le réseau. En Suisse, les PPA conclus sont majoritairement hors site. C'est surtout l'industrie lourde qui a recours aux PPA sur site. Pour les PPA hors site, des PPA virtuels sont également envisageables<sup>54</sup>. Selon les experts, la majorité des contrats conclus sont des contrats «pay-as-produced», aux termes desquels l'acheteur acquiert au prix du PPA la totalité de l'énergie produite dans l'installation ou un pourcentage de celle-ci fixé au préalable. La durée d'un PPA est fixée en fonction de la centrale: d'ordinaire, elle est comprise entre 5 et 15 ans (exceptionnellement 20 ans), la plupart des PPA ayant une durée de 6 à 10 ans. En Suisse, on négocie surtout des PPA portant sur l'électricité issue de centrales hydroélectriques existantes. Il s'agit de l'énergie hydraulique mise en commun, produite par des centrales à accumulation et des centrales au fil de l'eau. Il existe en outre des PPA isolés pour de grandes installations solaires. Selon l'estimation des experts, le développement des installations solaires alpines ou de l'énergie éolienne offre un potentiel pour l'avenir. Les prix des PPA sont très variables et dépendent également de la situation du prestataire. Ainsi, les producteurs sans approvisionnement de base ont un besoin de couverture plus important pour des quantités d'énergie futures et proposent donc des prix plus avantageux.

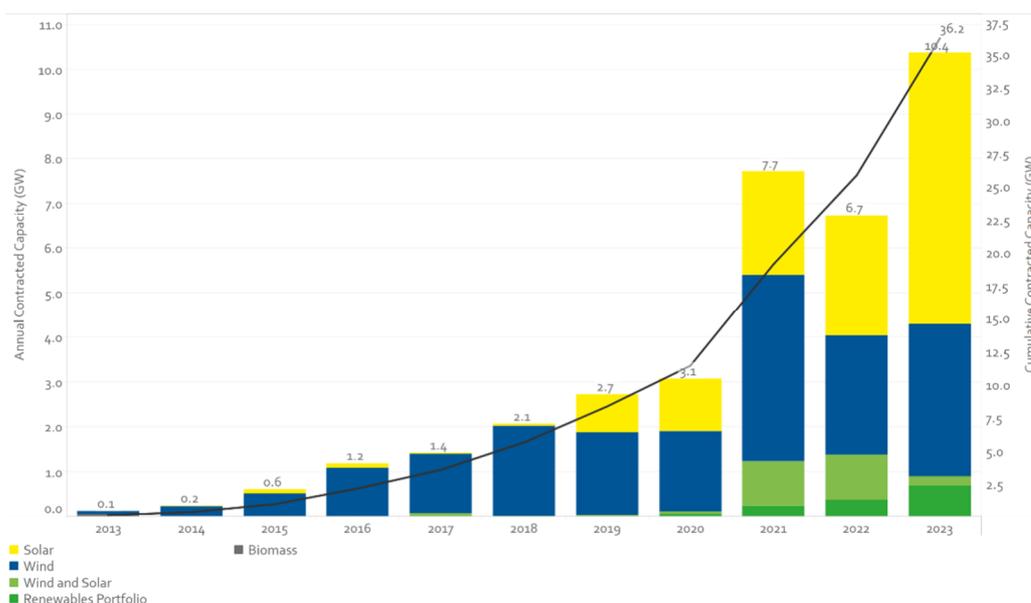
---

<sup>54</sup> Les PPA virtuels sont des constructions financières dans lesquelles les clients reçoivent/paier la différence entre le prix du PPA et le prix spot et obtiennent en échange des GO, mais se voient livrer l'énergie par un autre fournisseur (généralement aussi d'un autre pays). La demande de PPA virtuels est faible en Suisse, car l'énergie ne provient pas directement de centrales locales fonctionnant aux énergies renouvelables.



### Le marché suisse des PPA en comparaison européenne

Comparé au marché européen des PPA, le développement du marché en Suisse n'en est qu'à ses débuts, en particulier pour ce qui est de l'offre et du volume. Depuis 2020, le marché européen des PPA a connu une croissance de 250% (en termes de puissance prévue dans les contrats). La plus forte augmentation a été enregistrée pour les PPA portant sur l'énergie solaire. Le pays européen ayant négocié la plus grande capacité dans le cadre de PPA est l'Espagne avec 8,1 GW, suivie de l'Allemagne (4,6 GW) et de la Suède (4,2 GW).



**Figure 22:** Évolution du marché européen des PPA (source: resource-platform.eu)

La construction de grandes installations solaires et éoliennes devrait toutefois entraîner un développement des PPA en Suisse également. De plus, l'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») vient encourager cette tendance en prescrivant une part minimale de 20% issue de la production renouvelable indigène, laissant ainsi escompter un effet stimulant sur la demande.

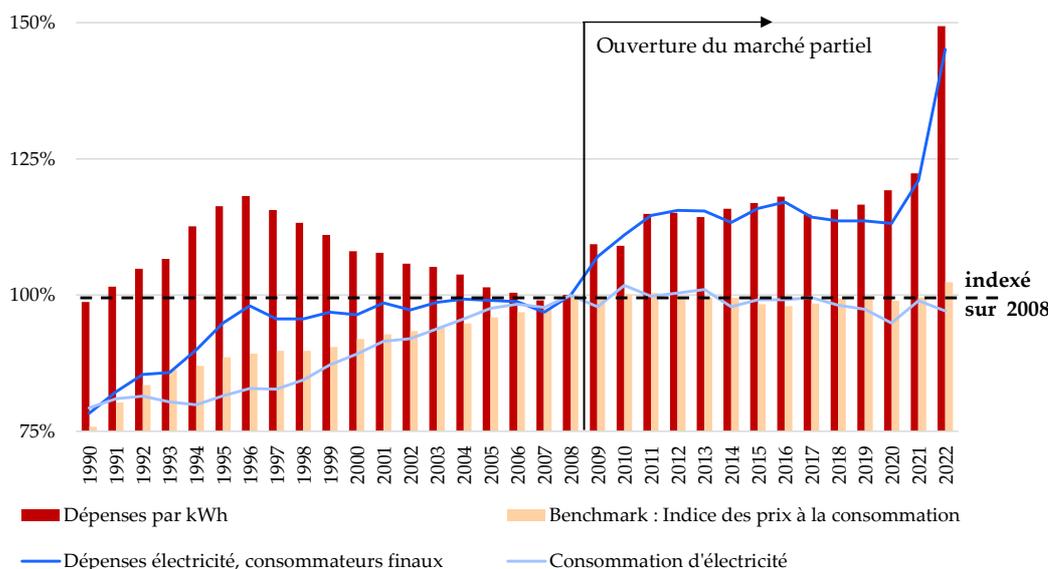
## 6. Approvisionnement de base et marché de détail libre

Le présent chapitre met en lumière les développements sur le marché de détail. Le chap. 6.1 propose une vue d'ensemble des dépenses des consommateurs finaux. Le chap. 6.2 présente ensuite une analyse des formes d'achats auxquelles recourent les gestionnaires de réseau de distribution. Les chap. 6.3 et 6.4 décrivent respectivement les changements intervenus dans l'approvisionnement de base et ceux intervenus dans le segment de marché libéralisé.



## 6.1 Évolution des dépenses d'électricité des consommateurs finaux

La figure ci-après montre l'évolution des dépenses annuelles d'électricité des consommateurs finaux en Suisse, ainsi que la consommation annuelle d'électricité jusqu'en 2022. Les données sont indexées sur l'année 2008 (100% en 2008), soit un an avant l'ouverture partielle du marché<sup>55</sup>.



Remarques: séries temporelles indexées sur l'année 2008. Depuis l'ouverture partielle du marché, les coûts par unité d'énergie ont augmenté de près de 50%.

**Figure 23:** Évolution des dépenses d'électricité depuis 1990, indexée sur l'année 2008 (source: Swiss Economics, sur la base de données de l'OFS)

Il est frappant de constater que les dépenses d'électricité par kWh ont baissé entre le milieu des années 90 et 2008. L'ouverture partielle du marché a, dans un premier temps, donné lieu à une nette augmentation due en grande partie aux coûts du réseau plus élevés<sup>56</sup>. Les prix de l'électricité ont ensuite légèrement augmenté jusqu'en 2016, baissé en 2017, puis de nouveau légèrement augmenté à partir de 2018. Plus récemment, les prix ont fortement augmenté dans le sillage de la crise énergétique.

La consommation d'électricité est restée relativement constante depuis l'ouverture partielle du marché (ligne bleue claire), avec des baisses en 2020 (année de coronavirus) et en 2022 (année de crise énergétique). La hausse des dépenses totales (ligne bleue) est donc en grande partie liée aux prix durant cette période.

## 6.2 Achats d'énergie par les gestionnaires de réseau de distribution

Outre la propriété, les formes d'achat d'énergie par les EAE jouent un rôle très important dans le contexte des caractéristiques structurelles du marché suisse de l'électricité et dans la perspective de la formation des prix.

<sup>55</sup> Les données proviennent de l'OFS et se basent sur une enquête menée auprès de 185 entreprises d'électricité. Cet échantillon représente une part annuelle de plus de 80% de la consommation finale d'électricité.

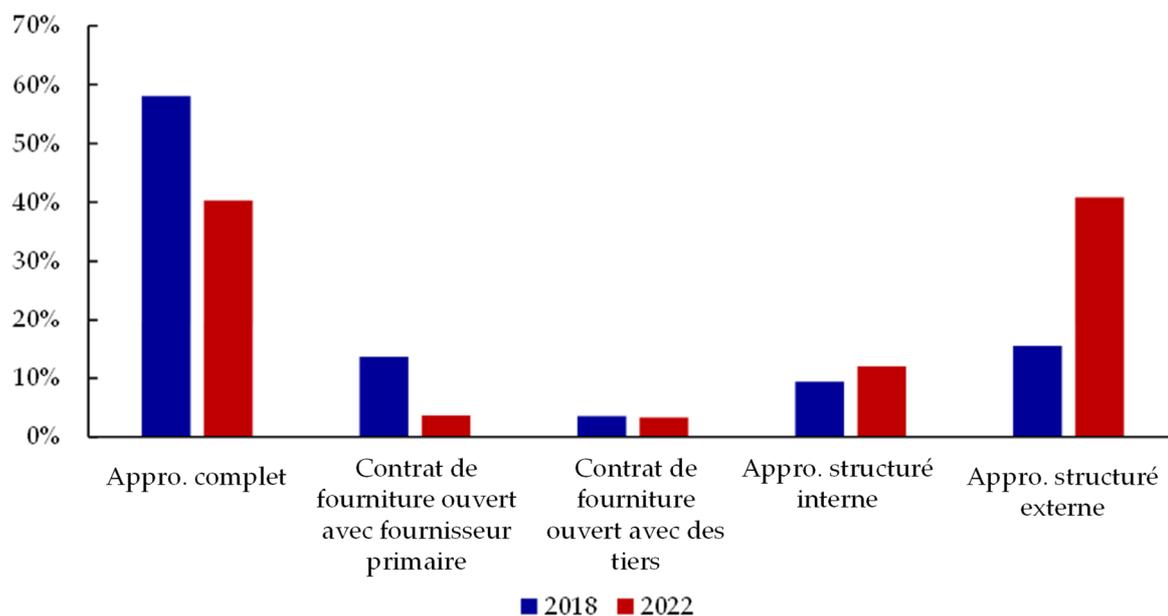
<sup>56</sup> La hausse des prix enregistrée lors de l'ouverture partielle du marché est probablement liée, du moins en grande partie, à la possibilité de réévaluer les réseaux. De nombreux gestionnaires de réseau ont fait usage de cette possibilité et les premières années de l'ouverture partielle du marché ont été marquées par des litiges concernant l'évaluation du réseau.



On peut distinguer les formes suivantes:

- approvisionnement complet,
- contrat de livraison ouvert avec les fournisseurs en amont,
- contrat de livraison ouvert avec des tiers,
- achats structurés en interne,
- achats structurés en externe.

Depuis 2018, ce domaine a traversé des changements importants. La part de l'approvisionnement complet est passée de près de 60% à 40%, car la garantie des prix n'est plus aussi avantageuse en cas de fortes fluctuations des prix de l'électricité. La part des contrats d'électricité ouverts, aux termes desquels l'électricité qui n'est pas achetée sur le marché est livrée par un fournisseur fixe, a également chuté. La part des contrats d'électricité ouverts conclus avec un tiers est restée constante. Une nette progression a été enregistrée au niveau des achats structurés, notamment auprès de prestataires externes: la part de cette forme d'achat est passée de 15% à 40%, tandis que celle des achats structurés en interne a augmenté de 9% à 12%. Les achats structurés offrent des avantages considérables en cas de fluctuation des prix de l'électricité, car ils permettent de répartir les risques en intervenant à des moments différents.



**Figure 24:** Principales variantes d'achats pendant les années 2018 et 2022 (source: Swiss Economics, données issues de l'enquête de l'EICOM auprès des gestionnaires de réseau)

Les achats structurés ont également progressé de manière significative pour toutes les formes juridiques. Pour les EAE disposant du plus grand nombre de stations de mesure, les achats structurés étaient déjà la principale variante en 2018, avec 70%. Ce pourcentage est passé à 85% en 2022. Parallèlement, la part de l'approvisionnement complet a diminué de près de 10 points de pourcentage et le contrat de livraison ouvert avec des tiers n'est plus utilisé. Pour les EAE disposant du plus petit nombre de stations de mesure, la proportion de contrats de livraison ouverts avec des fournisseurs en amont et des achats structurés en externe a à peu près doublé entre 2018 et 2022. En revanche, le



contrat de livraison avec des tiers et les achats structurés en interne ont été moins utilisés. Quant aux percentiles restants, on constate que les achats structurés en externe ont fortement augmenté et que l'approvisionnement complet et le contrat de livraison ouvert avec les fournisseurs en amont ont diminué.

### **6.3 Approvisionnement de base**

Dans l'approvisionnement de base, les prix sont surveillés par l'EiCom. Les offres des gestionnaires de réseau se distinguent typiquement par la catégorie (courant écologique – solaire, hydraulique ou éolien – ou courant nucléaire), par l'origine (canton suisse, Suisse ou Europe) et par la certification (avec ou sans certification naturemade star). La plupart du temps, les clients finaux se voient proposer trois ou quatre offres différentes par un fournisseur d'électricité (EAE). L'électricité écologique suisse certifiée est le produit le plus cher, tandis que l'énergie nucléaire est le moins cher.

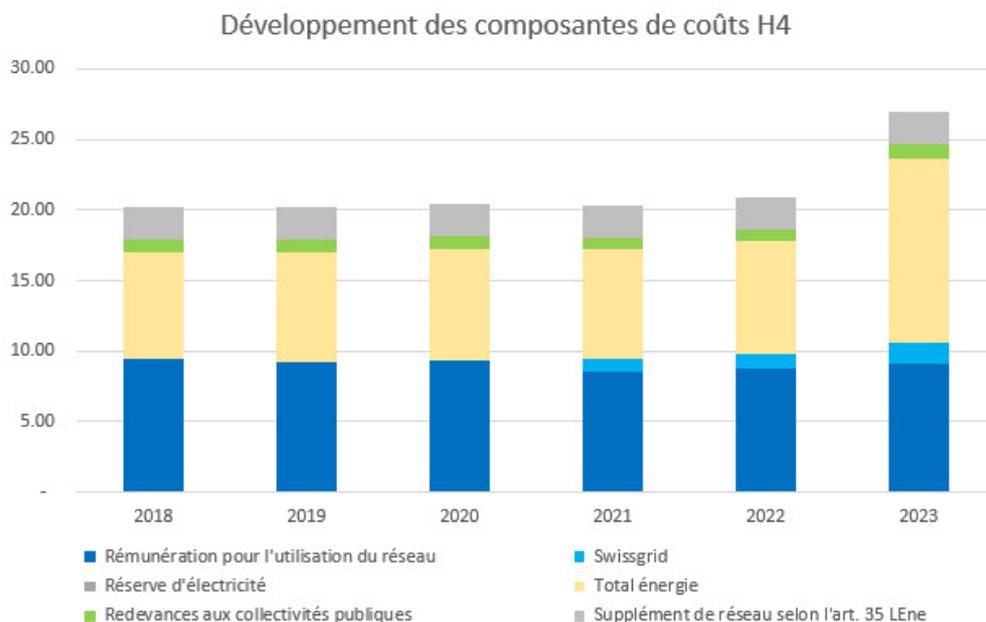
Les prix dans l'approvisionnement de base varient parfois considérablement. Les raisons en sont les suivantes:

- Les différences au niveau des coûts de réseau résultent de la topographie de la zone de desserte, du profil de consommation des consommateurs finaux et/ou de différences importantes quant à l'efficacité énergétique des gestionnaires de réseau.
- Les différences au niveau des tarifs de l'énergie sont dues à des variations dans le mix des produits écologiques ou à la part de production propre plus ou moins importante. Lorsque les prix de gros sont plus intéressants, les gestionnaires de réseau disposant de contrats d'approvisionnement en énergie favorables peuvent offrir de l'énergie à des prix plus avantageux que les entreprises ayant une forte proportion de production propre plus chère. Cet effet s'est inversé lors de la crise énergétique et même après.
- Différences au niveau des marges de distribution entre les gestionnaires de réseau.

Les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques jouent un rôle important chez certains gestionnaires de réseau; elles présentent des variations considérables.

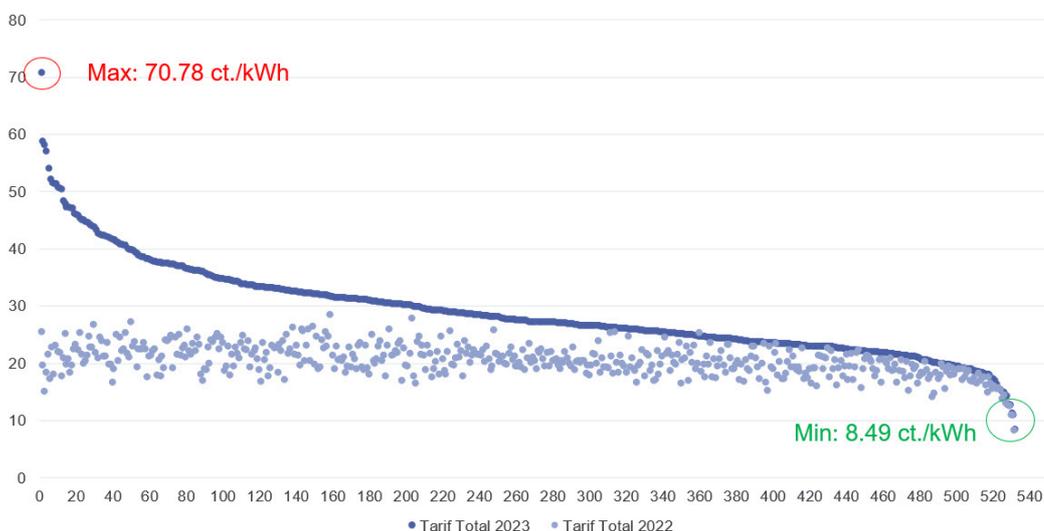
Après avoir été relativement constants, les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de l'énergie ont connu des hausses parfois considérables en 2023. Les prix de gros élevés au cours du premier semestre et pendant les mois d'été ont posé de grands défis à de nombreuses EAE. Celles-ci n'ont pas toujours réussi à lisser les prix élevés via des achats structurés, répartis sur des tranches décalées dans le temps. Localement, les prix ont littéralement explosé pour les clients captifs de l'approvisionnement de base.

En 2023, un ménage type a payé 27 centimes par kilowattheure (ct./kWh, valeurs médianes, pondérées en fonction du nombre d'habitants), soit une hausse de 27% par rapport à l'année précédente. Les tarifs de l'énergie en particulier ont augmenté d'environ 65%, soit 7,94 ct./kWh, pour atteindre 13,08 ct./kWh.



**Figure 25:** Éléments de coûts composant le prix total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (source: relevé des tarifs, EICom)

Les différences étaient toutefois importantes, comme le montre la figure ci-dessous: en 2023, le maximum atteint pour le tarif total du groupe de consommation H4<sup>57</sup> – c'est-à-dire le profil de la plupart des ménages en Suisse – était de 70,78 ct./kWh.



**Figure 26:** Répartition des tarifs de l'approvisionnement de base (H4) (source: EICom)

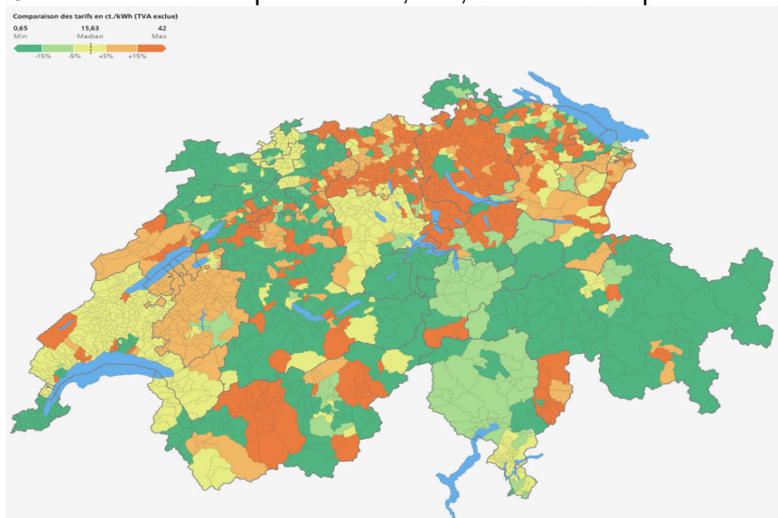
<sup>57</sup> Ménage typique avec une consommation de 4500 kWh.



### Analyse des différences de prix au niveau régional

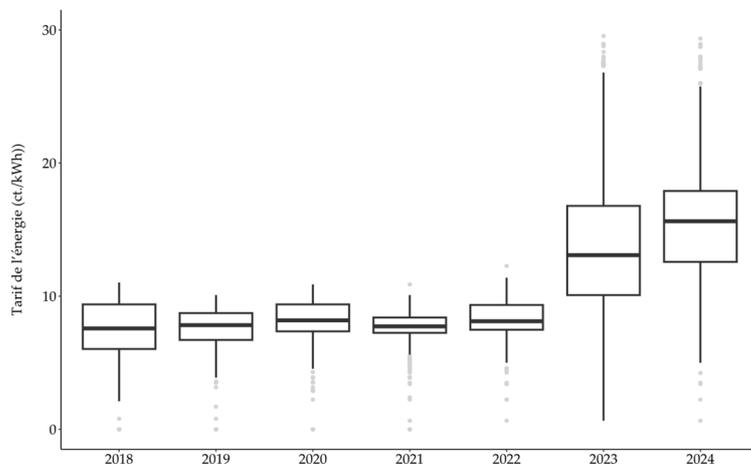
Le comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom donne un aperçu des tarifs de l'électricité selon les profils d'utilisateur ainsi que de certaines composantes du tarif dans l'approvisionnement de base.

Compte tenu de la crise énergétique, les changements intervenus dans la composante «énergie» méritent une attention particulière lors d'une analyse approfondie. L'image de cette composante a fortement changé entre 2018 et 2023. En 2024, les prix de l'énergie sont bas dans les cantons du Jura, de Berne, de Nidwald et d'Obwald, du Tessin, de Schwyz et des Grisons. Les tarifs de l'énergie sont plus élevés que la médiane dans les cantons de Zurich, de Zoug et d'Argovie. En comparaison, les cantons de Fribourg, de Neuchâtel, de Berne, de Lucerne, de Soleure et du Jura affichaient des tarifs nettement plus élevés cinq ans auparavant. Les cantons de Suisse orientale et ceux de Zurich, d'Argovie, des Grisons et du Valais présentaient, eux, des tarifs comparativement plus bas.



**Figure 27:** Différences régionales au niveau de la composante «énergie» 2024 (source: EiCom, comparatif des prix de l'électricité)

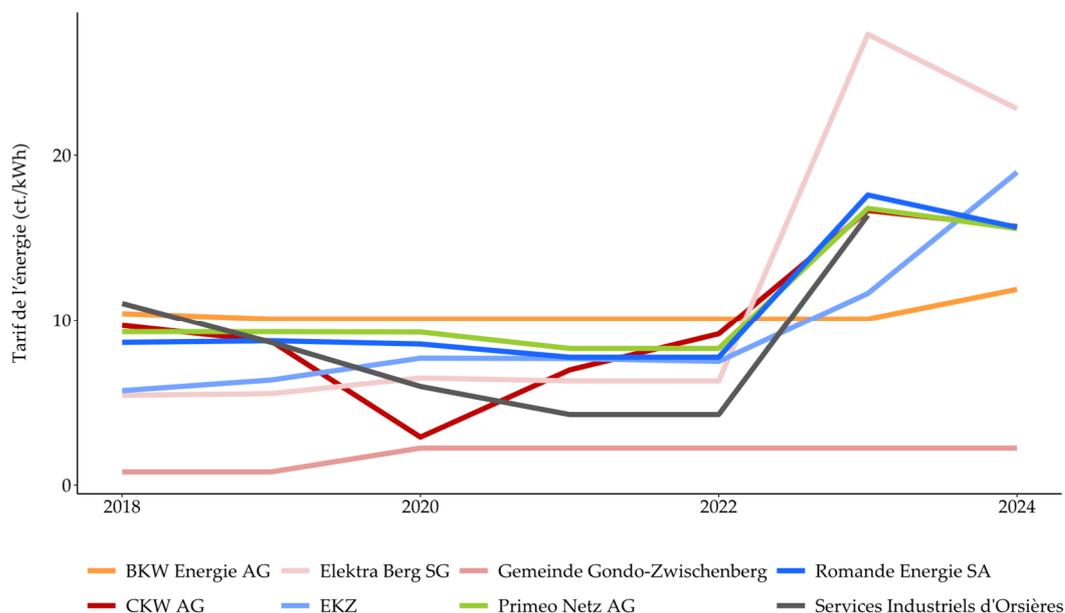
En complément, la boîte à moustache suivante permet de visualiser l'évolution des tarifs de l'énergie pour les ménages entre 2018 et 2024.



**Figure 28:** Évolution du tarif de l'énergie pour les ménages (source: Swiss Economics, données du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom)



À titre d'exemple, il est possible de mettre en évidence des changements considérables dans l'approvisionnement de base des ménages (H4) pour certains (types de) gestionnaires de réseau<sup>58</sup>.

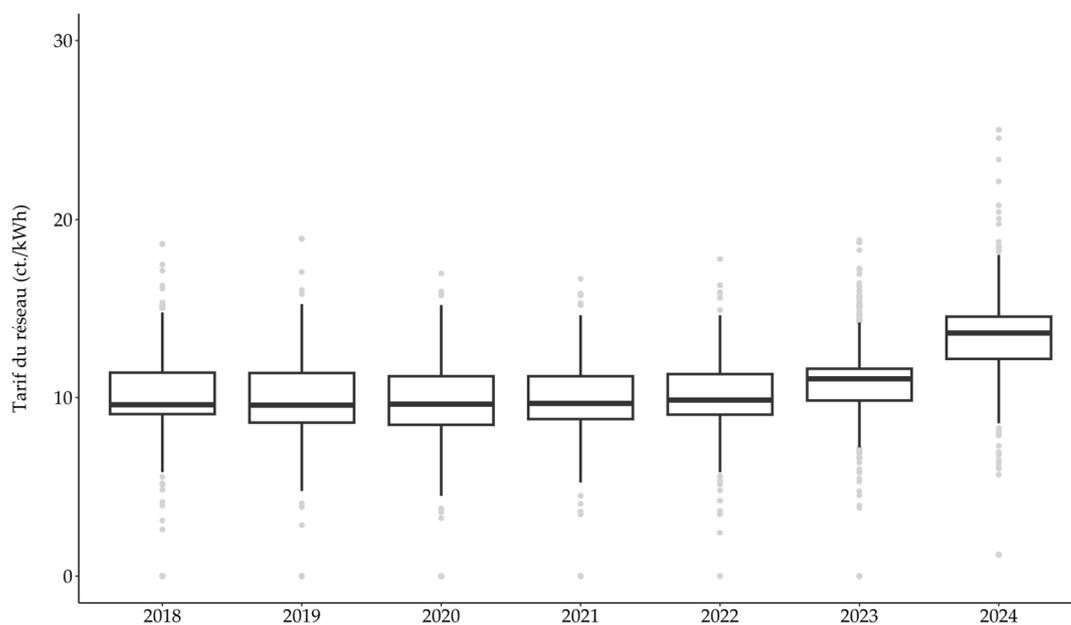


**Figure 29:** Évolution du tarif de l'énergie d'une sélection de fournisseurs de l'approvisionnement de base (source: illustration propre, données issues du comparatif des prix de l'électricité de l'EICom)

- Gondo-Zwischenberg affiche un tarif de l'énergie très bas et constant, qui n'a pas changé en 2023 et 2024.
- Le tarif de BKW, qui est passé d'un prestataire cher à un prestataire relativement bon marché en raison d'une production propre élevée, est tout aussi constant.
- EKZ, qui a enregistré un tarif de l'énergie bas en 2018 et qui était encore comparativement bon marché en 2023, est plus cher en 2024 que d'autres grands gestionnaires de réseau.
- Elektra Berg SG qui, comme nombre de petits gestionnaires de réseau, était bon marché entre 2018 et 2022, a enregistré en 2023 une hausse massive du tarif de l'énergie, qui est passé de 6 ct./kWh à 27 ct./kWh et n'a que peu diminué en 2024.
- Romande Énergie, CKW et Primeo Energie, qui sont des grands gestionnaires de réseau, présentent des évolutions de prix comparables, avec une légère baisse des tarifs jusqu'en 2022 et une forte hausse en 2023.
- Les Services Industriels d'Orsières, qui affichaient le tarif le plus élevé de Suisse en 2018, ont connu une amélioration constante jusqu'en 2022 et se trouvaient au même niveau que CKW, Romande Énergie et Primeo Energie en 2023.

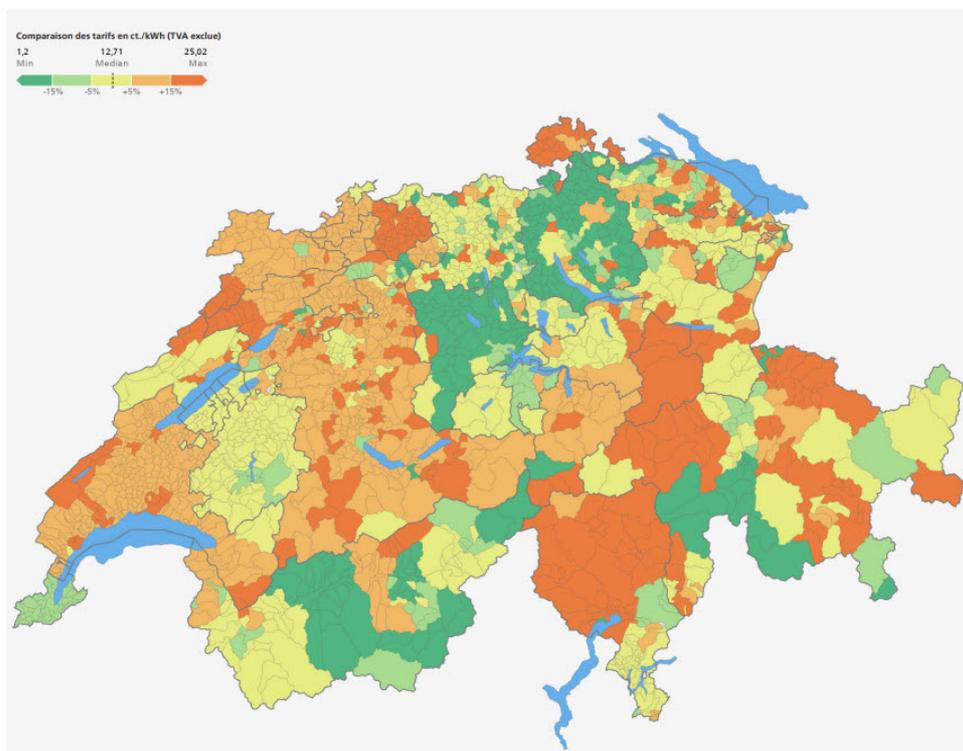
Les tarifs de réseau affichent des différences moins importantes que les tarifs de l'énergie à l'échelle nationale (notamment parce qu'ils sont moins concernés par la crise énergétique). Entre 2019 et 2023, ces différences avaient même tendance à s'estomper. En 2024, on a toutefois observé une hausse générale des tarifs de réseau, avec une légère augmentation de l'écart entre les gestionnaires de réseau.

<sup>58</sup> Les gestionnaires de réseau représentés ont été choisis parce que leur évolution est intéressante.



**Figure 30:** Évolution du tarif de l'énergie pour les ménages (source: Swiss Economics, données du comparatif des prix de l'électricité de l'ECom)

Les tarifs de réseau présentent également une dispersion considérable (pour les raisons mentionnées ci-dessus) (cf. figure 31).



**Figure 31:** Différences régionales au niveau de la composante «réseau» 2024 (source: ECom, comparatif des prix de l'électricité)



Par rapport à la médiane, ce sont surtout les cantons du Jura, de Berne et de Suisse centrale (LU, NW, OW, SZ) qui ont connu une baisse entre 2018 et 2024. En revanche, dans les cantons du Tessin et de Bâle-Campagne, les tarifs de réseau ont augmenté de manière supérieure à la moyenne par rapport à la médiane<sup>59</sup>.

En Suisse, les coûts de réseau augmenteront considérablement d'ici 2050. L'étude sur les réseaux de distribution (OFEN 2022) part du principe que les coûts annuels totaux du réseau de distribution augmenteront d'environ 35% d'ici 2050 dans un scénario «Poursuite de la politique actuelle» (de 3,4 milliards de francs aujourd'hui à 4,7 milliards de francs). Dans le scénario «ZÉRO base» des Perspectives énergétiques 2050+, les coûts augmentent de 108% pour atteindre quelque 7,2 milliards de francs. Avec le développement accru du photovoltaïque prévu par la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'augmentation des coûts de réseau est estimée à 121%. Ces coûts sont principalement générés aux niveaux de réseau 7 et 5 (en partie par des réinjections du niveau de réseau 7 vers le niveau de réseau 5)<sup>60</sup>. Le chap. 9 présente donc des innovations importantes dans le domaine de la réglementation de la flexibilité et de la tarification, qui sont susceptibles de fournir une contribution déterminante à la limitation de cette augmentation considérable des coûts et à l'amélioration globale de la flexibilité du système.

#### **6.4 Segment du marché libéralisé**

Dans le cadre de l'ouverture partielle du marché, seuls les grands consommateurs dont la consommation annuelle est égale ou supérieure à 100 MWh peuvent choisir leur prestataire. 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» / opt-out).

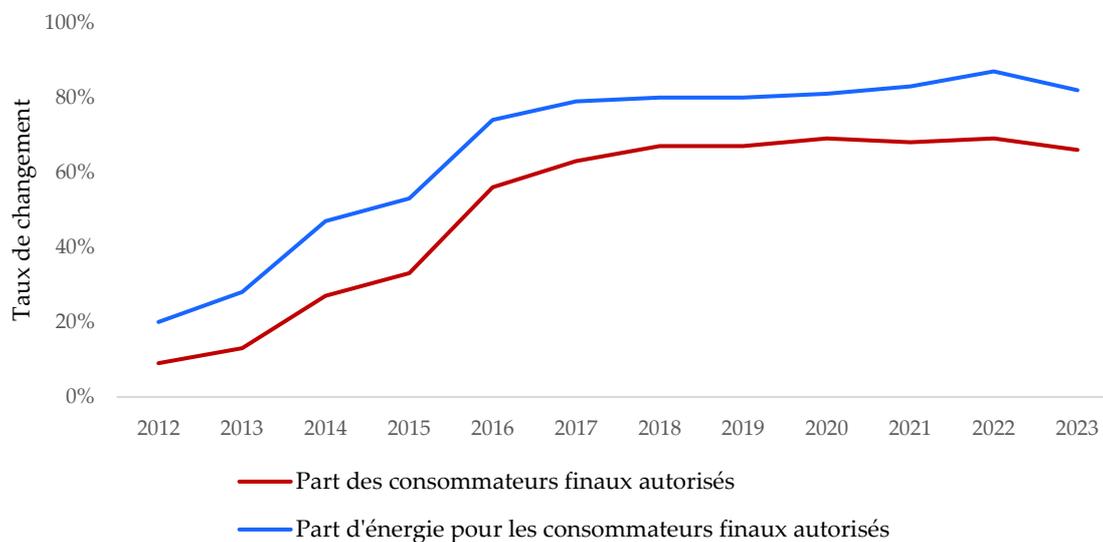
Actuellement, au moins 34 000 consommateurs finaux ont le droit d'accéder au marché libre<sup>61</sup>. En 2023, 66% de ce groupe ont opté pour ce dernier. On peut supposer que les grands consommateurs sont plus actifs sur le marché libre.

---

<sup>59</sup> Pour plus de détails, voir l'expertise de Swiss Economics.

<sup>60</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-91974.html>

<sup>61</sup> Les données proviennent de l'enquête de l'EICOM auprès des grands gestionnaires de réseau soutirant plus de 100 000 MWh. Mis ensemble, ceux-ci approvisionnent 71% des consommateurs finaux suisses.



**Figure 32:** Pourcentage de consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché partiellement ouvert qui ont opté pour ce dernier, selon le nombre et la quantité d'énergie (source: Swiss Economics, données du rapport d'activité 2022 de l'EiCom)

La figure 32 montre l'évolution de la part des consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché partiellement ouvert qui ont fait usage de ce droit et de leur part par rapport à la consommation totale d'électricité entre 2012 et 2023. Au cours des premières années qui ont suivi l'ouverture du marché en 2009, cette option a été relativement peu utilisée. Toutefois, compte tenu de la baisse des prix du marché, la part des consommateurs finaux éligibles qui ont fait usage de ce droit a fortement augmenté par la suite. Depuis 2018, le rythme a ralenti et on observe même un léger recul depuis peu.

Sur le marché libre, on rencontre généralement les trois produits:

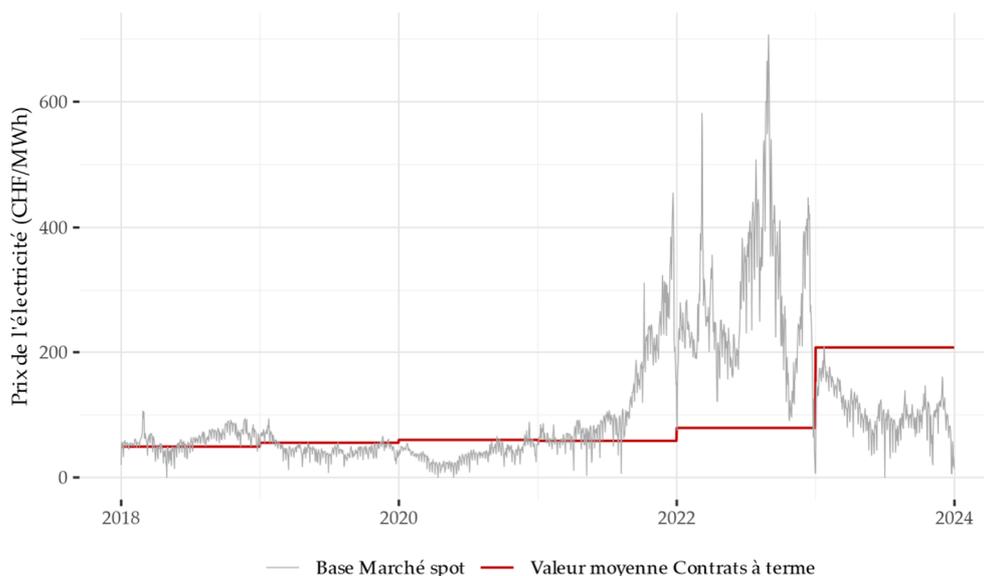
- produit à prix fixe: l'électricité est achetée à un prix fixe, qui s'aligne sur le prix actuel du marché de l'électricité, pour une durée déterminée;
- achat d'électricité sur le marché spot: l'électricité est achetée aux prix du marché spot;
- achat d'électricité structuré individuellement: produits que les EAE adaptent aux besoins du client final et pour lesquels l'électricité est achetée directement sur le marché. Il s'agit par exemple de la livraison par tranches.

Les clients du marché choisissent principalement des contrats à terme avec des prix fixes, qu'ils concluent souvent de manière échelonnée (achats structurés individuels).

#### *Les gros clients pendant la crise énergétique*

Dans le cadre d'une étude réalisée pour le SECO sur les effets des signaux de prix sur le marché de l'électricité<sup>62</sup>, Swiss Economics a examiné les prix contractuels des clients commerciaux d'une EAE représentative.

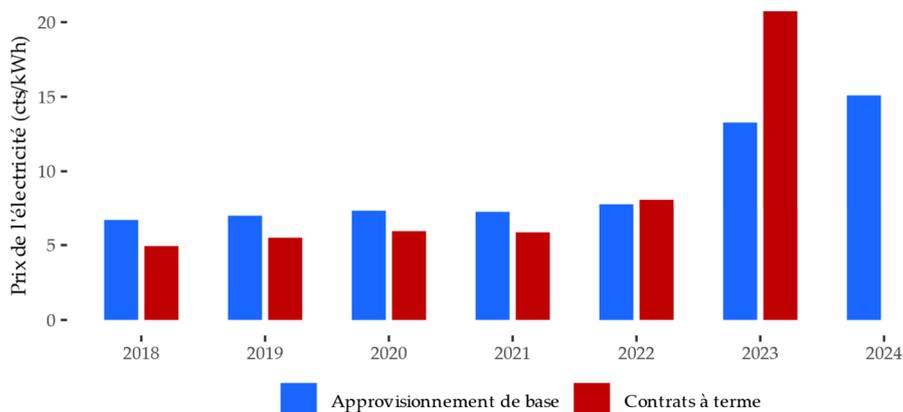
<sup>62</sup> Cf. SECO (2024). Effets des signaux de prix et des réglementations sur la demande d'électricité (en allemand, avec résumé en français).



**Figure 33:** Comparaison des prix contractuels et des prix du marché spot (source: Swiss Economics, avec des données propriétaires et des données de l'OFEN)

Cette figure montre qu'au début de la crise énergétique, les entreprises qui ont opté pour des achats structurés en 2021 étaient bien équipées pour faire face à la hausse des prix sur le marché de l'électricité. En effet, contrairement aux prix du marché, les prix contractuels des clients commerciaux sont restés pratiquement inchangés en 2021 et 2022. En même temps, la figure montre le risque lié aux prix pour les entreprises qui ont conclu ou renouvelé des contrats à long terme au plus fort de la crise énergétique et qui sont parfois contraintes de payer, sur une longue période, des prix de l'électricité plusieurs fois supérieurs aux prix du marché. En 2023, les prix moyens étaient nettement supérieurs aux prix du marché spot.

La figure suivante présente une comparaison des prix de l'énergie dans l'approvisionnement de base pour les gros clients et dans les contrats à terme.



Remarque: les prix dans l'approvisionnement de base correspondent à la moyenne des prix fixés pour les catégories C3 et C4 pour l'année concernée. Les prix des contrats à terme correspondent à la moyenne des prix des contrats en cours des clients commerciaux d'une EAE pour l'année concernée.

**Figure 34:** Comparaison des prix de l'énergie dans l'approvisionnement de base avec les contrats des clients commerciaux d'une EAE (source: Swiss Economics, données propriétaires et données de l'EICOM)



On constate qu'entre 2018 et 2021, les prix de l'énergie pour les contrats à terme étaient systématiquement plus bas que ceux dans l'approvisionnement de base. Les prix de l'électricité dans les contrats à terme ont augmenté de manière significative durant la crise énergétique et en 2023, ils étaient en moyenne nettement supérieurs aux prix dans l'approvisionnement de base. Cette évolution est due à deux facteurs: des prix de revient stables pour la production propre et un effet différé (lié à la réglementation) des augmentations de prix des quantités d'électricité achetées sur le marché pour l'approvisionnement de base.

## 7. Autres thèmes relatifs au marché

Le présent chapitre aborde d'autres thèmes importants en lien avec le marché de l'électricité. La production propre ayant pris un essor considérable, c'est son développement qui est tout d'abord présenté au chap. 7.1. Ensuite, le chap. 7.2 se penche sur l'évolution des systèmes de mesure, un domaine qui n'a toujours pas été libéralisé.

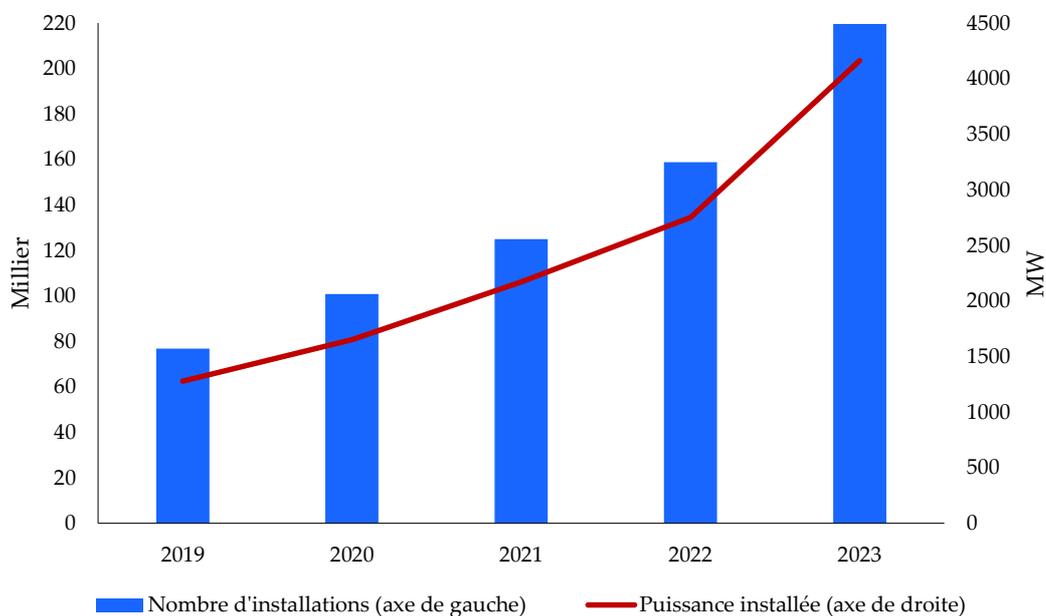
### 7.1 Production propre, développement des RCP, aperçu des communautés électriques locales

La consommation d'électricité autoproduite est autorisée depuis 2014. Pour les prosommateurs (clients finaux produisant leur propre électricité), cela présente l'avantage de ne pas devoir payer de tarifs de réseau et de redevances pour l'électricité qu'ils consomment eux-mêmes. Cette économie de coûts est en outre généralement plus élevée que la rémunération qui est versée lorsque l'électricité est injectée dans le réseau public (tarif d'injection). Depuis 2018, les ménages ont également la possibilité de former un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). Un RCP peut réunir non seulement plusieurs consommateurs vivant dans la même maison, mais aussi plusieurs parcelles contiguës. Les RCP dont la consommation annuelle d'électricité est supérieure à 100 MWh ont accès au marché libre de l'électricité. L'énergie produite est alors livrée à tous les consommateurs raccordés au sein du RCP et facturée à la valeur moyenne des coûts de revient de l'installation et des coûts d'un produit électrique standard externe. Comme alternative au RCP, de nombreux gestionnaires de réseau proposent leur propre modèle de pratique encourageant la consommation propre. Ces modèles permettent une consommation propre avec plusieurs utilisateurs, et ce sans devoir créer un RCP.

La figure ci-après montre l'évolution du nombre d'installations photovoltaïques avec consommation propre ainsi que la puissance installée correspondante. Entre 2019 et 2023, les valeurs ont été multipliées par trois. Avec un degré de consommation propre moyen de 46% et une production moyenne de 885 kWh par kWc installé<sup>63</sup>, la consommation propre pouvait représenter quelque 3,2% de la consommation totale en 2023.

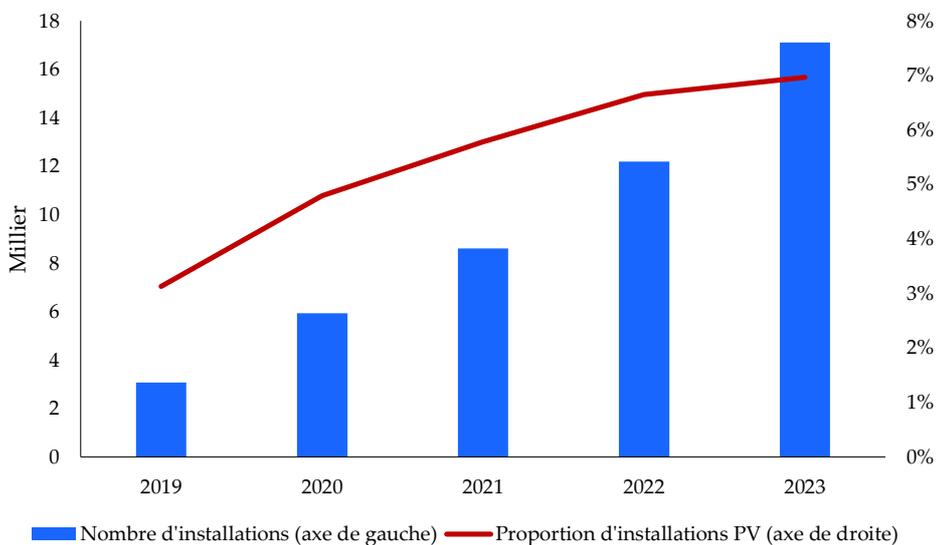
---

<sup>63</sup> kWc = kilowatt crête. Il s'agit de la puissance maximale théorique qu'une installation photovoltaïque peut atteindre dans certaines conditions.



**Figure 35:** Installations photovoltaïques avec consommation propre (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050<sup>64</sup>)

La création de RCP est une véritable réussite en Suisse. Entre 2019 et 2023, le nombre d'installations PV regroupées en RCP est passé de 3079 à 17 120. Pendant la même période, la part de ces installations par rapport à l'ensemble des installations PV avec consommation propre a augmenté de 3,1% à 7,0%.



**Figure 36:** Installations photovoltaïques regroupées en RCP (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050)

<sup>64</sup> La plausibilité de ces données n'a pas pu être vérifiée par l'OFEN, mais ces dernières concordent avec le nombre de demandes de rétribution unique pour des installations PV (RU) reçues par Pronovo.



Il n'existe pas de statistiques concernant la taille des RCP. Le nombre de ménages réunis au sein d'un RCP varie de 2 à 292. Les RCP dont la consommation annuelle globale atteint 100 MWh ont également accès au marché libre.

#### *Développements à venir: RCP virtuel et CEL*

L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») élargit les possibilités concernant la consommation propre. Il permet la création de regroupements virtuels dans le cadre de la consommation propre (RCP virtuels) et les communautés électriques locales (CEL) qui, de par leur concept, ressemblent aux modèles d'électricité de quartier.

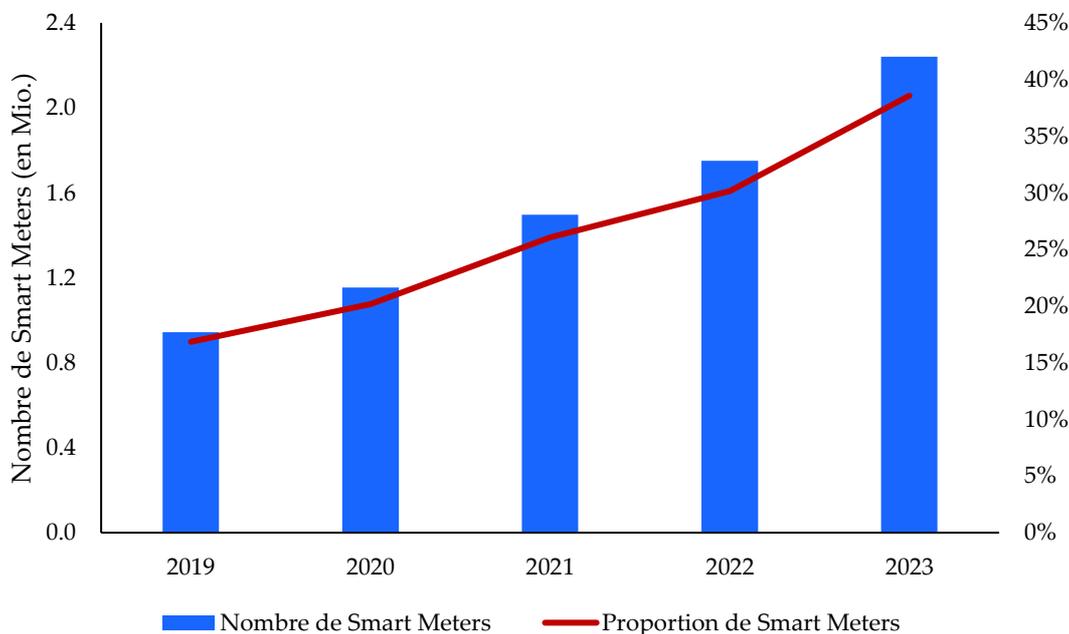
- Dans le cas des RCP virtuels, les lignes de raccordement d'un niveau de tension inférieur à 1 kV et les points de raccordement au réseau correspondants peuvent également être utilisés pour la consommation propre. Ceci a pour conséquence que la condition selon laquelle la consommation du RCP est mesurée par un seul compteur du gestionnaire de réseau de distribution ne s'applique plus. L'électricité autoproduite consommée au sein d'un RCP virtuel est exemptée du paiement du tarif d'utilisation du réseau et des redevances, comme dans le cas d'une consommation propre ordinaire.
- Les CEL permettent une commercialisation locale de l'électricité autoproduite via le réseau public dans la même zone de desserte (pour les clients finaux et au même niveau de réseau, soit le niveau de réseau 5 ou 7). L'électricité produite au sein des CEL bénéficie d'une réduction sur le tarif d'utilisation du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution doit équiper chaque participant d'un compteur intelligent (s'il ne le fait pas fait dans un délai bref, la CEL peut lui facturer le compteur intelligent installé par ses propres soins).

## **7.2 Systèmes de mesure**

Pour pouvoir utiliser les modèles Smart Energy, les données nécessaires doivent être disponibles et la communication doit être possible. Les compteurs intelligents jouent un rôle fondamental à cet égard. Le nombre de compteurs intelligents est passé de 0,94 million en 2018 à 2,24 millions en 2023, soit une augmentation de 17% à 39% par rapport au nombre d'installations de mesure. D'ici fin 2027, 80% des compteurs devront être remplacés par des compteurs intelligents<sup>65</sup>.

---

<sup>65</sup> Le déploiement des compteurs intelligents a suscité des résistances à plusieurs égards (p. ex. en raison de doutes concernant la garantie de la protection des données ou concernant les rayonnements non ionisants). Une quinzaine de procédures sont en cours auprès de l'EICom et une auprès du Tribunal administratif fédéral. La loi n'autorise pas le refus d'un compteur intelligent.



**Figure 37:** Évolution du déploiement des compteurs intelligents (source: enquête de l'OFEN auprès des gestionnaires de réseau de distribution réalisée dans le cadre du rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050)

Le déploiement des compteurs intelligents permettra d'introduire des tarifs dynamiques ou des tarifs de puissance pour les consommateurs finaux livrés dans l'approvisionnement de base. C'est d'ailleurs ce que prévoit l'ordonnance concernée dans sa version qui découle de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Des données beaucoup plus précises (courbes de charge de 15 minutes par consommateur final) seront également disponibles pour une gestion efficace du réseau par les gestionnaires et pour l'optimisation de la consommation du côté des consommateurs finaux. Les télécommandes centralisées – commande automatisée à distance pour la mise en marche et l'arrêt des appareils électriques – pourront ainsi être remplacées par une gestion de la charge davantage différenciée via les compteurs intelligents.

Les compteurs intelligents peuvent également être équipés de disjoncteurs. Ceux-ci servent en premier lieu à la gestion des créances. Cette fonction supplémentaire permet aux gestionnaires de réseau de couper le courant à distance. L'EICoM estime que le courant ne devrait en principe pas être rétabli à distance, car une telle opération renferme un danger potentiel<sup>66</sup>. L'art. 5a de l'OApEI est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2024 et dispose que les gestionnaires de réseau et les prestataires doivent protéger leurs installations contre les cybermenaces. Ces installations comprennent aussi les compteurs intelligents et les systèmes de commande et de réglage intelligents<sup>67</sup>. De ce fait, les disjoncteurs déjà installés doivent en particulier être protégés contre ces menaces. Il est donc aussi nécessaire de tenir compte de la cybersécurité pour déterminer s'il est judicieux de choisir, dans le cadre du déploiement, des compteurs intelligents ayant des fonctionnalités qui ne sont pas prévues par la LApEI et l'OApEI.

<sup>66</sup> Les coûts des disjoncteurs, tant qu'ils ne sont pas approuvés par les consommateurs finaux, ne peuvent pas non plus être imputés aux coûts du réseau, à moins que les disjoncteurs ne soient utilisés pour prévenir une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. Le cas échéant, le gestionnaire de réseau doit prouver la mise en péril.

<sup>67</sup> Cf Directive 1/2024 «Surveillance de la cybersécurité assurée par l'EICoM», p. 1.



Avec l'acte modificateur unique (« Mantelerlass »), les systèmes de mesure devront à l'avenir être facturés en tant que composante tarifaire supplémentaire. S'agissant des coûts de mesure qui sont déjà saisis séparément dans la comptabilité analytique, les différences de couverture doivent être gérées et présentées de manière distincte. Enfin, les coûts d'une plateforme centrale devront également figurer dans les tarifs et saisis dans la comptabilité analytique.

## 8. Comparaison internationale des prix

Le présent chapitre se penche sur l'évolution des prix de l'électricité pour les ménages et les compare à ceux d'une sélection de pays de l'UE (chap. 8.1). Le chap. 8.2 présente ensuite une comparaison internationale des prix de l'électricité dans l'artisanat et l'industrie. Il s'agit d'un paramètre important de la compétitivité de l'industrie suisse. Enfin, le chap. 8.3 propose une évaluation récapitulative.

### *Classification adoptée pour la comparaison internationale des prix de l'électricité*

Les prix du marché de l'électricité en Suisse sont comparés à ceux d'une sélection de pays européens (Danemark, Allemagne, France, Italie, Norvège et Autriche)<sup>68</sup>. Les prix appliqués pour la Suisse correspondent au prix moyen non pondéré de toutes les communes pendant l'année correspondante. Afin de garantir la comparabilité, les ménages ainsi que les clients travaillant dans l'industrie ou l'artisanat ont été sélectionnés sur la base de profils présentant une consommation et des caractéristiques similaires<sup>69</sup>. Il convient en outre de noter que les tarifs sont soumis à des réglementations différentes. Les données des ménages et des clients européens travaillant dans l'artisanat ou l'industrie incluent les prix du marché, tandis que pour la Suisse les données disponibles concernent les prix de l'approvisionnement de base.

---

<sup>68</sup> Il s'agit des pays voisins de la Suisse ainsi que de deux pays scandinaves où les énergies renouvelables jouent un rôle important.

<sup>69</sup> Les profils de consommateur pris en compte sont différents en Suisse (comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom) et dans l'UE (base de données Eurostat).



### Profils pris en compte pour les ménages et les clients travaillant dans l'artisanat ou l'industrie

Source		Ménages	Clients provenant de l'artisanat	Clients provenant de l'industrie
ElCom	Profil	H2, H3, H4 <sup>70</sup>	C2, C3 et C4	C6
	Consommation	2.5, 4.5 et 4.5 MWh	30, 150 et 500 MWh	1500 MWh
	Caractéristiques <sup>71</sup>	logement de 4 pièces avec cuisinière électrique, logement de 4 pièces avec cuisinière électrique et chauffe-eau électrique, logement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge	petite à grande entreprise, puissance max. requise: 15 à 150 kW, approvisionnement de base	puissance max. requise: 400 kW, moyenne tension, station transformatrice propre, approvisionnement de base
EuroStat	Profil	DC	IB	IC
	Consommation	2.5 - 5 MWh	20 – 500 MWh	500 – 2000 MWh

**Tableau 3:** Profils pris en compte pour les ménages et les clients travaillant dans l'artisanat ou l'industrie

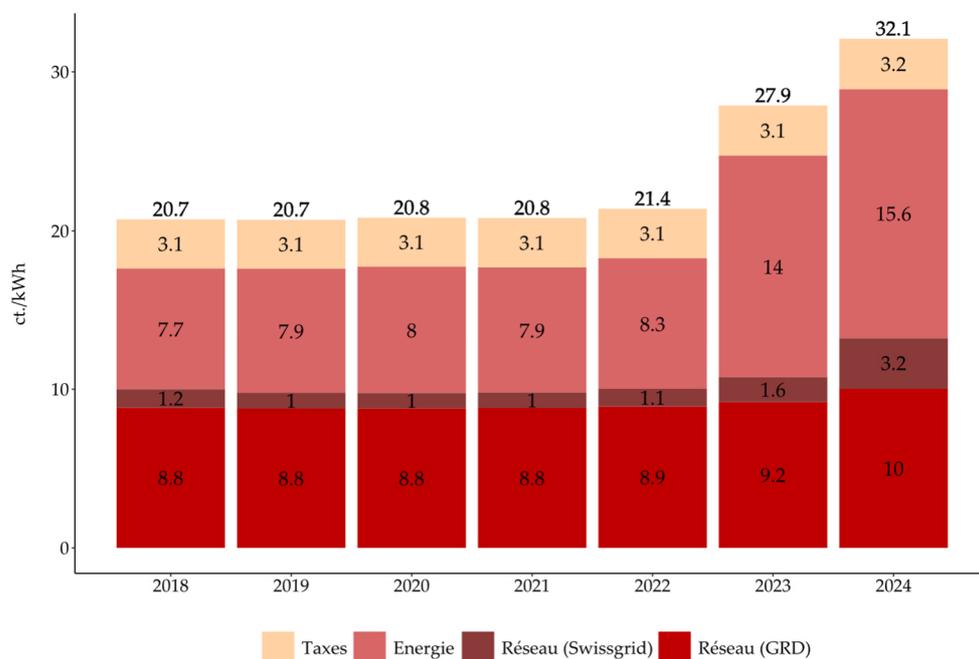
#### 8.1 Ménages privés

La figure 40 montre l'évolution des prix de l'électricité pour les ménages selon les composantes «réseau» (Swissgrid et réseau de distribution), «énergie» et «redevances».

Entre 2018 et 2022, les prix des trois composantes sont restés pratiquement constants, seuls les coûts de l'énergie ont enregistré une légère hausse. En 2023, la composante «réseau» affiche une forte augmentation de 7,3% et la composante «énergie» une augmentation de 69,1%. Cette évolution des prix de l'électricité s'est poursuivie en 2024: la composante «réseau» a enregistré une nouvelle hausse de 23,4% pour atteindre 13,3 ct./kWh et la composante «énergie» une hausse de 11,8%, passant ainsi à 15,6 ct./kWh.

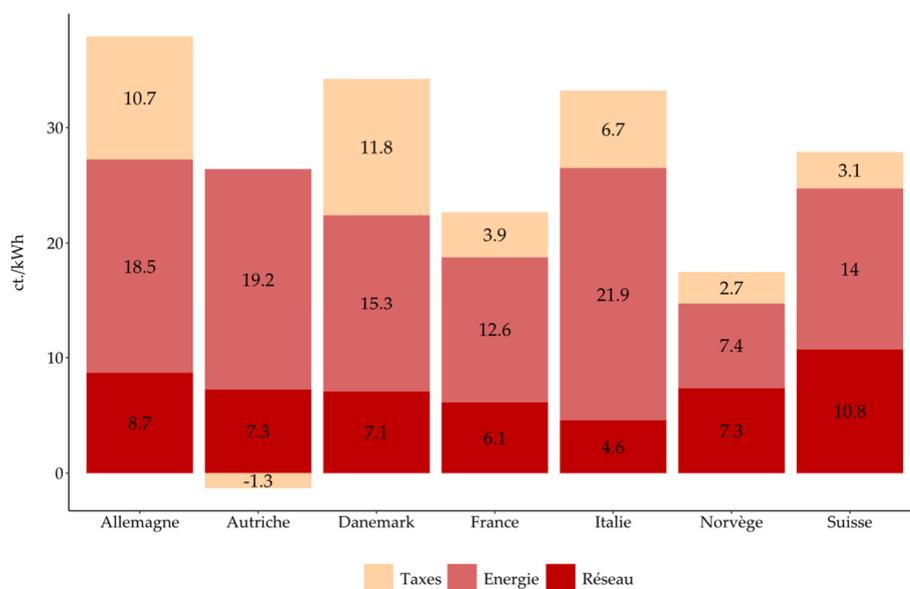
<sup>70</sup> Afin d'améliorer la comparabilité avec le profil DC, les profils H2 et H3 ont également été pris en compte en plus par rapport à la comparaison de 2018.

<sup>71</sup> Eurostat ne dispose pas de données sur les caractéristiques des profils de consommation.



**Figure 38:** Évolution des prix de l'électricité en Suisse, par composante (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICoM)

L'augmentation des tarifs d'utilisation du réseau est principalement due aux coûts de Swissgrid. La nouvelle réserve d'hiver, dont le coût s'élève à 1,2 ct./kWh, est notamment un facteur important de la hausse des prix. En 2025, ce coût sera ramené à 0,23 ct./kWh. Enfin, on peut mentionner la hausse des coûts des services-système.



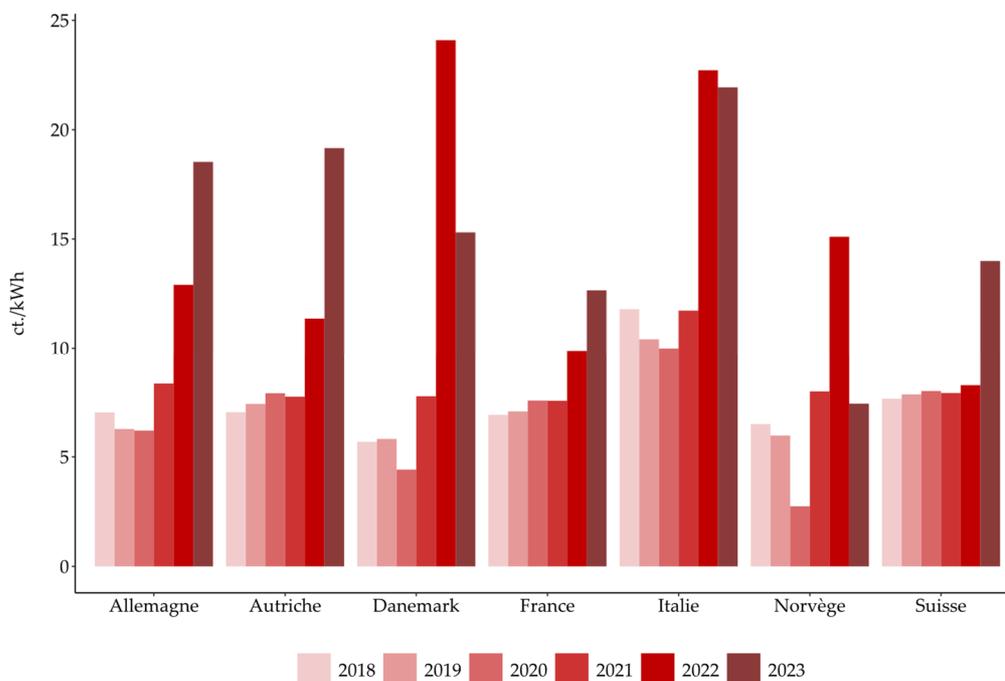
**Figure 39:** Prix de l'électricité pour les ménages en comparaison européenne 2023 (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICoM)



La comparaison internationale des prix de l'électricité en 2023 montre que les prix payés par les ménages suisses se situent dans la moyenne. Au Danemark, en Allemagne et en Italie, les prix de l'électricité sont plus élevés qu'en Suisse, tandis qu'en Autriche, en France et en Norvège, ils sont plus bas. La Suisse propose les tarifs de réseau les plus élevés.

#### Analyse détaillée: évolution de la composante «énergie»

Une analyse plus détaillée des différentes composantes du prix de l'électricité montre qu'en 2021, tous les pays, à l'exception de la Suisse et de la France, ont connu une hausse importante des coûts de l'énergie. Cet effet de la crise énergétique s'est fait sentir avec un certain retard en Suisse, car les tarifs de l'approvisionnement de base pour l'année 2022 avaient été fixés fin août 2021. L'année tarifaire 2023 a vu la hausse des prix du marché de 2021 se répercuter sur les prix de l'approvisionnement de base, qui ont presque doublé. En Allemagne et en Autriche, le prix de l'énergie a fait un nouveau bond en 2023, alors qu'il n'a que légèrement progressé en France en raison d'interventions étatiques, qu'il est resté pratiquement inchangé en Italie et qu'il a nettement diminué au Danemark et en Norvège.



**Figure 40:** Évolution des coûts de l'énergie en comparaison européenne (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom)

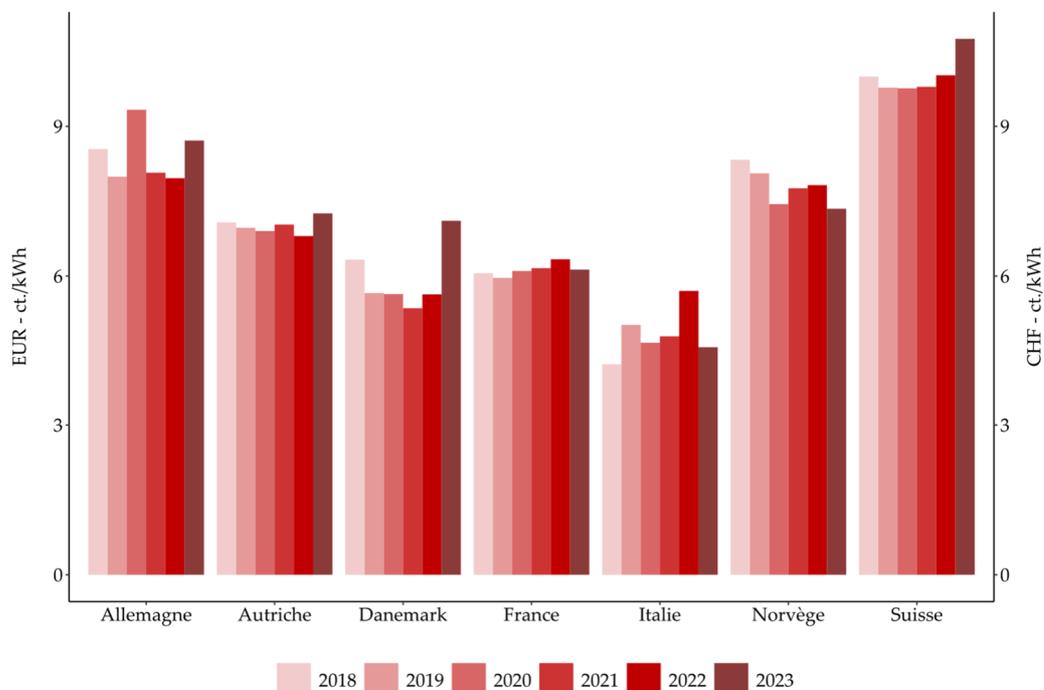
#### Évolution des tarifs de réseau

La figure ci-après compare les tarifs d'utilisation du réseau. Dans cette comparaison, l'évolution du taux de change CHF/EUR entre 2018 et 2023 a un effet de distorsion sur la représentation de l'évolution des prix. C'est pourquoi, contrairement aux autres figures, l'évolution des prix est présentée dans différentes devises: en euros (ct./kWh) pour les pays de comparaison et en francs (ct./kWh) pour la Suisse.

La comparaison ne révèle pas de grands changements en Suisse jusqu'en 2022. Les pays de comparaison ont enregistré une légère hausse, voire une nette augmentation s'agissant de la France (1 ct./kWh) et de l'Italie (2 ct./kWh). En 2023, le Danemark, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse ont connu



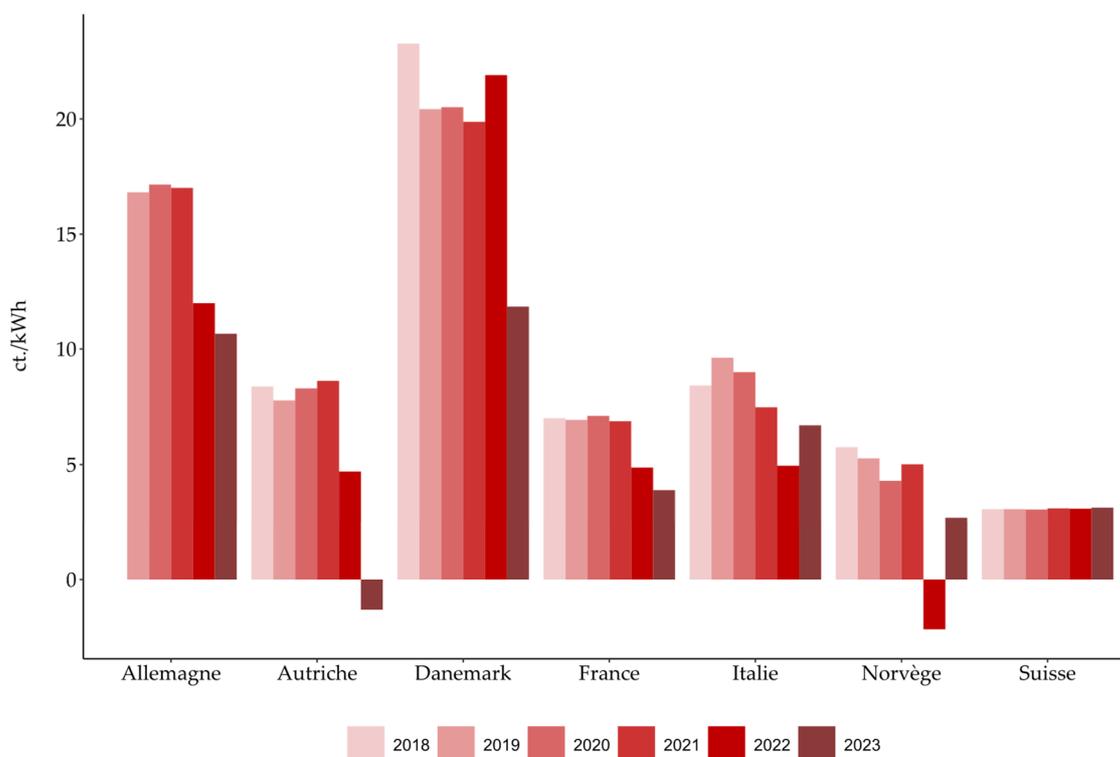
une augmentation notable des coûts du réseau, tandis qu'en Italie, les tarifs de réseau ont à nouveau diminué de 0,8 ct./kWh.



**Figure 41:** Évolution des coûts du réseau en comparaison européenne (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICOM)

### Redevances et impôts

La figure suivante présente l'évolution des redevances entre 2018 et 2024. En Suisse, celle-ci sont restées pratiquement inchangées à 3 ct./kWh. Dans les pays de comparaison, les redevances ont diminué au cours de la période considérée, en partie grâce aux mesures prises par ces pays lors de la crise énergétique afin de soulager les ménages.



Remarque: aucune donnée concernant les redevances n'est disponible pour l'Allemagne pour l'année 2018.

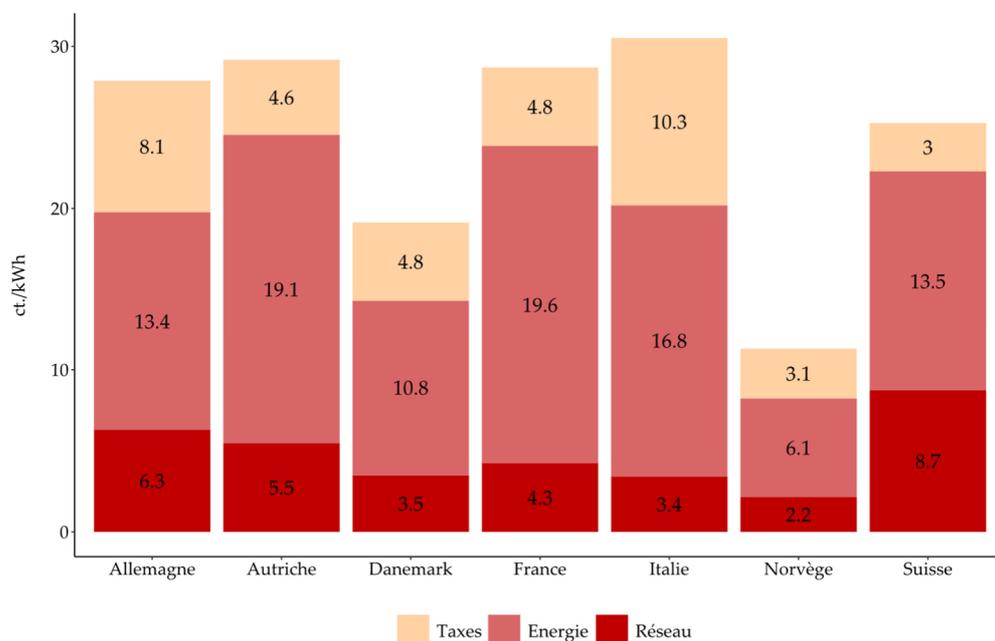
**Figure 42:** Évolution des redevances en comparaison européenne (source: *Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EiCom*)

## 8.2 Clients travaillant dans l'industrie ou l'artisanat<sup>72</sup>

S'agissant des clients travaillant dans l'artisanat, les prix suisses (env. 25 ct./kWh en 2023) sont légèrement inférieurs à ceux de l'Allemagne, de la France, de l'Autriche et de l'Italie. Le Danemark et la Norvège affichent toutefois des tarifs nettement inférieurs pour ces clients. La Suisse profite de l'effet de taux de change. À noter que seuls les tarifs d'approvisionnement de base dont dispose l'EiCom sont pris en compte.

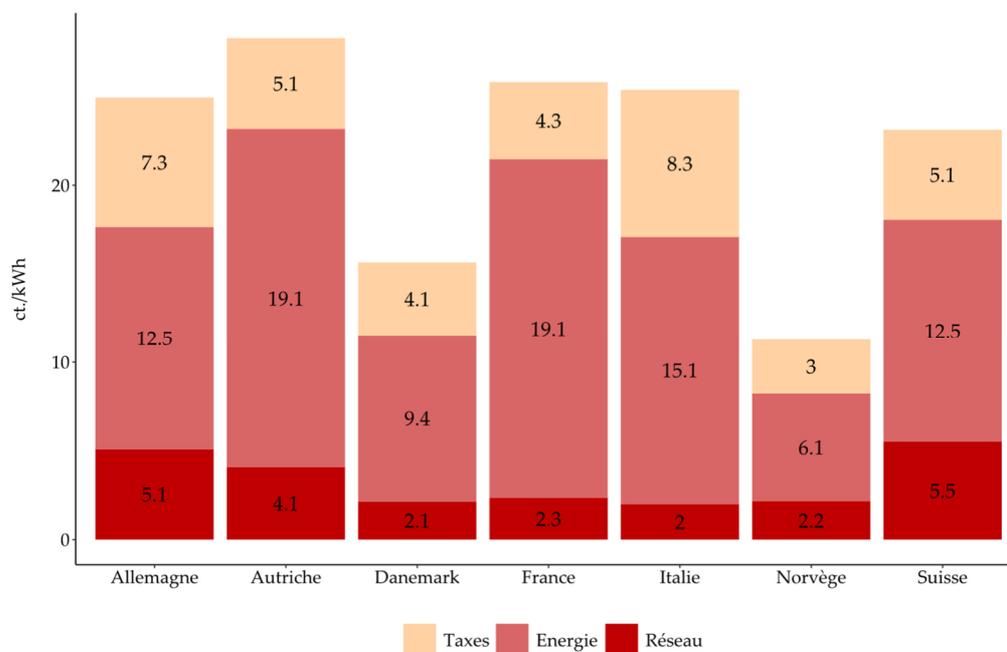
La Suisse affiche les coûts du réseau les plus élevés. En revanche, elle se situe dans la moyenne des pays représentés quant aux coûts de l'énergie. En ce qui concerne le montant des redevances dues par les clients travaillant dans l'artisanat, la Suisse est à peu près au même niveau que la Norvège et plus bas que la France, l'Autriche, le Danemark, l'Allemagne et l'Italie.

<sup>72</sup> Une telle comparaison doit être interprétée avec prudence, car les prix effectivement payés peuvent différer des chiffres indiqués.



**Figure 43:** Comparaison internationale des prix pour les clients travaillant dans l'artisanat, 2023 (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICOM)

Pour les clients travaillant dans l'industrie pris en compte dans cette analyse, le tarif de la Suisse (23 ct./kWh) est inférieur aux tarifs pratiqués en Allemagne, en Italie, en France et en Autriche (comme pour l'électricité destinée aux clients travaillant dans l'artisanat, la Suisse profite là aussi de l'effet de taux de change). Le Danemark et la Norvège affichent toutefois des tarifs d'électricité nettement plus bas.



**Figure 44:** Comparaison internationale des prix pour les clients travaillant dans l'industrie, 2023 (1,5 GWh) (source: Swiss Economics, données d'Eurostat et du comparatif des prix de l'électricité de l'EICOM)

La Suisse affiche encore une fois les rémunérations pour l'utilisation du réseau les plus élevées.



Les offres de marché destinées aux gros clients pouvant être très différentes selon le contrat (le cas échéant aussi selon les interventions étatiques), elles ne sont pas abordées dans le présent rapport (ni dans les rapports précédents). À cet égard, il convient de se référer au rapport de situation sur l'économie suisse élaboré par le SECO<sup>73</sup>. Ce rapport indique que, pour les entreprises dont la consommation dépasse 20 GWh par an, la Suisse est, après l'Allemagne et l'Italie, le pays européen où l'électricité est la plus chère (sur la base de données antérieures à la crise énergétique et au coronavirus). Pour ces entreprises, le prix de l'électricité a une incidence particulière sur la compétitivité. La Suisse se situe donc au-dessus de la moyenne de l'UE, comme le montrent également les dernières évaluations d'Avenir Suisse<sup>74</sup>.

## 9. Innovations (accent sur la flexibilité)

Étant donné que l'évolution des coûts du réseau en Suisse revêt une importance croissante en raison du développement (décentralisé) des énergies renouvelables et que le besoin de flexibilité augmentera considérablement à l'avenir, il convient de présenter certaines innovations de taille tant au niveau du réseau que de l'énergie. Le chap. 9.1 décrit le contexte, à savoir le besoin accru de flexibilité. Les chap. 9.2 à 9.5 se penchent ensuite sur les développements en matière d'innovation. Enfin, le chap. 9.6 donne une brève mise en contexte international.

### 9.1 Contexte: besoin accru de flexibilité

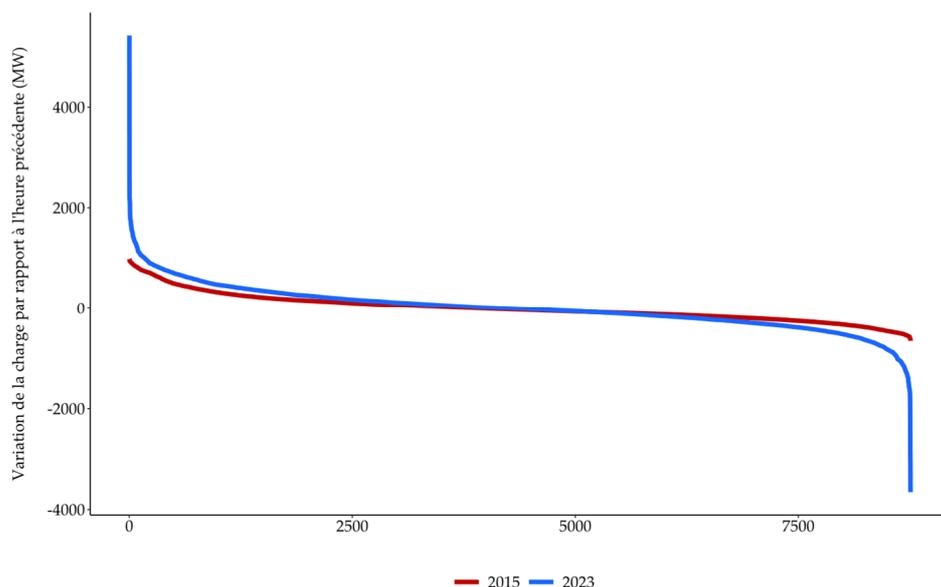
La part croissante des énergies renouvelables et la volatilité toujours plus importante de la production d'électricité qui en découle placent le système électrique devant de nouveaux défis. Pour y faire face, des solutions innovantes et flexibles s'avèrent indispensables. Les lignes qui suivent décrivent les principaux développements dans le domaine de la flexibilité ainsi que les innovations pertinentes<sup>75</sup>. L'intégration et l'utilisation de la flexibilité revêtent une importance accrue lorsque la production est volatile (p. ex. dans le cas du photovoltaïque et de l'éolien). Les développements du côté de la demande, tels que l'électromobilité et les pompes à chaleur, renforcent également les exigences en matière de flexibilité. La figure ci-dessous montre la courbe des variations de puissance par rapport à l'heure précédente pour les années 2015 et 2023 en Suisse.

---

<sup>73</sup> Rapport de situation 2024 sur l'économie suisse, p. 66s.

<sup>74</sup> La comparaison repose sur des données antérieures à la crise énergétique. Les comparaisons récentes d'Avenir Suisse placent la Suisse au deuxième rang des tarifs les plus élevés en 2024 (derrière les Pays-Bas), sans les possibilités de déduction du supplément perçu sur le réseau. *Débat animé autour du prix de l'électricité pour l'industrie: la Suisse est-elle trop chère?* – Avenir Suisse.

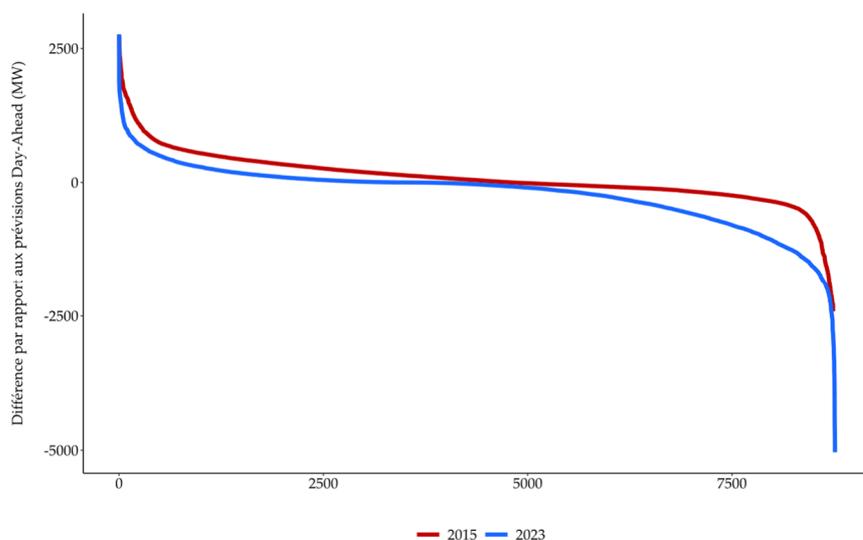
<sup>75</sup> On entend par flexibilité la modification de l'injection ou du soutirage en réponse à un signal externe (signal de prix ou activation) dans le but de fournir un service dans le système énergétique.



Remarque: les variations de puissance sont classées par ordre de grandeur sur la courbe annuelle. L'axe des abscisses indique les 8760 heures de l'année, 1 correspondant à la plus forte hausse de charge et 8760 à la plus forte baisse.

**Figure 45:** Courbe annuelle des variations de puissance par rapport à l'heure précédente (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E)

En 2023, les variations de puissance ont été sensiblement plus importantes (hausse ou baisse supérieures à 500 MW). L'amplitude de ces variations s'est également accrue de façon nette: l'écart maximale est passé de 1 GW à 5 GW. Le développement des énergies non pilotables a également entraîné une baisse de la qualité des prévisions. La figure 46 représente la différence entre la puissance day-ahead prévisionnelle et la puissance effective pour les années 2015 et 2023. Il en ressort que les jours avec une différence négative au niveau des prévisions (moins de puissance que prévue) sont devenus nettement plus fréquents et que les écarts de prévision ont fortement augmenté: l'écart maximal est passé de 2,5 GW en 2015 à environ 5 GW en 2023.



**Figure 46:** Comparaison des écarts de prévision pour les années 2015 et 2023 (source: Swiss Economics, données d'ENTSO-E)



## 9.2 Mesures liées au réseau: tarifs de réseau dynamiques et tarifs d'injection flexibles

Les tarifs de réseau et les tarifs d'électricité dynamiques ainsi que les tarifs d'injection flexibles pour la production décentralisée fonctionnent comme des signaux de pénurie et incitent à l'utilisation de la flexibilité.

### *Tarifs de réseau et tarifs de l'électricité dynamiques*

Depuis 2024, Groupe E propose à ses clients ayant une consommation annuelle inférieure à 100 000 kWh le tarif de réseau dynamique «Vario-Tarif». Fixés pour chaque période de 15 minutes en fonction de la courbe de charge probable du réseau de distribution, les prix sont publiés au plus tard la veille à 18 heures. Le tarif est plus élevé en période de charge importante et il est normalisé de manière à correspondre en moyenne au tarif double standard<sup>76</sup>.

Azienda Multiservizi Bellinzona (AMB) propose un tarif dynamique (réseau et énergie combinés) à ses clients jusqu'à 60 A. Dans ce modèle tarifaire, le tarif bas est inférieur de 7 ct./kWh au tarif haut. Les heures de facturation du tarif bas et du tarif haut sont définies de manière dynamique jusqu'à midi la veille<sup>77</sup>.

Le principe des tarifs de réseau dynamiques est consolidé par l'acte modificateur unique (« Mante-lerlass ») (possibilité de les introduire comme tarif de base dans l'approvisionnement de base, exigences assouplies). Il faut s'attendre à ce que d'autres gestionnaires de réseau de distribution commencent à proposer ce type de tarif dans un avenir proche. Les tarifs dynamiques pour l'énergie, qui peuvent être totalement ou partiellement liés aux prix du marché spot, sont proposés par différents prestataires dans le segment de marché ouvert, mais n'ont fait l'objet que d'une demande limitée jusqu'à présent.

### *Tarifs d'injection flexibles pour la production décentralisée (PV)*

Les tarifs d'injection flexibles, tout comme les tarifs dynamiques, ont pour objectif d'utiliser la flexibilité des clients afin de mettre la consommation et la production davantage au service de l'énergie et du réseau. Les tarifs d'injection peuvent inciter les consommateurs à consommer eux-mêmes et donc à réduire l'injection au moment où l'offre d'énergie ou la charge du réseau sont élevées. Ils peuvent également créer des incitations appropriées lors de la mise en place d'installations de production (p. ex. inclinaison et orientation des modules PV).

Depuis 2023, le prestataire d'énergie solaire Helion Energy SA propose aux clients ayant une production maximale de 30 kWc un choix entre trois modèles de rétribution de l'injection. Ces producteurs peuvent ainsi opter pour un tarif fixe sur 5 ans, un tarif fixe (légèrement inférieur) sur 10 ans ou un tarif boursier qui rémunère l'injection sur la base du prix horaire EPEX day-ahead<sup>78</sup>.

Le tarif d'injection flexible de Primeo Energie est un autre modèle de prix innovant. Primeo Energie propose comme alternative au tarif de base un tarif d'injection flexible dans le temps pour le photovoltaïque. Ce tarif distingue entre l'injection au tarif bas (12-15 heures) et au tarif haut ainsi qu'entre le semestre d'hiver et le semestre d'été<sup>79</sup>. L'objectif est, d'une part, d'encourager la consommation propre

---

<sup>76</sup> Groupe E propose une interface en ligne avec des données tarifaires que les systèmes de gestion de l'énergie peuvent utiliser pour optimiser, par exemple, l'exploitation des pompes à chaleur, la charge des véhicules électriques et l'utilisation d'appareils ménagers compatibles.

<sup>77</sup> Les tarifs sont communiqués en temps réel via l'application AMB, le portail client ainsi qu'un voyant sur l'appareil.

<sup>78</sup> En combinaison avec un système Smart Energy et un algorithme, le tarif boursier peut être utilisé pour injecter l'énergie au moment où les prix sont les plus élevés et optimiser l'exploitation des voitures électriques ou des batteries domestiques.

<sup>79</sup> À partir du 1<sup>er</sup> juillet 2024, la prime d'injection en hiver se monte à 30 ct./kWh pour le tarif haut et à 11 ct./kWh pour le tarif bas, tandis qu'en été, elle s'élève à 15 ct./kWh pour le tarif haut et à 5 ct./kWh pour le tarif bas.



et d'éviter les pics de charge et, d'autre part, de promouvoir la production d'électricité en hiver ainsi que les différentes possibilités de production offertes par le photovoltaïque en termes d'inclinaison et d'orientation.

La Genossenschaft Elektra Jegenstorf propose également son propre modèle de prix. Dans le produit TOP-40, l'installation solaire du prosumer est réglée de manière à injecter dans le réseau au maximum 60% de la puissance installée (kWc). Les 40% restants, qui ne représentent que 6% de l'énergie produite sur l'année, peuvent être utilisés pour la consommation propre. En participant au TOP-40, les prosumers bénéficient d'un tarif d'injection plus élevé et d'une prime unique.

Les tarifs d'injection flexibles ne réagissent certes pas de manière dynamique à la sollicitation du réseau, mais ils incitent indirectement à l'utilisation des flexibilités<sup>80</sup>. Le tarif d'Elektra Jegenstorf offre également une flexibilité du côté du réseau en incitant à une consommation propre supplémentaire à partir de 60% de la capacité de l'installation.

#### *Tarif pour l'électromobilité*

Outre la prime d'injection flexible, Primeo Energie propose depuis 2020 un tarif pour l'électromobilité. Ce tarif permet au gestionnaire de réseau de réduire la puissance des bornes de recharge à 50% à certains moments (entre 8h30 et 9h30, entre 11h00 et 12h00 et entre 18h30 et 19h30) si cela s'avère utile pour le réseau. En contrepartie, les clients qui optent pour cette offre bénéficient d'un tarif haut et d'un tarif bas réduits au niveau du tarif de réseau. Cela permet de décharger le réseau en réduisant la puissance de recharge des véhicules électriques aux heures où une forte sollicitation du réseau est prévue.

### **9.3 Mesures liées au réseau et à l'énergie: marchés de flexibilité**

Les marchés de flexibilité constituent une alternative à l'incitation à la flexibilité par des tarifs dynamiques. Le marché des services-système pourrait être complété par un marché de flexibilité au service du réseau et de l'énergie ainsi que par des marchés de flexibilité locaux. Ces derniers sont des places de marché destinées à la gestion des congestions qui regroupent les offres locales de flexibilité. Ils permettent aux gestionnaires de réseau de remédier aux congestions physiques. Les prestataires de flexibilité, de leur côté, obtiennent une possibilité supplémentaire de commercialiser leur flexibilité.

Le projet Enera, mené par l'intermédiaire de la bourse de l'électricité EPEX SPOT et testé avec succès du 4 février au 30 juin 2019, est un exemple d'un tel marché de flexibilité. Il a permis de regrouper 4000 offres de flexibilité locale, qui ont été utilisées par des gestionnaires de réseau de transport ou de distribution. En Suisse, il n'existe pas encore de marché de flexibilité local. Il est envisageable qu'à l'avenir, des offres de flexibilité y soient également regroupées et vendues sur des marchés. Actuellement, un projet mené par Swissgrid et plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution prévoit de créer un marché commun sur lequel les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution pourront se procurer des services-système à partir de sources d'énergie flexibles et décentralisées<sup>81</sup>.

Étant donné que les marchés de flexibilité au service du réseau et de l'énergie sont également en concurrence avec les tarifs dynamiques pour le réseau et pour l'énergie, la question se pose de savoir lequel de ces deux mécanismes s'imposera auprès des clients ou sur quelle base ceux-ci optimiseront leur consommation. En Suisse, on ne pourra répondre à cette question que dans les années à venir.

---

<sup>80</sup> Les tarifs solaires d'Helion encouragent la consommation propre en période d'offre abondante ou de faible demande et augmentent la flexibilité au niveau de l'énergie. Le tarif Primeo présente l'avantage de délester le réseau, car les véhicules électriques, par exemple, sont rechargés dans le cadre de la consommation propre au moment où, selon toute attente, l'injection d'énergie photovoltaïque la plus élevée.

<sup>81</sup> Cf. communiqué de presse de Swissgrid du 13 décembre 2023.



#### 9.4 Infrastructures de flexibilité: installations de stockage, solutions Smart Energy, centrales virtuelles

Les technologies de stockage jouent un rôle central au niveau de la mise à disposition de flexibilité dans le réseau électrique en permettant de dissocier l'offre et la demande dans le temps.

En Suisse, on peut mentionner les innovations suivantes dans ce domaine:

Systèmes de stockage domestique: depuis quelques années, l'utilisation de batteries stationnaires associées à des installations photovoltaïques et à l'optimisation de la consommation propre est de plus en plus répandue. Cette solution permet de stocker l'énergie solaire excédentaire et de l'utiliser ultérieurement ou de l'injecter dans le réseau, ou encore de stocker de l'électricité bon marché provenant du réseau. Étant donné que les signaux de prix sont actuellement plutôt modérés, il est difficile de monétiser les cas d'utilisation. Les simulations d'un exploitant de réseau indiquent toutefois qu'avec des tarifs de réseau basés sur la puissance, il deviendra financièrement intéressant d'investir dans des batteries locales pour profiter d'une réduction des pics de charge<sup>82</sup>.

Batteries mobiles: pendant le processus de recharge par le réseau électrique, les batteries des véhicules peuvent en principe remplir les mêmes fonctions que les batteries stationnaires. La recharge bidirectionnelle désigne la capacité des véhicules électriques non seulement à soutirer de l'énergie, mais aussi à la restituer. Cette flexibilité bidirectionnelle ouvre la voie à différentes possibilités d'application: «Vehicule-to-home» (V2H, du véhicule à la maison): approvisionnement du ménage en électricité; «Vehicule-to-Grid» (V2G, du véhicule au réseau): réinjection dans le réseau public; «Vehicule-to-Building» (V2B, du véhicule au bâtiment): approvisionnement énergétique de bâtiments. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, il est possible d'enregistrer des bornes de recharge bidirectionnelles auprès des gestionnaires de réseau de distribution<sup>83</sup>. L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») donne la possibilité aux petites installations de stockage de se faire rembourser les rémunérations pour l'utilisation du réseau en fonction de leurs réinjections.

Systèmes hybrides: les systèmes hybrides tels qu'une installation Power-to-Gas (qui convertit l'électricité en gaz) combinent différentes sources d'énergie et technologies de stockage afin d'exploiter les avantages de chaque composant et d'en compenser les inconvénients. Dans le cadre du projet STORE&GO mené par Regio Energie Solothurn en 2015, une installation de méthanisation biologique a été intégrée dans la centrale hybride existante. Cette installation Power-to-Gas transforme l'électricité excédentaire issue de sources renouvelables en méthane, qui peut être stocké dans le réseau de gaz. Elle affiche une puissance maximale de 700 kW<sup>84</sup>.

Batteries de stockage à grande échelle: les batteries de stockage à grande échelle ayant des capacités de plusieurs mégawattheures jouent le rôle de réserve flexible au sein du réseau électrique et soutiennent l'intégration des énergies renouvelables. Elles réagissent rapidement aux fluctuations du réseau et sont particulièrement utiles pour la mise à disposition de puissance de réglage. Elles conviennent en outre pour des applications telles que la compensation de puissance réactive, l'écrêtement des pics de charge et l'arbitrage de l'énergie. La batterie de stockage de Dättwil, en Suisse, d'une capacité de 10

---

<sup>82</sup> Sur la base des données de Statista, on observe une baisse significative du prix des batteries lithium-ion. Alors que le coût du kilowattheure s'élevait encore à 692 dollars en 2014, il est tombé à 139 dollars en 2023. Cela correspond à une réduction de plus de 75%. Cf. Statista (2023). Lithium-Ion Battery price per kwh.

<sup>83</sup> Cf. Swiss eMobility (2022). Recharge bidirectionnelle.

<sup>84</sup> Cf. Regio Energie Solothurn (2024). Forschungsstandorte.



MWh et d'une puissance de 5,5 MW, utilisée depuis décembre 2023 pour stabiliser le réseau, en est un exemple<sup>85</sup>.

Smart Energy: outre le stockage de l'électricité, l'optimisation de la consommation peut également mettre à profit les signaux de prix pour offrir une flexibilité appropriée. Les solutions de Smart Energy sont importantes, car elles permettent d'utiliser les signaux de prix pour adapter la consommation au point de raccordement de manière à réduire le besoin général en matière de capacité du réseau. Le potentiel peut être augmenté en connectant de nouveaux éléments (p. ex. appareils ménagers ou systèmes de chauffage ou de refroidissement) et en les rendant exploitables. De nombreuses EAE proposent des solutions énergétiques globales aux clients de l'écosystème énergétique<sup>86</sup>. L'offre va des prestations dans le domaine de la technique du bâtiment à l'exploitation et aux modèles numériques. Dans le secteur industriel, ces prestations vont parfois plus loin et sont destinées à des sites qui utilisent des systèmes de pilotage intelligents, des batteries de stockage et des solutions de facturation spécifique au client. L'automatisation des bâtiments et la mise en place d'une infrastructure numérique ou d'une infrastructure de recharge en leur sein sont aussi d'actualité. L'objectif est de mettre en réseau les systèmes individuels, mais la standardisation (insuffisante) constitue un défi à cet égard. L'optimisation de la consommation propre et l'automatisation des bâtiments s'accompagnent également de progrès au niveau des interfaces clients<sup>87</sup>.

Centrales virtuelles: une centrale virtuelle est un regroupement d'unités décentralisées dans le réseau électrique, qui sont coordonnées par un système de gestion commun. En Suisse, Tiko Energy Solutions, entre autres, propose une plateforme de gestion décentralisée de l'énergie qui offre la possibilité de relier un grand nombre de petites unités de production et de consommation en une centrale électrique virtuelle. Cette solution permet la mise à disposition de puissance de réglage et soutient la stabilité du réseau. Un projet mené par l'entreprise OIKEN et Studer Innotec, qui a consisté à développer une centrale électrique virtuelle en vue d'optimiser l'utilisation d'installations photovoltaïques et de batteries de stockage, constitue un autre exemple. Il s'agit d'une plateforme qui vise à gérer les flux d'énergie au niveau local, du quartier et de la région afin d'utiliser et d'optimiser la flexibilité des installations photovoltaïques. Le système est testé depuis 2024 et devrait contribuer à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique suisse<sup>88</sup>.

Blockchain (ou « chaîne de blocs ») et intelligence artificielle (IA): en raison de sa nature décentralisée, la technologie blockchain offre un champ d'application idéal là où il est possible de remplacer les intermédiaires traditionnels par une interaction directe et confidentielle. Une blockchain fonctionne comme un registre décentralisé, stocké en toute sécurité sur plusieurs serveurs. Cela permet de créer des applications telles que la plateforme de Crowd Balancing «Equigy» ou les précurseurs dans le domaine des communautés électriques locales (CEL), chez qui la technologie blockchain pourrait contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à l'autonomisation des processus.

Ces dernières années, plusieurs projets pilotes ont été lancés pour tester l'interaction entre la blockchain et l'IA dans le domaine de l'approvisionnement énergétique.

---

<sup>85</sup> Cf. AEW (2024). Batteriespeicher Dättwil.

<sup>86</sup> Le fait de relier les appareils électroménagers, la production d'eau chaude, les pompes à chaleur et les batteries de stockage destinées à la mobilité électrique à la production solaire grâce à un pilotage intelligent permet d'optimiser la consommation propre. Cette optimisation peut également inclure plusieurs ménages via la création de regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP).

<sup>87</sup> À titre d'exemple, Swisspower a créé une plateforme pour les CEL afin de numériser «l'onboarding», y compris la facturation, et de réunir différents acteurs tels que les clients finaux, les producteurs, les intermédiaires et les services industriels autour de la CEL.

<sup>88</sup> Cf. communiqué de presse d'OIKEN du 23 janvier 2024.



- Dans le cadre du projet **Quartierstrom 1.0** à Walenstadt, une technologie blockchain a été utilisée pour créer un marché peer-to-peer de l'électricité solaire<sup>89</sup>. Le projet a permis aux participants d'agir en tant que prosummateurs (à la fois producteurs et consommateurs) en négociant entre eux l'électricité solaire excédentaire. L'utilisation de la blockchain a permis d'effectuer des transactions sans intermédiaire central. Le projet de suivi, Quartierstrom 2.0, n'a toutefois plus misé sur cette technologie, car les fournisseurs d'énergie constituent déjà des acteurs fiables sur le marché de l'électricité et la technologie blockchain utilisée atteint ses limites d'échelle à partir de 500 ménages<sup>90</sup>.
- La **Lugaggia Innovation Community (LIC)** est un projet d'optimisation de la consommation propre qui relie une école enfantine de Lugaggia à 18 ménages et 5 installations photovoltaïques. Lancé en mars 2019, le projet vise à maximiser l'indépendance énergétique locale en optimisant l'utilisation de l'électricité solaire produite au sein de la communauté. Il repose sur les technologies clés que sont une batterie de 60 kWh et un système de gestion de l'offre et de la demande basé sur l'IA, fournis par les entreprises suisses Optimatik et Hive Power. La technologie blockchain soutient la gestion et l'échange d'énergie au sein de la communauté, tout en respectant les dispositions légales en vigueur concernant la consommation propre. La phase de test s'est achevée en décembre 2021<sup>91</sup>.
- En 2022, Swissgrid et ewz ont clos un projet pilote en lien avec la plateforme de Crowd Balancing «Equigy», qui portait sur la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution en vue d'une utilisation de sources d'énergie décentralisées telles que les batteries et les pompes à chaleur. La plateforme reposait sur la technologie blockchain et avait pour objectif de coordonner de petites unités de stockage telles que les voitures électriques<sup>92</sup>. La technologie blockchain garantit la sécurité de l'échange des données et automatise la coordination entre les différents acteurs. Elle offre une solution transparente et efficace pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique.
- Un projet pilote suisse, mené par l'entreprise d'électricité du canton de Zurich (EKZ) et Enerlytica, utilise l'intelligence artificielle pour améliorer l'efficacité énergétique des pompes à chaleur. En analysant les données des compteurs intelligents, les algorithmes de l'IA identifient les modes d'exploitation inefficaces et proposent aux ménages une analyse gratuite de la consommation électrique de leur pompe à chaleur<sup>93</sup>.

## 9.5 Mesures liées au réseau et à l'énergie: réglage des installations PV

La limitation de l'injection par le réglage des installations photovoltaïques constitue une alternative à l'utilisation de la flexibilité fondée sur le marché par le biais de signaux de prix. Un tel réglage permet aux gestionnaires de réseau de réagir de manière plus flexible à l'excédent de production les jours où l'injection des installations PV est élevée et la consommation faible. L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») garantit sans rétribution aux gestionnaires de réseau un ajustement à 3% maximum de l'énergie produite annuellement par installation.

## 9.6 Mise en contexte international du développement de la flexibilité

Par rapport à d'autres pays, la Suisse présente à la fois des avantages et des inconvénients dans le domaine des marchés de la flexibilité. L'un des principaux avantages réside dans les centrales de

---

<sup>89</sup> Cf. Quartierstrom (2020). Der erste lokale Strommarkt der Schweiz.

<sup>90</sup> Cf. Quartierstrom. Quartierstrom 2.0.

<sup>91</sup> Cf. SUPSI (2021). Lugaggia Innovation Community.

<sup>92</sup> Cf. Swissgrid (2020). Equigy – Crowd balancing platform.

<sup>93</sup> Cf. AES (2024). L'intelligence artificielle contribue à l'optimisation évolutive des pompes à chaleur.



pompage-turbinage, qui offrent une flexibilité considérable et sont donc susceptibles de jouer un rôle important dans la transition énergétique. D'un autre côté, la Suisse dispose d'un modèle d'approvisionnement de base rigide, qui ne prévoit pas de prix dynamiques et limite la capacité des clients à réagir aux signaux de prix (notamment en raison de l'absence de compteurs intelligents). Étant donné que de nombreux consommateurs sont captifs et donc soumis à des tarifs fixes, ils ne sont pas incités à faire preuve de flexibilité et à adapter leur consommation d'électricité aux fluctuations de prix du marché.

Par rapport à d'autres alternatives réglementaires, le modèle suisse de régulation des coûts ne favorise pas non plus l'utilisation de la flexibilité dans les réseaux, car seuls les capitaux investis dans les infrastructures de réseau sont rémunérés.

## 10. Évolution du commerce extérieur

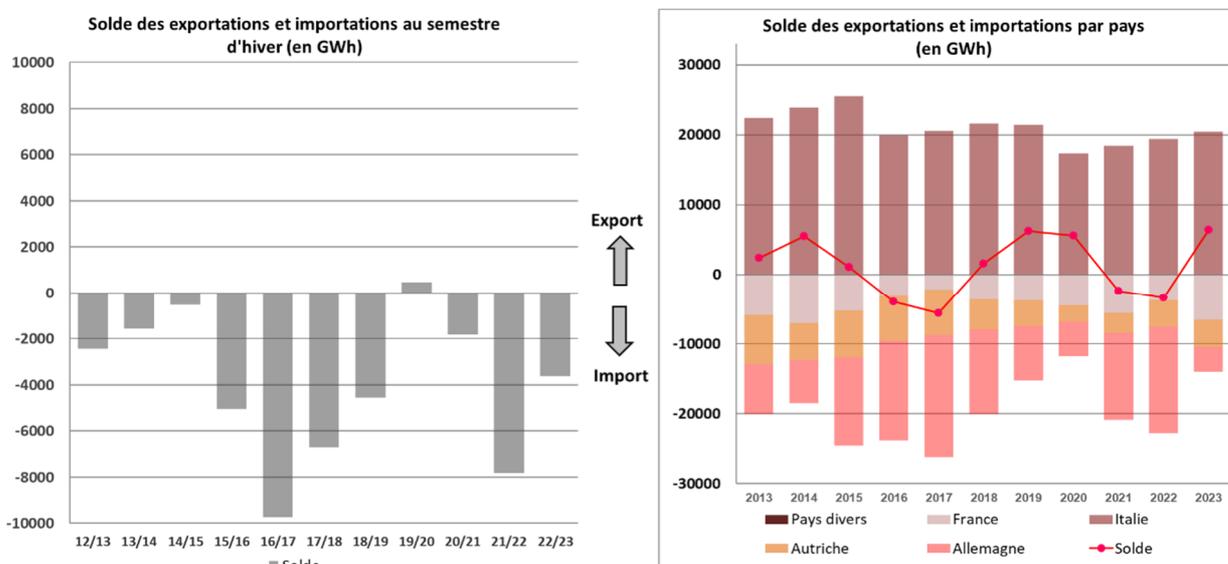
La LApEI fixe les conditions générales pour maintenir et renforcer la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international (art. 1, al. 2, let. b). L'évolution du commerce extérieur constitue, en plus des prix de l'électricité et des rémunérations pour l'utilisation du réseau, un des critères importants pour évaluer la compétitivité internationale. Le chap. 10.1 décrit cette évolution. Le chap. 10.2 se penche ensuite sur les développements intervenus dans le domaine de la gestion des congestions. Enfin, le chap. 10.3 propose une brève évaluation de ces différents aspects.

### 10.1 Commerce international d'électricité

L'approvisionnement en électricité de la Suisse est étroitement lié aux pays voisins. Grâce à sa situation géographique au cœur de l'Europe, un bon raccordement au réseau et la flexibilité du parc de centrales, le secteur suisse de l'électricité est un acteur important du commerce d'électricité transfrontalier.

Avec ses centrales à accumulation, la Suisse offre une grande flexibilité pour couvrir la demande d'électricité sur son territoire et à l'étranger, en particulier aux heures de pointe. En cas de forte demande, les centrales de pompage-turbinage peuvent en outre faire fonctionner leurs pompes.

En 2023, les exportations physiques d'électricité se sont élevées à 33,9 TWh, tandis que les importations ont atteint 27,5 TWh, ce qui a entraîné un excédent net d'exportation de 6,4 TWh. Comme exposé au chap. 4, la Suisse est en général un importateur net en hiver (d'octobre à mars), car elle ne parvient pas à couvrir la demande, plus importante à cette saison, par de l'électricité indigène en raison d'une production hydraulique plus faible. En été, la production indigène est supérieure à la demande nationale et la Suisse est alors un exportateur net d'électricité.



**Figure 47:** Évolution de la situation exportatrice et importatrice de la Suisse pour les dix derniers hivers et années civiles, et solde moyen (ligne rouge) (source: *Statistique suisse de l'électricité 2023*, tableaux 27-28)

La figure suivante montre l'évolution financière du commerce international d'électricité. L'augmentation évidente tant des recettes que des dépenses pendant les années de crise énergétique est due à la hausse des prix de gros.



**Figure 48:** Évolution des recettes et dépenses du commerce international d'électricité, et solde moyen (ligne rouge) (source: *Statistique suisse de l'électricité 2023*, p. 47)

## 10.2 Évolution de la gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé à ceux des pays limitrophes par 41 lignes transfrontalières. Les capacités d'importation et d'exportation disponibles étant limitées, l'art. 17, al. 1, LApEI prévoit de les attribuer essentiellement selon des procédures axées sur des règles de marché, avec toutefois quelques exceptions: premièrement, pour les contrats à long terme conclus avant le 31 octobre 2002, soit avant tout quelques contrats encore en cours avec la France; deuxièmement, pour certaines livraisons provenant de centrales hydrauliques transfrontalières. Troisième exception : les capacités dans le négoce intrajournalier ne sont actuellement pas tarifées. Ainsi, la majeure partie des capacités des lignes transfrontalières est attribuée sur la base des règles du marché, notamment par enchères explicites. Le droit de transport est octroyé séparément de l'opération de négoce de l'énergie, ce qui n'est



pas le cas dans les 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)».

Dorénavant, la capacité peut être implicitement attribuée à toutes les frontières au sein de l'UE. Avec le couplage de marché basé sur les flux (*Flow Based Market Coupling* ou FBMC), la capacité de transport est optimisée et allouée simultanément à chaque frontière en fonction de l'écart de prix et en tenant compte de la situation locale du réseau. L'introduction progressive du FBMC par un nombre croissant d'États membres de l'UE permet de mieux utiliser les capacités du réseau sur le plan économique. Toutefois, en l'absence d'un accord sur l'électricité avec l'UE, la Suisse ne peut pas participer au FBMC. L'attribution des capacités aux frontières suisses varie donc en fonction de la frontière et de la période. Joint Allocation Office (JAO) organise des enchères annuelles, mensuelles et day-ahead explicites à toutes les frontières suisses. Dans le commerce intraday, le *continuous trading* explicite est pratiqué à presque toutes les frontières suisses dans le cadre d'une procédure du type «premier arrivé, premier servi» (la capacité encore disponible est attribuée par Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport du pays voisin).

L'UE et l'ACER cherchent en effet à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation afin de renforcer la concurrence et la sécurité de l'approvisionnement. Cela implique d'éviter toute discrimination pénalisant les flux commerciaux entre zones de prix et pays par rapport aux flux purement internes ou nationaux, les flux commerciaux internationaux s'écoulant généralement, en raison des différences de prix en bourse, de la zone la moins chère vers la zone la plus chère. À cette fin, le règlement (UE) 2019/943 prévoit au moins 70% de la capacité de toutes les lignes pour les échanges commerciaux entre zones afin d'améliorer l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle de toute l'Europe. Des exceptions à cette règle des 70% des capacités transfrontalières sont possibles jusqu'à fin 2025. Pour tous les pays voisins de la Suisse, à l'exception de la France, des exceptions étaient encore en vigueur en 2023. L'Allemagne et l'Autriche, en particulier, ont toutes deux publié un plan d'action prévoyant une augmentation linéaire pour atteindre les 70%. En 2023, l'Allemagne devait atteindre 40,8% et l'Autriche 39,0%.

L'évolution des règles et des méthodes de l'UE (notamment la règle des 70% déjà mentionnée, mais aussi l'exclusion des plateformes d'équilibrage) pourrait 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. L'application de cette méthode est prévue pour 2025 au plus tôt. L'EiCom, qui accompagne ces travaux, représente les intérêts de la Suisse au niveau de l'UE dans les discussions entre les régulateurs.



## 11. Évaluation globale et perspectives

L'évaluation résume certains aspects importants du présent rapport et propose un aperçu des défis à venir.

### Sécurité d'approvisionnement

La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables vise un développement considérable des énergies renouvelables à l'horizon 2035 et à l'horizon 2050. Ce développement concerne principalement le champ d'application de la LENE et fera l'objet d'une évaluation dans le cadre du monitoring de la Stratégie énergétique 2050 (cf. [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch)).

Dans le champ d'application de la LAPeI relatif à la sécurité d'approvisionnement, il convient de mentionner la création d'une base légale concernant une réserve d'énergie pour l'hiver. À partir de 2022, trois nouveaux éléments de marché de capacité ont été introduits, à savoir la réserve hydroélectrique, les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours.

À l'heure actuelle, la qualité de l'approvisionnement est bonne en Suisse. Pour ce qui est de la sécurité d'approvisionnement, des risques à venir commencent à apparaître malgré la situation apaisée et sûre qui suit la crise énergétique. Ceux-ci concernent principalement l'approvisionnement en électricité en hiver. Une coopération avec l'UE (accord sur l'électricité ou contrats techniques permettant de maintenir les capacités d'échange) réduit le risque de pénurie d'approvisionnement (pour des raisons d'ordre météorologique). D'autres incertitudes subsistent en ce qui concerne l'avenir. Par exemple, on ne peut pas exclure certains scénarios d'escalade géopolitique le long des chaînes d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL).

Actuellement, la Suisse est exclue du couplage des marchés sur la base des flux d'énergie (*Flow Based Market Coupling* – FBMC) et des plateformes d'équilibrage, ce qui a des répercussions sur la sécurité d'approvisionnement. L'évolution des règles et des méthodes de l'UE (notamment la règle des 70%) pourrait entraîner une augmentation des congestions sur le réseau suisse et un recours accru aux mesures d'allègement opérationnelles.

Suite à la situation tendue de l'approvisionnement énergétique qui a caractérisé l'hiver 2022/2023, la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité a été assurée par la création d'une réserve d'hiver et du mécanisme de sauvetage pour les entreprises du secteur de l'électricité, les possibilités d'abaissement du débit résiduel, des possibilités temporaires d'augmenter la capacité du réseau de transport et une campagne d'économie d'énergie de l'OFEN.

### Évolution de la concurrence et des prix

La LAPeI a contribué à une évolution positive de la concurrence dans le secteur partiellement ouvert (gros consommateurs à partir de 100 MWh). Même si la part des consommateurs ayant accès au marché libre (un peu plus de deux tiers) n'a plus beaucoup évolué, ces consommateurs bénéficient en principe de conditions d'achat intéressantes en termes de prix. Dans le segment non libéralisé, une situation de monopole soumise à la régulation de l'approvisionnement de base continue de prévaloir. Plus de 99% des clients finaux sont approvisionnés dans le cadre de l'approvisionnement de base et ne peuvent par conséquent pas accéder au marché. L'ouverture partielle du marché en vigueur depuis 2008 entraîne des distorsions de concurrence fondamentales et présente un risque de subventions croisées au détriment des clients finaux captifs dans l'approvisionnement de base.



Lors de la crise énergétique, les prix sur les marchés spot et sur les marchés à terme ont connu de fortes hausses, qui se sont résorbées depuis. Ils sont néanmoins encore nettement supérieurs à leur niveau de 2019. Les prix sur le marché de gré à gré sont considérés comme légèrement plus élevés que les prix boursiers, tandis que les coûts commerciaux sont jugés avantageux. Sur le marché intrajournalier, la liquidité a fortement diminué en 2018 suite à l'introduction de XBID, car la Suisse ne participe pas au couplage des marchés de l'UE.

Les coûts nets de Swissgrid pour l'acquisition de l'énergie de réglage ont fortement augmenté depuis 2021. L'augmentation des prix de l'énergie de réglage résulte en grande partie de la hausse des prix de l'énergie de réglage secondaire, dont les quantités sollicitées n'ont pas progressé. Il n'est pas possible de déterminer dans quelle mesure cette hausse est due à l'introduction en 2022 du nouveau système d'enchères inspiré du système européen PICASSO. Il faut toutefois partir du principe que ce système a contribué de manière non négligeable à l'augmentation des prix, particulièrement marquée depuis le printemps 2024. Le plafonnement des prix introduit par l'ECom pour l'énergie de réglage secondaire court jusqu'à fin 2025. D'autres mesures se trouvent actuellement dans la phase de mise en œuvre dans le but de stabiliser ces marchés à moyen et long termes.

La crise énergétique a également montré que des achats structurés sont nécessaires pour couvrir les risques liés aux prix, notamment dans l'approvisionnement de base. Afin d'éviter une utilisation opportuniste de l'approvisionnement de base régulé, la règle « libre un jour, libre toujours » n'a pas été modifiée pendant la crise énergétique. Les prix de l'approvisionnement de base pour les ménages sont restés relativement stables au début de la crise, mais ils ont ensuite connu une hausse considérable ainsi que de fortes variations régionales. La situation est similaire pour les clients finaux travaillant dans l'artisanat ou l'industrie et qui relèvent de l'approvisionnement de base.

Les hausses des tarifs de réseau intervenues depuis 2018 sont principalement dues à l'augmentation des coûts de Swissgrid qui, elle, résulte de l'acquisition plus coûteuse de l'énergie de réglage et des coûts supplémentaires des réserves d'énergie. L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») prévoit une réduction des coûts de la réserve hydroélectrique.

Le marché des garanties d'origine est peu transparent. Le négoce s'est déplacé vers des plateformes OTC standardisées. En outre, le marché des PPA en Suisse est encore dans sa phase de développement en comparaison avec l'étranger. Il existe donc un potentiel d'amélioration important dans ces deux domaines.

Dans l'ensemble, les prix facturés aux consommateurs finaux en Suisse se situent toujours dans la moyenne des pays européens comparables. Les grands consommateurs paient toutefois des prix plus élevés par rapport à la moyenne de l'UE. Dans les offres de l'approvisionnement de base, les prix de l'énergie se situent plutôt dans la moyenne, et les impôts et redevances sont bas. La situation est nettement moins favorable en ce qui concerne les coûts du réseau, qui sont comparativement les plus élevés. La révision de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité de février 2025 concernant la rémunération du capital investi dans le réseau électrique et dans les installations bénéficiant d'un encouragement pour la production d'électricité issue d'énergies renouvelables aborde en partie la problématique avec la baisse du WACC. Néanmoins, la régulation du réseau renferme encore un potentiel de réforme avec la future extension du réseau de distribution.

#### Ouverture du marché judiciaire, mais insuffisante

L'évolution des prix sur le marché de gros et sur le segment du marché libre reflète les pénuries du marché. Les acteurs du marché disposent de divers moyens pour s'en prémunir. Les achats structurés permettent de couvrir le risque dans une certaine mesure. Malgré la crise énergétique, l'ouverture partielle du marché prévue par la LApEI peut être considérée comme judicieuse. En revanche, dans



l'approvisionnement de base, le statu quo a entraîné d'importantes distorsions de prix pour les gestionnaires de réseau peu efficaces (en matière d'achats), distorsions auxquelles les citoyens n'ont pas pu réagir faute de choix. En conséquence, les clients finaux dans l'approvisionnement de base n'ont pas pu changer de fournisseur d'électricité, malgré des hausses de coûts parfois considérables découlant de la crise énergétique. La flambée des prix a principalement touché les gestionnaires de réseau de distribution qui ne disposaient pas de leurs propres centrales et qui achetaient en grande partie l'électricité pour leurs clients finaux dans l'approvisionnement de base sur le marché de l'électricité. Parallèlement, ce sont surtout les clients livrés dans l'approvisionnement de base par des gestionnaires de réseau de distribution avec production propre qui ont profité de la réglementation basée sur les coûts de revient. L'évolution des prix dépendait également de la stratégie de l'entreprise en matière d'achat. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables contraint donc les gestionnaires de réseau à se prémunir davantage contre les risques liés aux prix à moyen et à long terme. L'UE connaît une tendance réglementaire similaire, qui conduit indirectement à un renforcement de l'importance des contrats à long terme via les PPA. L'ouverture complète du marché de l'électricité n'est toujours pas à l'ordre du jour en Suisse.

#### Nécessité d'une meilleure intégration du marché suisse dans l'UE

En ce qui concerne l'évolution future du marché, il est important pour la Suisse de s'assurer l'accès aux marchés européens. À cet égard, un accord avantageux sur l'électricité avec l'UE impliquerait diverses adaptations telles qu'une ouverture complète du marché de l'électricité, des adaptations au niveau de l'approvisionnement de base, une réglementation plus stricte en matière de séparation des activités, la suppression de certaines priorités aux points d'interconnexion (priorités pour les LTC), etc. Une meilleure intégration du marché suisse dans le marché européen protège les possibilités de négoce de la branche nationale et renforce ainsi la plaque tournante suisse de l'électricité. Elle induit, d'une part, une amélioration de la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, des prix généralement plus avantageux. Actuellement, les déficits liés au manque d'intégration se manifestent par l'illiquidité des marchés intraday et des restrictions dans l'achat transfrontalier d'énergie de réglage bon marché.

#### Potentiel d'amélioration de la régulation actuelle du réseau

Afin de contrecarrer les coûts (relativement) élevés du réseau et une augmentation considérable des coûts, il est particulièrement important que la régulation Sunshine (instrument de transparence) introduite par la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables soit efficace. La loi prescrit une évaluation de cette mesure quatre ans après son entrée en vigueur. Cette amélioration de la régulation « cost-plus » sera évaluée quant à son efficacité, afin de déterminer si le système de régulation doit être adapté à une régulation incitative qui, contrairement à la pratique actuelle, fixe des incitations financières concrètes en matière de rentabilité. Par le passé, la jurisprudence du Tribunal fédéral concernant le montant des coûts de capital imputables a contribué à ce que les coûts du réseau de distribution soient estimés de manière excessive. Cela implique qu'un système « cost-plus » n'incite guère à adopter un comportement efficace en matière de coûts et ne peut empêcher que de manière limitée les rentes excessives de monopoles.

Au cours des années à venir, il faudra également veiller à exploiter au maximum les flexibilités dans la production et la consommation, car cela permet de limiter l'augmentation des coûts du réseau. L'introduction forcée de tarifs de réseau dynamiques ou variables en fonction des heures constitue une mesure clé pour favoriser une utilisation flexible du réseau.

Enfin, en ce qui concerne la régulation des coûts du réseau, il convient de veiller à une rémunération appropriée du capital et d'éviter les rémunérations excessives des gestionnaires de réseau.



### Développement de la LApEI

L'acte modificateur unique (« Mantelerlass ») a entraîné des adaptations majeures de la réglementation par la LApEI. Le développement ultérieur de la LApEI dépendra dans une large mesure de la conclusion par la Suisse d'un accord sur l'électricité avec l'UE et, par conséquent, de l'adoption de davantage de règles européennes. En outre, comme nous l'avons mentionné plus haut, la régulation du réseau mérite une attention accrue afin que le développement du réseau soit aussi efficace que possible. Il convient d'examiner d'autres adaptations de la réglementation en vigueur, dans la mesure où la régulation Sunshine ne représente qu'un instrument au service de la transparence.



### Références bibliographiques complémentaires

Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2019-2023, Berne 2019-2023

Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2019-2023, Berne 2019-2023

Office fédéral de l'énergie, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz 2019-2023 (en allemand avec résumé en français), Berne 2019-2023

Office fédéral de l'énergie, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2023 – Vorabzug (en allemand avec résumé en français), Berne 2023

Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse, Berne 2024

Office fédéral de l'énergie, Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze (en allemand avec résumé en français), Berne 2022

EICom, Rapports d'activité 2018 à 2023

EICom, Puissance et énergie de réglage 2021, Berne 2021

Swiss Economics, Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes, Zurich, 2024