



Rapport (version corrigée) de mars 2026

---

# Stratégie énergétique 2050

## Rapport de monitoring 2025 (version détaillée)<sup>1</sup>

---

---

<sup>1</sup> La plupart des données sont relevées jusqu'en 2024.

**Date :** Décembre 2025

**Lieu :** Berne

**Éditeur :**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
CH-3003 Berne  
www.ofen.admin.ch

**Internet :**

[www.monitoringenergie.ch](http://www.monitoringenergie.ch)

**Corrigendum de mars 2026 :**

Dans la version initiale du rapport de décembre 2025, l'indication de la puissance des installations photovoltaïques organisées en RCP, figurant au chapitre 3.2.6, était incorrecte et a été corrigée. La puissance est de 770 mégawatts au lieu de 1179.

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen ; Adresse postale : Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne  
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch

# Table des matières

<b>1 L'essentiel en bref</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Introduction</b> .....	<b>8</b>
2.1 Base juridique et but du monitoring.....	9
2.2 Cadre de référence du monitoring.....	10
2.2.1 Axe de la Stratégie énergétique 2050.....	11
2.3 Champs thématiques et indicateurs du monitoring.....	11
<b>3 Champ thématique Consommation et production énergétiques</b> .....	<b>13</b>
3.1 Contrôle des valeurs cibles et indicatives prévues par la loi sur l'énergie.....	13
3.1.1 Consommation énergétique finale par personne et par an.....	14
3.1.2 Consommation électrique par personne et par an.....	15
3.1.3 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique).....	16
3.1.4 Production hydroélectrique.....	17
3.1.5 Évolution de l'excédent d'importations et d'exportations d'électricité durant le semestre d'hiver	20
3.2 Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité.....	20
3.2.1 Évolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité.....	21
3.2.2 Consommation énergétique finale et globale par secteur.....	22
3.2.3 Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale.....	23
3.2.4 Consommation d'énergie finale en fonction de l'application.....	24
3.2.5 Intensité énergétique et intensité électrique.....	27
3.2.6 Installations photovoltaïques pour la consommation propre.....	28
<b>4 Champ thématique Développement du réseau</b> .....	<b>30</b>
4.1 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport.....	30
4.2 Enfouissement de lignes.....	40
4.3 Investissements dans le réseau et amortissements.....	41
4.3.1 Investissement dans le réseau de transport et amortissements.....	41
4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	42
4.4 Développement de réseaux intelligents.....	43
4.4.1 Compteurs intelligents ( <i>smart meters</i> ).....	43
4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation).....	44
4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité).....	45
<b>5 Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement</b> .....	<b>46</b>
5.1 Vue d'ensemble.....	46
5.1.1 Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	46
5.1.2 Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	48
5.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	49
5.2.1 Adéquation du système et capacité de production hivernale.....	49
5.2.2 Production électrique, importation et consommation au cours de l'année.....	53
5.2.3 Capacité d'importation.....	54
5.2.4 Charge N-1 sur le réseau de transport.....	55

5.2.5	Qualité de l’approvisionnement/disponibilité du réseau .....	56
5.3	Sécurité de l’approvisionnement en gaz .....	57
5.3.1	Installations bicom bustibles .....	57
5.3.2	Normes relatives aux infrastructures .....	59
5.4	Sécurité de l’approvisionnement en pétrole .....	61
5.4.1	Diversification des moyens de transport .....	61
5.4.2	Portefeuille d’importation de pétrole brut .....	62
5.4.3	Importations de pétrole brut et de produits pétroliers .....	63
<b>6</b>	<b>Champ thématique Dépenses et prix .....</b>	<b>65</b>
6.1	Dépenses des consommateurs finaux pour l’énergie .....	65
6.2	Prix de l’énergie .....	67
6.2.1	Prix de l’énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale .....	68
6.2.2	Tarifs de l’électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises .....	74
6.2.3	Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages .....	76
<b>7</b>	<b>Champ thématique Émissions de CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>79</b>
7.1	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l’énergie par personne et par année .....	79
7.2	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l’énergie : valeurs globales et par secteur .....	80
7.3	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l’énergie : industrie et services .....	82
7.4	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l’énergie : voitures de tourisme .....	83
7.5	Autres effets sur l’environnement .....	84
<b>8</b>	<b>Champ thématique Recherche et technologie .....</b>	<b>85</b>
8.1	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique .....	85
8.2	Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique .....	86
<b>9</b>	<b>Champ thématique Environnement international .....</b>	<b>89</b>
9.1	Évolution des marchés globaux de l’énergie .....	89
9.2	Évolutions dans l’UE .....	91
9.2.1	Nouvelle commission de l’UE et orientation pour la législature 2024-2029 .....	91
9.2.2	Pacte vert pour l’Europe .....	91
9.2.3	Boussole pour la compétitivité .....	92
9.2.4	Feuille de route REPowerEU .....	93
9.2.5	Cadre financier pluriannuel (CFP) .....	93
9.2.6	Paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » .....	94
9.2.7	Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques .....	94
9.2.8	Mise en œuvre des « Network Codes » dans le domaine de l’électricité .....	94
9.2.9	Marché intérieur du gaz et sécurité de l’approvisionnement en gaz .....	95
9.2.10	Développements dans le domaine de l’hydrogène .....	96
9.3	Politique climatique internationale .....	97
9.4	Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l’énergie .....	98
	<b>Liste bibliographique et des sources .....</b>	<b>101</b>
	<b>Table des illustrations .....</b>	<b>107</b>

# 1 L'essentiel en bref

Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse met en œuvre la transformation progressive de son système énergétique. Les principaux piliers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. La législation correspondante, qui a été redéfinie en conséquence, est en vigueur depuis début 2018. Elle a été développée de manière exhaustive avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, partiellement entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025, après que le peuple l'a adoptée le 9 juin 2024. La Stratégie énergétique s'accompagne d'un monitoring détaillé qui décrit chaque année les progrès réalisés par la Suisse en la matière. Le présent **rapport de monitoring 2025** expose la situation à la fin de l'année 2024. En voici les principaux résultats :

**Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) :** elle augmente depuis l'an 2000, et cette hausse s'est accélérée depuis 2010. En 2024, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 8301 gigawattheures (GWh), soit 10,9 % de la production nette totale d'électricité. En 2024, l'accroissement net par rapport à l'année précédente a été de 1113 GWh ; depuis 2011, il est en moyenne de 493 GWh par an. La croissance est en grande partie due à l'expansion du secteur photovoltaïque. En 2024, environ 72% de la production des nouvelles énergies renouvelables était issue de la production photovoltaïque. Un objectif de 35 000 GWh pour 2035 est ancré dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables depuis son entrée en vigueur. Un accroissement moyen de 2427 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cet objectif (p. 16).

**Production hydroélectrique :** elle a continuellement progressé depuis l'an 2000. En 2024, la production moyenne nette attendue était de 36 901 GWh. Elle a augmenté de 193 GWh par rapport à l'année précédente. Depuis 2012, l'augmentation moyenne est de 109 GWh par an. L'objectif légal est fixé à 37 900 GWh pour 2035. Un accroissement moyen de 91 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cet objectif (p. 17).

**Consommation énergétique finale par personne et par an :** en baisse depuis l'an 2000, elle était en 2024 inférieure de 28,7 % à l'année de référence 2000 (-26,9 % après correction de l'incidence des conditions météorologiques). À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra diminuer en moyenne de 2,2 % par an pour pouvoir atteindre l'objectif fixé pour 2035 (-43 %). À titre de comparaison : ces dix dernières années, le recul moyen était d'environ 1,9 % par an. Par rapport à l'année dernière, la consommation d'énergie finale par personne a diminué de 1,8% (p. 14).

**Consommation électrique par personne et par an :** elle a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis. En 2024, elle était inférieure de 12,4 % à la valeur de l'an 2000 (-11,7 % après correction de l'incidence des conditions météorologiques). Selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité en raison de l'électrification requise du système énergétique. L'objectif de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (-13 %) ne peut donc pas être atteint sans effort supplémentaire (p. 15).

**Énergies renouvelables dans l'ensemble :** la part des énergies renouvelables (électricité et chaleur) dans la consommation énergétique finale globale a augmenté depuis l'an 2000, cette hausse s'étant accélérée depuis le milieu des années 2000. Après un recul significatif en 2022 (25,7 %), cette part a de nouveau augmenté en 2023 (28 %) et 2024 (29,9 %). En l'an 2000, cette part était de 17 % (p. 23).

**Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger :** en 2024, les produits pétroliers représentaient près de 46 % de la consommation énergétique finale, l'électricité environ 27 % et le gaz naturel un peu plus de 12 %. La part des carburants pétroliers est restée constante par rapport à l'année précédente, bien que les ventes de pétrole d'aviation aient de nouveau augmenté. La tendance à la baisse des combustibles se poursuit. Actuellement l'approvisionnement en énergie est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'électrification croissante du système énergétique aura également un impact sur la diversification à l'avenir. La part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre l'an 2000 et 2006 et a ensuite diminué jusqu'en 2021. En 2022, pour la première fois depuis 2000, cette part a de nouveau fortement augmenté, car la production indigène des centrales hydrauliques était exceptionnellement faible. En 2024, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a encore diminué à 67,6 % (2023 : 71,1 %), mais elle est restée à un niveau élevé (*à partir de la p. 46*).

**Sécurité de l'approvisionnement en électricité :** pour évaluer la situation future en matière d'approvisionnement en électricité, le monitoring s'appuie en premier lieu sur des études relatives à la sécurité d'approvisionnement systémique (adéquation du système ou *system adequacy*). L'OFEN a réalisé une étude sur l'adéquation du système pour l'hiver 2022/23 afin d'examiner, en tenant compte des décisions arrêtées ou planifiées en Suisse ou en Europe dans différents scénarios, l'éventualité de difficultés d'approvisionnement en électricité. L'étude a conclu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse pour l'hiver 2022/23 n'était pas menacée, mais que des pénuries ne pouvaient toutefois pas être exclues. De manière générale, cette étude reste valable pour les hivers suivants, pour autant que les développements actuels n'engendrent pas de nouveaux facteurs de stress. L'ElCom a pour sa part mis à jour son étude sur l'adéquation du système électrique, réalisée en 2023, pour les années 2028, 2030 et 2035 et actualisé l'étude sur la capacité de production hivernale. Sur la base de ces deux études, elle recommande une capacité de réserve d'au moins 500 mégawatts (MW) pour 2030 et de 700 à 1400 MW à partir de 2035 (*à partir de la p. 49*).

**Développement du réseau :** grâce à des mesures d'accélération des procédures ainsi qu'à des procédures d'autorisation optimisées et rationalisées, les phases de planification et d'approbation des projets dans le réseau électrique de transport lancés après 2013 sont raccourcies, même si la situation reste complexe. D'autres étapes des processus et des procédures ont pu être initiées ou décidées pendant la période sous revue. L'évolution vers un réseau intelligent se poursuit. À fin 2024, la part des compteurs intelligents sur la totalité des compteurs installés était déjà de plus de 50 %. Par rapport à 2023, cette part a augmenté de presque 12 points de pourcentage (*à partir de la p. 30*).

**Dépenses et prix en matière d'énergie :** les *dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie* s'élevaient en Suisse à près de 36,7 milliards de francs en 2024, soit pratiquement 6 % de plus que l'année précédente. Cette progression a été entraînée par la hausse des prix. L'indice partiel de l'indice suisse des prix à la consommation qui représente l'énergie a ainsi progressé d'environ 34 % depuis 2021. La hausse a été particulièrement prononcée entre 2021 et 2024 concernant les dépenses pour l'électricité (75 %) et le gaz (26 %). En 2024, 18,4 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité et 17,3 milliards de francs pour les combustibles et les carburants fossiles. Les dépenses énergétiques comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts. Une comparaison internationale des *prix de l'énergie dans les secteurs industriels* révèle que les *prix de l'électricité et du gaz naturel* en Suisse en 2024 sont toujours nettement supérieurs à la moyenne des pays de l'OCDE, les prix du gaz naturel ayant néanmoins baissé en 2024 par rapport en 2023, comme en France et en Allemagne. Les prix du *mazout* et du *diesel* en Suisse sont également supérieurs à la moyenne de l'OCDE (*à partir de la p. 65*).

**Émissions de CO<sub>2</sub> :** en Suisse, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2023, elles s'inscrivaient à environ 3,4 tonnes, soit 41 % en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 t). Afin de pouvoir atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne et par an doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici. Dans un monde à zéro émission nette dans lequel toutes les émissions évitables doivent être éliminées jusqu'en 2050, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie s'élèvent encore à environ 0,4 tonne par personne en 2050 (*à partir de la p. 79*).

**Recherche et technologie** : depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté. Depuis 2014 surtout, on a pu observer une nette hausse de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action « Recherche énergétique suisse coordonnée ». En 2021 et 2022, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont reculé. Cela s'explique par l'achèvement fin 2020 du Programme d'encouragement Énergie (pôles de compétence suisses en recherche énergétique SCCER). En 2023, les ressources ont de nouveau augmenté, entre autres en raison de l'augmentation des versements par le biais du programme d'encouragement SWEET. En 2023, les dépenses atteignaient près de 406 millions de francs (valeur réelle ; 2022 : près de 365 millions de francs) (*à partir de la p. 85*).

**Environnement international** : après l'élection du nouveau Parlement européen, la nouvelle Commission européenne – présidée par Ursula von der Leyen – a entamé ses travaux à la fin de l'année 2024. Ceux-ci vont se concentrer, entre autres, sur la compétitivité, l'approfondissement des marchés intérieurs et la poursuite de la transition écologique. Dans ce but, la commission a présenté, début 2025, la « Boussole pour la compétitivité ». Avec son plan REPowerEU, l'UE entend par ailleurs mettre fin à sa dépendance à l'égard des énergies fossiles russes. Le 13 juin 2025, le Conseil fédéral a ouvert la consultation sur le paquet d'accords visant à stabiliser et à développer les relations entre la Suisse et l'UE (*à partir de la p. 89*).

## 2 Introduction

La Suisse met en œuvre la transformation de son système énergétique par le biais de la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie vise à augmenter l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables et à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie, tout en garantissant un approvisionnement énergétique sûr et économique. La législation sur l'énergie, entrée en vigueur début 2018, prévoit en outre l'abandon progressif de l'énergie nucléaire, décision sur laquelle le Conseil fédéral est revenu en août 2024 (*voir ci-dessous*).

Dans le contexte de l'objectif climatique pour 2050, qui prévoit que la Suisse n'émette pas plus de gaz à effet de serre d'ici 2050 que ce que les puits naturels et techniques ne permettent de compenser, les agents énergétiques fossiles doivent être remplacés en grande partie par de l'électricité renouvelable, notamment dans le domaine des transports et de la chaleur. Avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Feuille fédérale, 2023a), le Conseil fédéral et le Parlement ont fait évoluer la Stratégie énergétique 2050 dans son ensemble. Le 9 juin 2024, le peuple suisse a adopté le paquet de lois dont une première partie est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025 (Conseil fédéral 2024n). La loi prévoit diverses mesures en vue de développer rapidement et systématiquement la production d'électricité renouvelable indigène, de mieux l'intégrer dans le système électrique et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme. Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a adopté en juin 2023 une modification de la loi sur l'énergie, appelée projet de loi pour l'accélération des procédures (Conseil fédéral, 2023c). À la session d'automne 2025, le Conseil national et le Conseil des États ont terminé leur examen du projet et l'ont adopté. Le projet pour l'accélération des procédures prévoit notamment de raccourcir les procédures d'autorisation et les procédures de recours pour les grandes installations et de simplifier le processus de planification pour l'extension du réseau électrique. Il vient compléter les lois urgentes concernant l'offensive éolienne (Windexpress) et solaire (Solarexpress) adoptées par le Parlement (*cf. encadré à la p. 18*).

Comme indiqué ci-dessus, les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique et de l'objectif de neutralité climatique 2050, car près des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent de l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. Les Perspectives énergétiques 2050+ actualisées de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement énergétique d'ici 2050 conformément à cet objectif, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Les Perspectives énergétiques 2050+ ont constitué une base importante pour la « Stratégie climatique à long terme de la Suisse » que le Conseil fédéral a adoptée en 2021 pour concrétiser l'objectif de zéro émission nette (Conseil fédéral, 2021a). La loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) adoptée le 18 juin 2023 par le peuple suisse inscrit l'objectif de zéro émission nette à titre d'objectif contraignant (Feuille fédérale 2022). Elle fixe en outre des objectifs intermédiaires et des valeurs indicatives pour les secteurs du bâtiment, des transports et de l'industrie<sup>2</sup>. La loi, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025, comprend par ailleurs des mesures d'encouragement limitées dans le temps qui doivent faire progresser le remplacement des combustibles fossiles dans le secteur du bâtiment et dans l'industrie. La Suisse s'est engagée au niveau international à réduire ses gaz à effet de serre de 50 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau en 1990. La mise en œuvre de cet objectif au niveau national et les mesures correspondantes sont prévues dans la loi révisée sur le CO<sub>2</sub>, que le Parlement a adopté à la session de printemps 2024 et qui est également entrée en vigueur début 2025 (Feuille fédérale, 2024). La loi reprend les mesures déjà en vigueur et contient une série de nouvelles mesures d'encouragement et d'incitations ciblées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

La sécurité de l'approvisionnement doit faire l'objet d'une attention particulière en ce qui concerne la transformation du système énergétique avec le développement des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique accrue ainsi que la décarbonisation et l'électrification croissantes. Outre la vue à long terme

---

<sup>2</sup> Dans ces trois secteurs, les émissions de gaz à effet de serre doivent être progressivement réduites par rapport à 1990 de la manière suivante : bâtiment : 82 % jusqu'en 2040 et 100 % jusqu'en 2050 ; transports : 57 % jusqu'en 2040 et 100 % jusqu'en 2050 ; industrie : 50 % jusqu'en 2040 et 90 % jusqu'en 2050.

(voir en particulier au chapitre 5), l'attaque de la Russie contre l'Ukraine et les tensions croissantes au Proche-Orient ont placé la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme au centre de l'attention. En février 2022, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris différentes mesures pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement (*pour le domaine du gaz, voir au chapitre 5.3*). La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prescrit une réserve hydroélectrique obligatoire : du début du mois de février à la mi-mai, les exploitants de lacs de retenue conservent, contre rémunération, de l'énergie pouvant être mise à disposition en cas de besoin. Les gestionnaires d'installations de stockage ainsi que les gros consommateurs disposant d'un potentiel de réduction de la charge sont, dans la loi, les autres éléments de la réserve d'électricité. L'ordonnance sur une réserve d'hiver règle non seulement l'utilisation de la réserve hydroélectrique, mais aussi une réserve thermique complémentaire constituée des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et d'installations de couplage chaleur-force (CCF). Dans le cadre d'une modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité, cette partie de la réserve d'électricité a désormais été inscrite dans la loi (Conseil fédéral, 2024j). Adopté par le Parlement à la session de printemps 2025, le projet devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2027. L'ordonnance actuelle sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver doit être prolongée jusqu'en 2030 (sa durée de validité est actuellement limitée jusqu'en 2026), afin de pouvoir reconduire les contrats des centrales de réserve existantes jusqu'à ce que les nouvelles centrales de réserve soient disponibles (Conseil fédéral, 2025g). Dans le cadre du paquet d'accords entre la Suisse et l'UE, le Conseil fédéral a par ailleurs approuvé l'accord relatif à l'électricité et l'a mis en consultation le 13 juin 2025. Cet accord doit non seulement permettre à la Suisse d'avoir accès au marché de l'électricité européen, mais aussi contribuer dans une mesure importante à relever les défis en matière de stabilité du réseau et de sécurité de l'approvisionnement (Conseil fédéral, 2025e).

En raison de l'évolution de la situation sur le marché de l'électricité et dans la politique énergétique (objectifs climatiques et besoin en électricité, centrales à gaz fossiles uniquement pour la réserve d'électricité, incertitudes géopolitiques), le Conseil fédéral a pris, le 28 août 2024, comme mentionné plus haut, une décision de principe sur l'énergie nucléaire : il rejette l'initiative populaire fédérale « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) ». Il oppose un contre-projet indirect à l'initiative qui prévoit de lever l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires au sens d'une ouverture aux différentes technologies. Le 13 août 2025, le Conseil fédéral a adopté le message à l'attention du Parlement, qui se penchera encore cette année sur cet objet (Conseil fédéral, 2024k+2025h).

## 2.1 Base juridique et but du monitoring

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Compte tenu des perspectives de réalisation éloignée, un monitoring est prévu pour permettre d'observer les évolutions et progrès déterminants, de mesurer le degré de réalisation des objectifs, d'étudier l'utilité et les coûts économiques des mesures et d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la LEne et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEne). Conformément à ces bases, le monitoring suit entre autres la production annuelle d'énergie en regard des valeurs cibles actuellement en vigueur pour 2035. Avec l'entrée en vigueur de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'accent sera davantage mis sur la production d'énergie durant le semestre d'hiver, ce qui aura pour conséquence une adaptation du monitoring. L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu), qui vise les rapports sur le développement de la technologie nucléaire, est également pertinent.

Le monitoring mis en place par l'OFEN, en coopération avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, observe des indicateurs choisis et des analyses quantitatives et qualitatives plus approfondies, qui renseignent à intervalles réguliers sur la manière dont le système énergétique suisse a évolué depuis la dernière observation ou sur l'avancement de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 par rapport aux valeurs cibles ancrées dans la loi. Ce monitoring comprend deux produits principaux : un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2024 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2024), et un compte-rendu supplémentaire quinquennal.

Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant du secteur énergétique et des parties descriptives. Le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement complète et approfondit les rapports de monitoring annuels par des analyses supplémentaires. En particulier, ce compte-rendu doit permettre au Conseil fédéral et au Parlement de contrôler sur une période assez longue si les valeurs cibles prévues par la loi sur l'énergie sont atteintes et de décider au besoin de prendre des mesures supplémentaires ou d'adapter les mesures existantes. Le premier compte-rendu quinquennal<sup>3</sup> a été publié par le Conseil fédéral en décembre 2022. Ces rapports sont destinés au monde politique et à l'administration, aux milieux de l'économie, de la protection de l'environnement et de la société civile de même qu'à toute personne intéressée.

## 2.2 Cadre de référence du monitoring

La Stratégie énergétique 2050 – ses objectifs et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant d'observer et d'évaluer la politique énergétique de la Suisse au moyen du monitoring prévu (cf. *Figure 1*). Ces éléments sont ancrés dans la LEn et le message y afférent du Conseil fédéral (Conseil fédéral, 2013), eux-mêmes fondés sur les scénarios présentés dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012). Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ces valeurs ont été partiellement ajustées sur la base des Perspectives énergétiques 2050+ pour la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025 (Conseil fédéral, 2021b ; Feuille fédérale 2023a). Sont pertinents pour le monitoring d'autres projets et politiques de la Confédération, notamment la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques, cf. également Conseil fédéral, 2016+2019b ; Feuille fédérale 2017), qui est en vigueur avec les ordonnances correspondantes depuis juin 2019 et juin 2021 respectivement. De plus, comme mentionné précédemment, un lien étroit existe avec la politique climatique (Conseil fédéral, 2019a+2021a).

Domaine	2035 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables qui est partiellement entrée en vigueur le 1.1.2025	2050 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables qui est partiellement entrée en vigueur le 1.1.2025
Consommation énergétique moyenne par personne et par an	moins 43 %	moins 53 %
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 13 %	moins 5 %
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 35 TWh	au moins 45 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	37,9 TWh	au moins 39,2 TWh

**Figure 1:** Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050 (sur la base de l'année de référence 2000)

<sup>3</sup> Stratégie énergétique 2050 – Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring (Conseil fédéral, 2022c).

## 2.2.1 Axe de la Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 définit une série d'axes fondamentaux afin de montrer comment les objectifs peuvent être atteints. Ces axes touchent également le monitoring (Conseil fédéral, 2013+2019a+2021b) :

- réduire la consommation d'énergie et d'électricité ;
- augmenter la part des énergies renouvelables ;
- garantir l'approvisionnement en énergie ;
- transformer et développer les réseaux électriques en tenant compte du stockage d'énergie ;
- renforcer la recherche énergétique ;
- encourager les mesures volontaires ;
- assumer la fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes ;
- intensifier encore la coopération internationale.

## 2.3 Champs thématiques et indicateurs du monitoring

Les objectifs, les valeurs cibles et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques, les 44 indicateurs ainsi que les parties descriptives qui couvrent le monitoring annuel. Les observations ainsi réunies seront complétées et approfondies tous les cinq ans dans le cadre d'un compte-rendu supplémentaire comprenant un complément d'analyses.

### Remarques méthodologiques

Le monitoring annuel de la Stratégie énergétique 2050, qui embrasse, aux fins de fournir une vue d'ensemble (pas au niveau des mesures), un large éventail de thèmes et d'indicateurs choisis dans les domaines concernant l'énergie globale et l'électricité, le développement du réseau, la sécurité de l'approvisionnement, les dépenses énergétiques et les prix de l'énergie ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie, décrit les évolutions survenant dans l'environnement international de même que dans les domaines de la recherche et de la technologie. La publication comprendra une version détaillée du rapport de monitoring annuel (telle que le présent document) et une version abrégée résumant les principaux indicateurs et résultats. L'une et l'autre versions sont mises en ligne sous [www.monitoringenergie.ch](http://www.monitoringenergie.ch). Le monitoring annuel, qui repose pour l'essentiel sur des données et rapports préexistants déjà publiés, exploite systématiquement les synergies que comportent les systèmes de monitoring actuels de la Confédération. En règle générale, l'an 2000 constitue l'année de référence pour les indicateurs. Pour certains indicateurs, une série plus longue apparaît judicieuse, alors qu'une série plus brève est indiquée pour d'autres parce que les données ne sont disponibles que depuis peu de temps. Le monitoring annuel ne permet pas d'observer et d'analyser toutes les thématiques pertinentes sous forme d'indicateurs actualisables chaque année. Certaines thématiques nécessiteraient des examens plus détaillés portant sur une plus longue période ou nécessiteraient des données qui n'existent pas ou qu'il serait trop coûteux de collecter chaque année. C'est pourquoi, par sa nature même, le monitoring annuel présente des lacunes. Il s'agit toutefois d'un système appelé à être régulièrement remanié et développé. Au demeurant, le compte-rendu annuel constitue un état des lieux du secteur de l'énergie et en matière de statistique énergétique, qui renonce à toute conclusion d'un autre ordre. Cependant, le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement constitue, d'une part, une structure permettant d'intégrer des analyses approfondies qui sont coordonnées avec les travaux de base en cours auprès de l'OFEN (par ex. perspectives énergétiques, évaluations). D'autre part, il permet d'établir un bilan intermédiaire de la politique énergétique et de formuler des recommandations.

Le tableau ci-après offre un aperçu du choix des champs thématiques et des indicateurs placés au cœur du rapport de monitoring annuel. Les **indicateurs principaux**, qui appellent une attention particulière s'agissant de la Stratégie énergétique 2050, apparaissent en rouge. Les **indicateurs complémentaires**, qui revêtent de l'importance pour le contexte général de la Stratégie énergétique 2050, respectivement pour la transformation progressive du système énergétique, sont en bleu.

Champ thématique	Indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)
Consommation et production énergétiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation énergétique finale par personne et par an</li> <li>• Consommation électrique par personne et par an</li> <li>• Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)</li> <li>• Production électrique hydraulique</li> <li>• Évolution du solde importateur et exportateur d'électricité durant le semestre d'hiver</li> <li>• Évolution et moteurs de la consommation énergétique finale et de la consommation électrique</li> <li>• Consommation énergétique finale totale et par secteurs</li> <li>• Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale</li> <li>• Consommation énergétique en fonction de l'application</li> <li>• Consommation énergétique finale et consommation électrique par rapport au PIB (intensité énergétique/électrique)</li> <li>• Installations photovoltaïques pour la consommation propre (total et dans les RCP)</li> </ul>
Développement du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport</li> <li>• Enfouissement de lignes (câblage souterrain)</li> <li>• Investissements dans le réseau et amortissements (réseau de transport et réseau de distribution)</li> <li>• Compteurs intelligents (smart meters)</li> <li>• Outils de régulation de la tension (transformation)</li> <li>• Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)</li> </ul>
Sécurité de l'approvisionnement	<p><i>Perspective d'ensemble</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation énergétique finale par agents énergétiques (diversification)</li> <li>• Production électrique par agents énergétiques (diversification)</li> <li>• Solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires, production indigène (dépendance vis-à-vis de l'étranger)</li> </ul> <p><i>Électricité</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité/adéquation du système (suivi descriptif)</li> <li>• Production électrique, importations et consommation au cours de l'année</li> <li>• Capacité d'importation (capacité de transfert nette ou NTC pour « net transfer capacity »)</li> <li>• Stabilité du réseau (violations du critère N-1)</li> <li>• Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau (SAIDI)</li> </ul> <p><i>Gaz naturel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Installations de type bicombustible / consommation des différents groupes de clientèle</li> <li>• Normes relatives aux infrastructures / critère N-1</li> </ul> <p><i>Pétrole</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversification des moyens de transport</li> <li>• Portefeuille d'importation du pétrole brut</li> <li>• Importation de pétrole brut et de produits pétroliers</li> </ul>
Dépenses et prix	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Évolution et moteurs des dépenses énergétiques des consommateurs finaux</li> <li>• Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale</li> <li>• Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises</li> <li>• Évolution du prix des combustibles et des carburants pour les ménages</li> </ul>
Émissions de CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne et par an</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : globalement et par secteurs</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : de l'industrie et des services, en fonction de la création de valeur brute</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : des voitures de tourisme en fonction du parc et de la puissance des véhicules</li> </ul>
Recherche et technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique</li> <li>• Activités et programmes de recherche dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)</li> </ul>
Environnement international	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Évolution des marchés globaux de l'énergie (suivi descriptif)</li> <li>• Évolutions au sein de l'UE (suivi descriptif)</li> <li>• Politique climatique internationale (suivi descriptif)</li> <li>• Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)</li> </ul>

Figure 2: Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)

## 3 Champ thématique Consommation et production énergétiques

Abaisser la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation en matière énergétique. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour compenser partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 analyse ces thématiques essentielles au fil de la transformation progressive du système énergétique de la Suisse. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent surtout les valeurs cibles inscrites dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs cibles concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables de même que de la production électrique hydraulique. Les principes légaux prévoyant de la LEne que toute forme d'énergie doit être utilisée de manière efficace et économe (efficacité énergétique) et que les énergies renouvelables doivent couvrir la consommation énergétique globale dans une mesure substantielle sont aussi pertinents. D'autres indicateurs complémentaires encore sont ajoutés à titre d'information contextuelles sur la consommation énergétique et la production électrique.

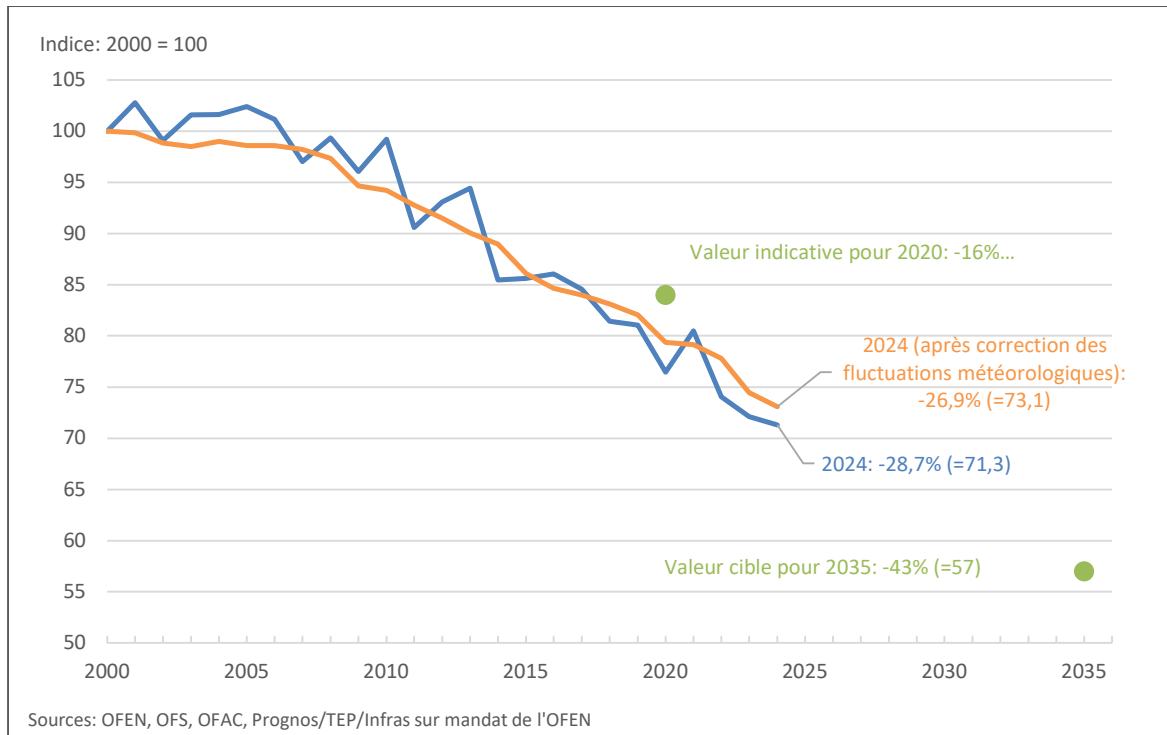
### 3.1 Contrôle des valeurs cibles et indicatives prévues par la loi sur l'énergie

La LEne en vigueur prévoit des valeurs cibles exprimées en termes relatifs concernant la consommation d'énergie et d'électricité pour les années 2020 et 2035 par rapport à l'année de base 2000. Les perspectives énergétiques 2050+ (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020) ont servi de base à la détermination de ces valeurs cibles. La consommation de carburant du transport aérien international dans le secteur des transports n'est pas prise en compte. Outre l'évolution effective depuis l'an 2000, le monitoring indique l'évolution corrigée de l'influence des facteurs météorologiques, car la consommation énergétique annuelle destinée à chauffer les locaux dépend particulièrement des conditions météorologiques<sup>4</sup>. La valeur de consommation corrigée permet de déduire la consommation énergétique de l'année sous rapport indépendamment des variations météorologiques, tandis que l'évaluation par habitant permet de suivre l'évolution de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. Contrairement à la consommation énergétique et électrique, dont les valeurs cibles sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs cibles absolues (cf. figure 1). Les graphiques ci-après font exclusivement référence aux nouvelles valeurs cibles selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, même si la loi n'était pas encore entrée en vigueur en 2024, année sous rapport. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2025, la LEne prescrit par ailleurs une valeur indicative pour la quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver (octobre à mars). Cet indicateur est observé pour la première fois dans le présent rapport.

---

<sup>4</sup> Les valeurs de consommation énergétique pour le chauffage des locaux, qui dépendent des conditions météorologiques, sont corrigées des influences météorologiques pour chaque agent énergétique grâce à la méthode basée sur les degrés-jours et l'ensoleillement (Prognos, 2015). La part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale repose sur les analyses de la consommation suisse d'énergie en fonction des affectations. Les facteurs annuels de correction des variations météorologiques se rapportent à la moyenne de tous les types de bâtiment et sont standardisés en référence à l'année 2000.

## 3.1.1 Consommation énergétique finale par personne et par an

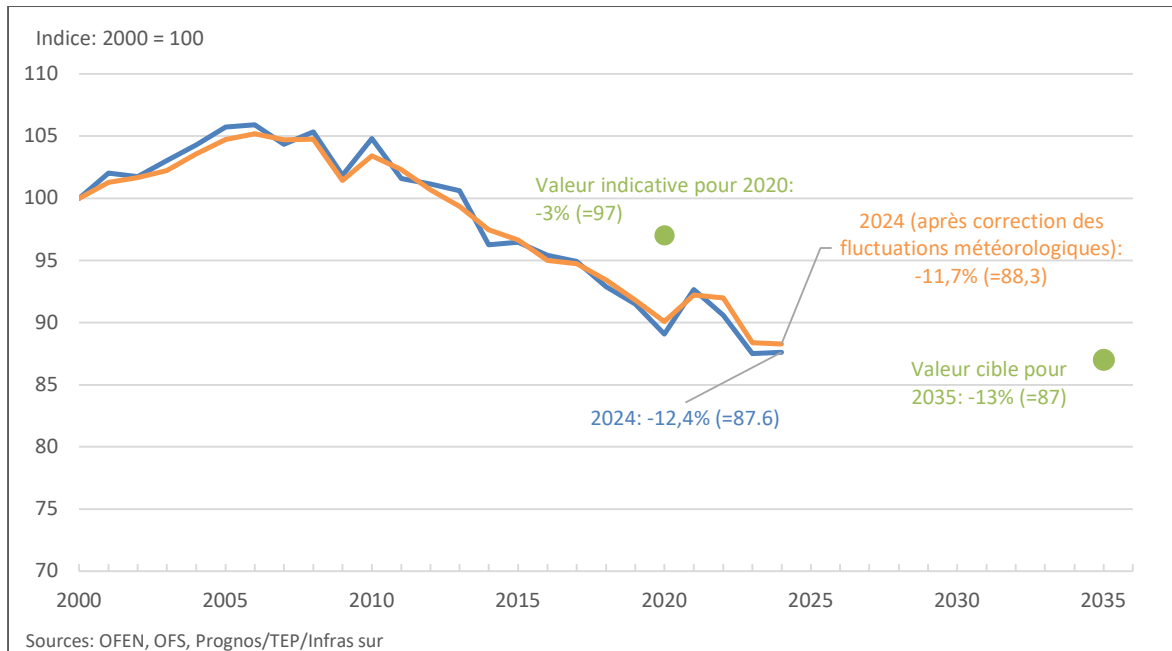


**Figure 3:** Évolution de la consommation énergétique finale<sup>5</sup> par personne et par an depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique finale par personne a baissé depuis l'an 2000, comme le montre la *Figure 3*. Cette réduction découle du fait que la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a diminué de 8,4 % entre l'an 2000 et 2024 (de -10,6 % sans le transport aérien international), alors que la population a augmenté de 25,4 % durant ce laps de temps. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par personne par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025, de 43 % jusqu'en 2035. En 2024, la consommation énergétique finale par personne était de 77,8 gigajoules (21,6 MWh), soit 28,7 % de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 26,9 %. À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2 % par an pour pouvoir atteindre la valeur cible prévue pour 2035. Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,9 % par an. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a augmenté de 1 % en 2024 par rapport à l'année précédente. Cela est principalement dû à la hausse de la consommation du transport aérien international et à des températures légèrement plus fraîches. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2024, la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a diminué, car les effets réduisant la consommation ont plus que compensé les effets la stimulant. La stimulation de la consommation a été essentiellement induite par des effets de quantité. Il s'agit de tous les facteurs de croissance « purs » tels que la performance économique globale (à l'exclusion des facteurs structurels), la démographie, les surfaces de référence énergétique et le parc de véhicules à moteur. Les mesures politiques et le progrès technologique comptent notamment parmi les effets réduisant la consommation. Entre l'an 2000 et 2024, les effets de substitution résultant du passage d'un agent énergétique à un autre ont également eu un impact sur la réduction de la consommation. On entend par là le remplacement du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante, le bois et l'électricité ainsi que la substitution de l'essence par le diesel et, ces dernières années, aussi de plus en plus par l'électricité (sources : OFEN, 2025a / OFS, 2025a / OFAC, 2025 / Feuille fédérale, 2023a / Prognos/TEP/Infras, 2025a+b).

<sup>5</sup> Sans le transport aérien international

### 3.1.2 Consommation électrique par personne et par an

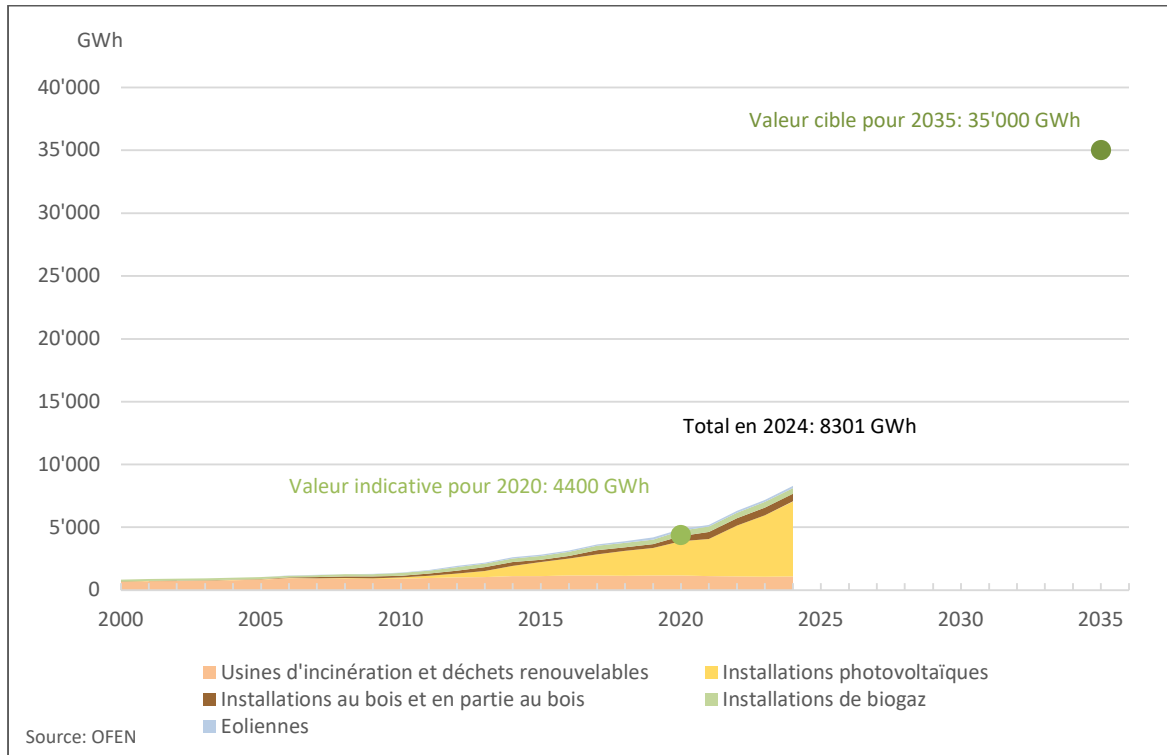


**Figure 4:** Évolution de la consommation électrique par personne et par an depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par personne a augmenté entre l'an 2000 et 2006, puisque cette valeur exprimée en chiffres absolus a progressé de 10,3 % tandis que l'effectif de la population ne croissait que de 4,2 %. Depuis 2006, cette tendance s'inverse, comme l'illustre la *Figure 4*. La consommation électrique en valeur absolue a fléchi de 0,5 % entre 2006 et 2024, alors que l'effectif de la population a progressé de 20,3 % pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique, tandis que celle enregistrée en 2020 est liée aux effets de la pandémie de COVID-19. Selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en vigueur, la réduction visée de la consommation électrique par personne est de 13 % jusqu'en 2035 par rapport à l'année de référence 2000. En 2024, la consommation électrique par habitant était de 23,0 gigajoules (6386 kWh), soit 12,4 % de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 11,7 % (*cf. courbe orange*). La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1 % par an pour les 10 dernières années. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité en raison de l'électrification du système énergétique à moyen terme, ce qui complique la réalisation de l'objectif à l'avenir (mobilité électrique, pompes à chaleur, électrolyseurs pour la production d'hydrogène, grandes pompes à chaleur, et à long terme technologies d'émission négative et systèmes de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>). C'est pourquoi des efforts supplémentaires sont nécessaires si l'on veut atteindre la valeur cible pour 2035 (-13 %). En 2024, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a augmenté de 1,4 % par rapport à l'année précédente. Sur l'ensemble de la période de l'an 2000 à 2024, la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a augmenté de 9,8 %. Cette augmentation est due en premier lieu, à des effets de quantité et par l'accélération des effets de substitution dus à l'électrification du système énergétique (remplacement des chauffages utilisant les agents énergétiques fossiles par des pompes à chaleur et des véhicules équipés de moteurs à combustion conventionnels par des véhicules équipés de moteurs électriques) ont contribué à l'augmentation de la consommation électrique. Ces facteurs stimulant la consommation n'ont pas pu être compensés par le développement de la technologie (mesures de construction pour l'isolation thermique et utilisation d'installations de chauffage, d'appareils électriques, d'éclairages, de machines, etc. plus efficaces) ni par des instruments de politique énergétique ou des mesures politiques (par ex. prescriptions politiques et mesures volontaires de SuisseEnergie) (sources : OFEN, 2025a / OFS, 2025a / Feuille fédérale, 2023a / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2025a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

### 3.1.3 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Les valeurs cibles exprimées en chiffres absolus qui sont inscrites dans la loi (art. 2, al. 1, LENE) concernent la production nationale, ce qui correspond au champ d'action des instruments de la loi.



**Figure 5 :** Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production d'électricité issue de sources renouvelables a augmenté depuis l'an 2000, comme le montre la *Figure 5*. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2024, la production était de 8301 GWh, soit 10,9 % de la production nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. En 2024, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 1113 GWh ; depuis 2011, il est en moyenne de 492,7 GWh par an. La valeur cible pour 2035 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en vigueur est de 35 000 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 2427 GWh par an est nécessaire. La ventilation par technologie montre que le développement ne suit pas le même rythme pour tous les types de production d'électricité d'origine renouvelable : depuis 2010, le photovoltaïque a progressé le plus fortement en chiffres absolus. Il contribue aujourd'hui à environ 71,8 % de la production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables (sans la force hydraulique). La croissance des autres technologies a été sensiblement plus faible : la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables arrive en deuxième position (part en 2024 : 13,2 %), suivie par les installations de combustion au bois et en partie au bois (part en 2024 : 7,5 %), le biogaz (part en 2024 : 5,4 %) et l'énergie éolienne (part en 2024 : 2,1 %). Aucune installation géothermique n'a encore été réalisée pour produire de l'électricité (sources : OFEN, 2025a / Feuille fédérale, 2023a).

### **Autorisation de construire facilitée et rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques**

Fin septembre 2022, le Parlement a adopté des modifications de la loi sur l'énergie (mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver, offensive solaire), dans le but d'influencer positivement le développement du photovoltaïque et de soutenir l'objectif concernant les énergies renouvelables. Les grandes installations photovoltaïques atteignant une production annuelle minimale de 10 GWh et une production spécifique pendant le semestre d'hiver de 500 kWh par 1 kW de puissance installée profitent désormais d'une autorisation facilitée et d'un encouragement sous forme d'une rétribution unique qui peut atteindre 60 % des coûts d'investissement. Ces allègements s'appliqueront jusqu'à ce que ces nouvelles installations permettent d'atteindre au niveau national une production annuelle maximale de 2 TWh. Afin de mettre en œuvre l'offensive solaire, le Conseil fédéral a notamment défini au milieu du mois de mars 2023 que le seuil de 2 TWh est déterminé par la production attendue découlant des projets au bénéfice d'une autorisation entrée en force. Les cantons doivent tenir l'OFEN au courant des projets prévus, et ce, en continu, depuis la mise à l'enquête jusqu'à la mise en service des installations. L'OFEN est, de son côté, tenu d'actualiser au fur et à mesure la liste accessible au public qui contient ces informations<sup>6</sup>. À la mi-octobre 2025, un projet d'une puissance de 10,8 MW était partiellement en service, cinq projets d'une puissance de 52,9 MW avaient été définitivement autorisés, six projets d'une puissance de 57,3 MW avaient été autorisés en première instance et quinze autres projets d'une puissance de 272,9 MW avaient été mis à l'enquête. Si les 27 installations de la liste sont réalisées comme prévu, on peut s'attendre à une production supplémentaire d'environ 603 GWh par an (source : Conseil fédéral, 2023b).

### **Procédure d'autorisation facilitée pour les installations éoliennes (offensive éolienne)**

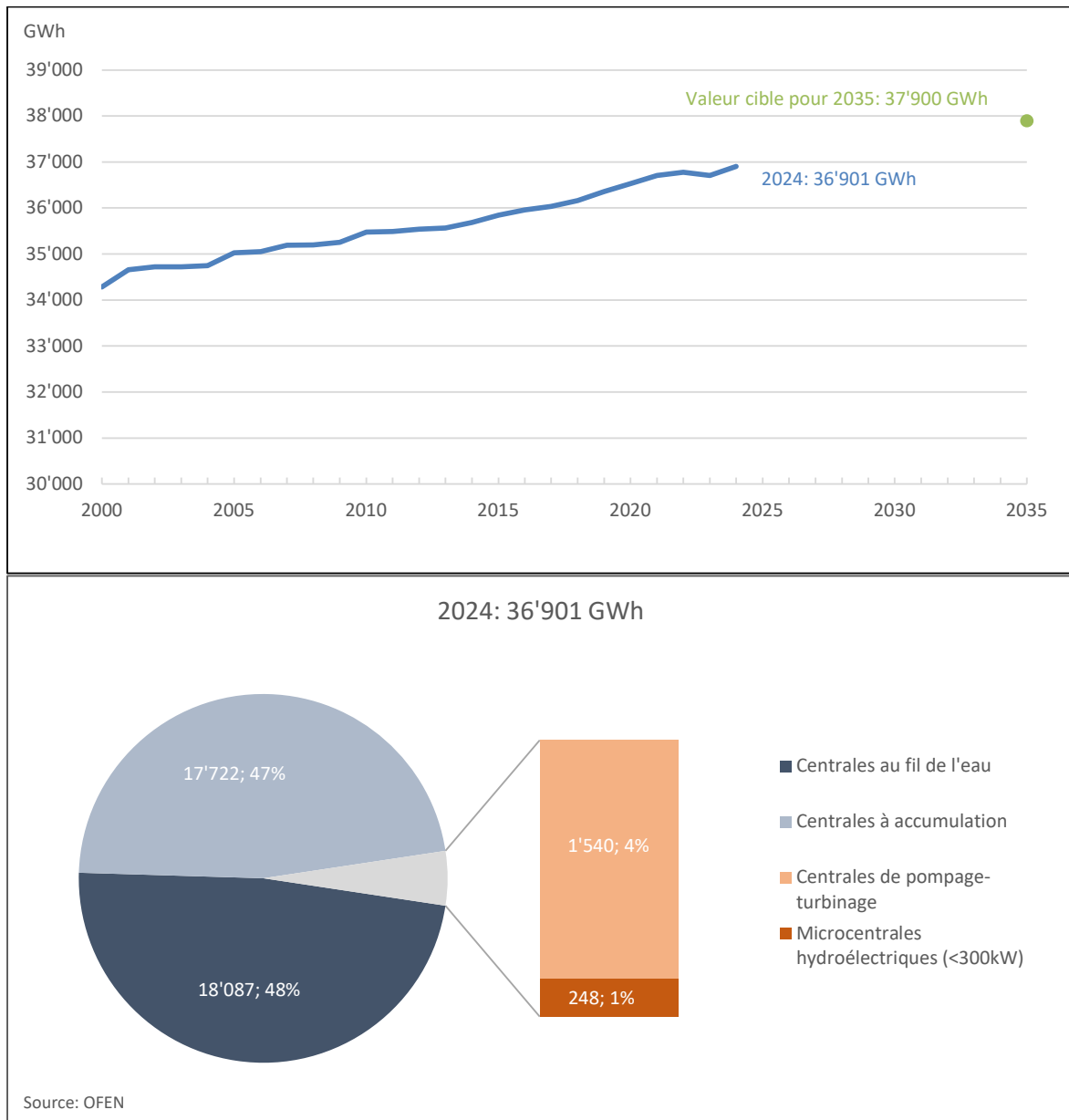
Lors de la session d'été 2023, le Parlement a adopté la loi fédérale sur l'accélération des procédures d'autorisation pour les installations éoliennes (« offensive éolienne », respectivement nouvel art. 71c de la loi sur l'énergie). Cette loi prévoit des allègements de la procédure d'autorisation des installations éoliennes d'intérêt national disposant d'un plan d'affectation entré en force. L'autorisation de construire de telles installations est délivrée par les cantons. Les voies de recours contre cette autorisation de construire sont limitées à une instance cantonale, tandis que les recours auprès du Tribunal fédéral ne sont admis que s'ils soulèvent des questions juridiques de principe. Ces dispositions particulières selon l'art. 71c de la loi sur l'énergie s'appliquent jusqu'à ce que la puissance supplémentaire livrée par l'énergie éolienne atteigne 600 MW. Les cantons sont tenus d'annoncer à l'OFEN les installations visées à l'art. 71c LEnE. L'OFEN vérifie le respect du seuil d'augmentation de 600 MW et publie à ce sujet une liste accessible au public et l'actualise régulièrement. À mi-octobre 2025, aucun canton n'avait encore annoncé de projets à l'OFEN pour cette liste (sources : Feuille fédérale 2023b / Conseil fédéral 2023a).

## 3.1.4 Production hydroélectrique

La force hydraulique, qui assure la majeure partie de l'approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être plus fortement développée conformément à la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Selon la valeur cible prévue dans la loi sur l'énergie, la production moyenne visée est de 37 900 GWh en 2035. S'agissant des centrales de pompage-turbinage, seule la production issue des apports naturels est prise en compte dans ces chiffres. La Stratégie énergétique 2050

<sup>6</sup> L'OFEN a publié une carte interactive montrant où de grandes installations photovoltaïques selon l'art. 71a LEnE sont prévues en Suisse : [Grandes installations photovoltaïques selon l'art. 71a LEnE en Suisse](#). Les données se basent sur les déclarations faites par les cantons. Les données seront mises à jour dès que de nouvelles notifications seront disponibles.

ainsi que la loi sur l'énergie en vigueur tablent, en ce qui concerne le développement de la production hydroélectrique, sur une production moyenne attendue nette<sup>7</sup> basée sur la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE). Cette méthode est choisie parce qu'elle permet de lisser les fluctuations annuelles dues au climat ou au marché.



**Figure 6:** Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

La *Figure 6* montre que la production électrique hydraulique a pratiquement progressé de manière continue depuis l'an 2000, une évolution qu'expliquent surtout la construction de nouvelles installations et l'agrandissement ainsi que l'optimisation des installations existantes. La production moyenne attendue était de 36 901 GWh en 2024 (état au 31.12.2024), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de

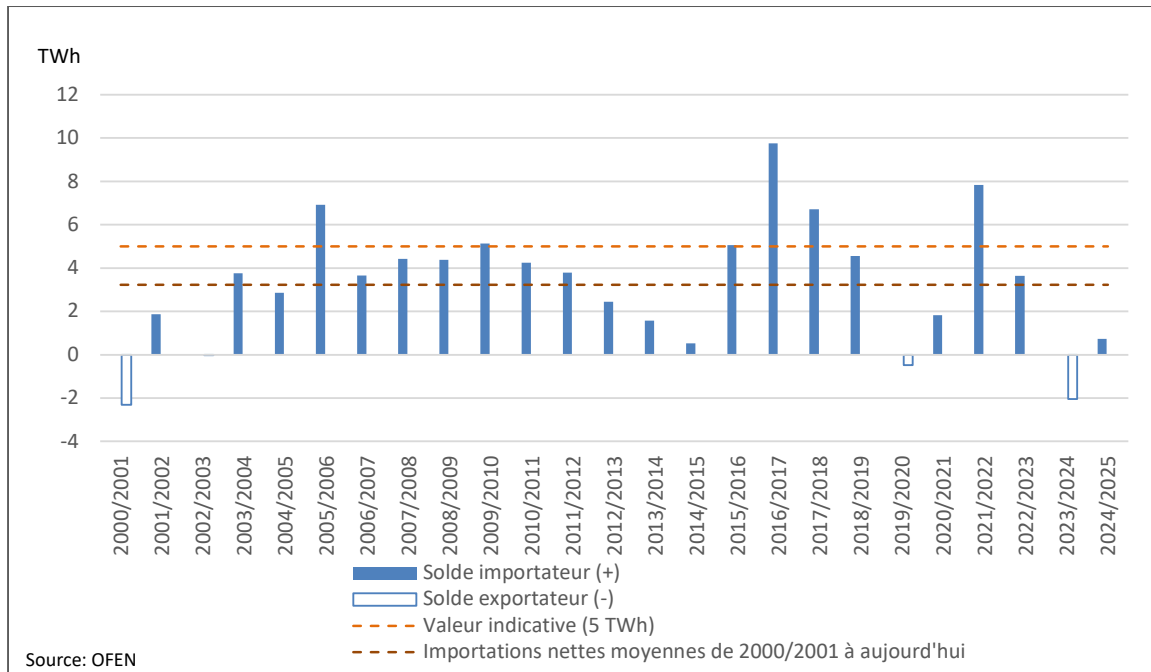
<sup>7</sup> Production moyenne attendue nette à laquelle s'ajoute la production attendue des microcentrales hydroélectriques <300 kW, selon la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) et dont est retranchée la consommation énergétique moyenne de l'ensemble des pompes d'alimentation (le rendement supposé des pompes d'alimentation est de 83 %) et la consommation électrique nécessaire pour assurer le pompage-turbinage. Remarque : l'année de référence, la série chronologique et le graphique ont été modifiés ultérieurement en raison d'une correction exceptionnelle de la SAHE (cf. communiqué de presse de l'OFEN du 5 mai 2022).

référence 2011 (état au 31.12.2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 2412 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur cible selon la loi sur l'énergie en vigueur. 58,6 % de cet accroissement étaient réalisés jusqu'à l'année sous rapport. En 2024, la production moyenne attendue a augmenté de 193 GWh par rapport à l'année précédente. Cette augmentation a pour cause, entre autres, diverses actualisations de données des centrales électriques ainsi que les apports hydriques importants au cours de l'année précédente. La production moyenne attendue a augmenté en moyenne de 109 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 91 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035. Le graphique ci-dessus illustre la répartition de la production moyenne attendue par types de centrale durant l'année sous rapport (diagramme circulaire). Les proportions sont restées plus ou moins constantes depuis l'an 2000 (source : OFEN, 2025b+f).

#### **Objectif d'augmentation de la production d'électricité en hiver**

Conformément à la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, la production des centrales électriques produisant de l'énergie renouvelable doit être augmentée d'au moins 6 TWh jusqu'en 2040 et bénéficier d'un soutien, afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en hiver. Sur ce total, la disponibilité d'au moins 2 TWh doit être assurée en hiver. L'augmentation de la production est atteinte en premier lieu par les grandes centrales hydroélectriques à accumulation ainsi que les installations solaires alpines, les premières étant particulièrement précieuses pour atteindre les 2 TWh. Dans le cadre d'une table ronde présidée par Simonetta Sommaruga qui était alors à la tête du DETEC, des représentants des organisations de protection de la nature, du secteur de l'énergie et des cantons se sont mis d'accord sur une liste de 15 projets dans le domaine de l'énergie hydraulique à accumulation permettant d'augmenter la capacité de stockage hivernale de 2 TWh, tout en minimisant l'impact sur la nature et le paysage. La liste des 15 centrales hydroélectriques à accumulation ainsi que la centrale hydroélectrique de Chlus sont ancrées dans la loi sur l'approvisionnement en électricité entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025. À l'avenir, le rapport de monitoring suivra l'augmentation de la production en considérant l'évolution des 16 projets. La concession octroyée au projet de centrale de Chlus en juin 2025 est entretemps entrée en force. La décision du canton de Berne d'octroyer une concession au projet de Trift a été contestée et l'affaire est en suspens devant le tribunal administratif cantonal. Alors qu'Aqua Viva, l'une des deux requérantes, a retiré son recours en juillet, l'autre maintient le sien. Le projet du Grimsel a été mis à l'enquête en 2024 et a suscité au moins une opposition. Sur la base d'un sondage mené auprès des promoteurs des 16 projets, l'OFEN estime que le développement réaliste de la production atteindra environ 1,1 TWh au lieu des 2 TWh visés d'ici 2040. Avant la fin de l'année, le DETEC présentera au Conseil fédéral des propositions pour la suite de la procédure (sources : DETEC 2021, Feuille fédérale 2023a, Conseil fédéral 2025a).

### 3.1.5 Évolution du solde importateur et exportateur d'électricité durant le semestre d'hiver



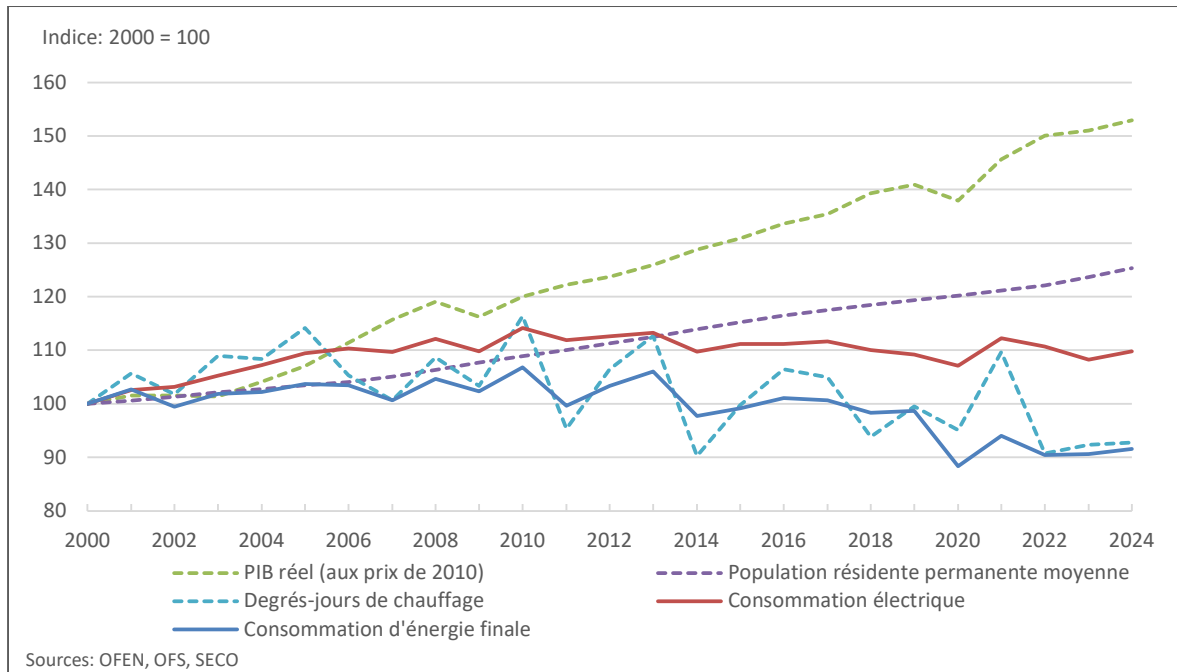
**Figure 7:** Évolution du solde importateur et exportateur d'électricité durant le semestre d'hiver (octobre à mars) et quantité d'importations nettes moyenne depuis 2000/2001

Aux termes de l'art. 2 de la loi sur l'énergie, la quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver hydrologique (du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mars) ne doit pas dépasser la valeur indicative de 5 TWh. Depuis 2000/2001, la quantité nette d'électricité importée était en moyenne de 3,2 TWh par semestre d'hiver. Comme le montre la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, une quantité nette de plus de 5 TWh d'électricité a été importée lors six semestres d'hiver, les périodes 2016/2017 avec 9,7 TWh et 2021/2022 avec 7,8 TWh étant particulièrement marquantes. Les raisons sont variées : limitations de la production hydroélectrique pour des raisons météorologiques (températures plus basses et précipitations moins importantes ayant réduit l'apport en eau dans les lacs d'accumulation), arrêts ou puissance réduite des centrales en Suisse (par exemple en raison de la révision de centrales nucléaires), évolution géopolitique et leurs effets sur les prix de l'énergie et la situation en matière d'approvisionnement, stratégies relatives aux prix du marché et au négoce. Durant l'hiver 2024/2025, une quantité nette de 0,7 TWh a été importée, tandis qu'une quantité nette de 2 TWh d'électricité a été exportée en 2023/2024 (source : OFEN 2025g).

## 3.2 Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité

Outre les valeurs par habitant, l'observation globale de la consommation énergétique et électrique fournit d'importantes informations contextuelles sur les facteurs d'influence de la consommation et sur la transformation progressive du système énergétique de la Suisse tel qu'il se présente dans la Stratégie énergétique 2050. Contrairement aux indicateurs de consommation mentionnés ci-dessus, les indicateurs suivants sont délimités conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie dans l'esprit d'une vue d'ensemble (le transport aérien international y est compris, les chiffres ne sont pas corrigés des fluctuations météorologiques). Lorsque cela est nécessaire, la consommation de carburant du trafic aérien international est désormais indiquée séparément. En outre, les installations photovoltaïques pour la consommation propre seront examinées de plus près.

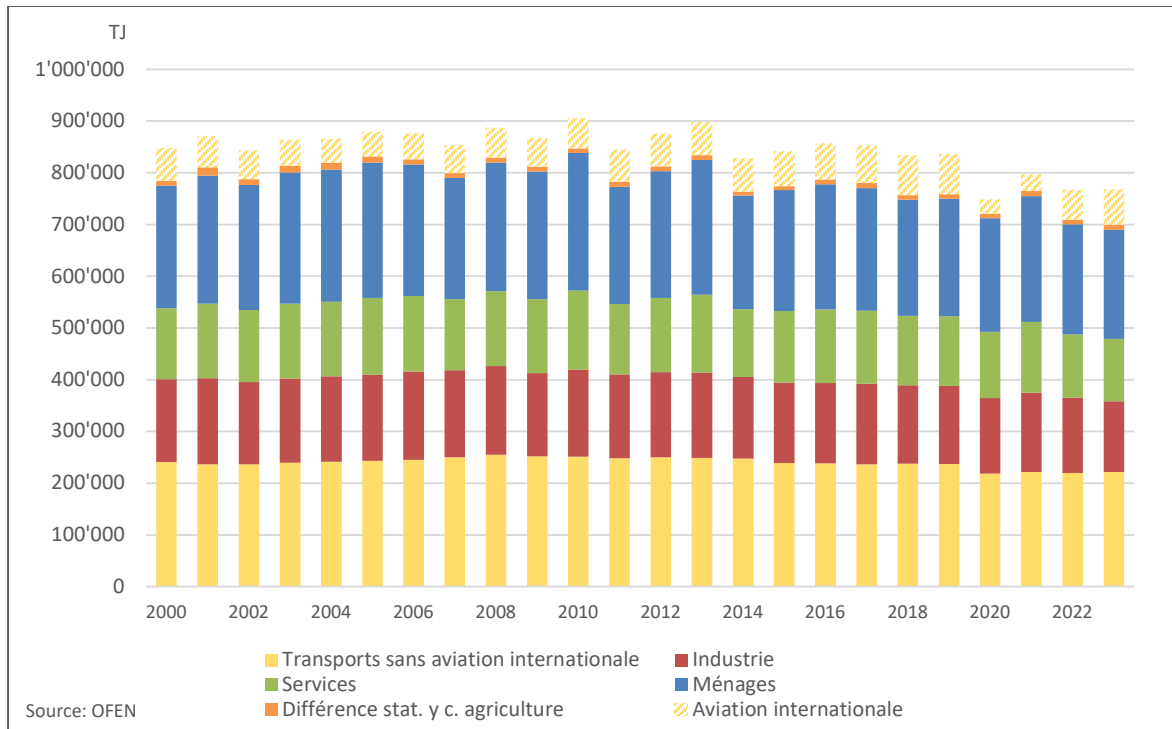
### 3.2.1 Évolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité



**Figure 8:** Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

La *Figure 8* présente l'évolution de la consommation énergétique finale et d'électricité de même que celle d'importants facteurs d'influence (croissance démographique, PIB et conditions météorologiques/degrés-jours de chauffage) depuis l'an 2000. À court terme, les conditions météorologiques exercent une forte influence sur la consommation énergétique, tandis que le PIB et la croissance démographique, notamment, la déterminent à long terme. Sur l'ensemble de la période considérée, d'autres facteurs qui n'apparaissent pas dans le graphique influencent également l'évolution de cette consommation. En font notamment partie le progrès technologique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ainsi que les effets de substitution résultant du changement d'agent énergétique pour le même usage (par ex. le passage de carburants fossiles à l'électricité dans les transports ou du mazout au gaz naturel, à la chaleur à distance ou ambiante, au bois et à l'électricité pour le chauffage). On constate depuis le milieu des années 2010, une tendance à la baisse de la consommation énergétique. La consommation électrique a quant à elle augmenté jusqu'à la fin des années 2000, avant qu'une stabilisation ne se dessine, bien que la population et le PIB aient nettement crû entre l'an 2000 et 2023. Le fléchissement du PIB en 2009 est dû au ralentissement économique causé par la crise financière et économique de l'époque, et celui de 2020, à l'impact de la pandémie de COVID-19. En 2011, 2014 et 2022, les degrés-jours de chauffage ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique. La baisse significative de la consommation finale en 2020 est principalement due à la pandémie de COVID-19 (source : OFEN, 2025a).

### 3.2.2 Consommation énergétique finale et globale par secteur



**Figure 9:** Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

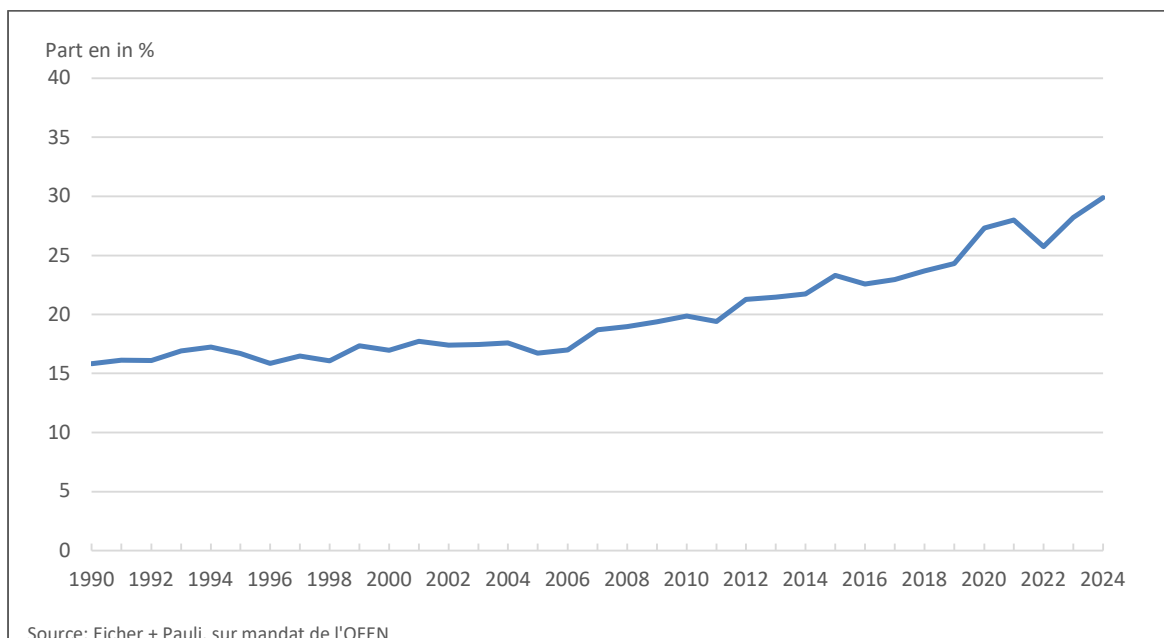
Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 776'220 térajoules (TJ) en 2024, soit une augmentation de 1 % par rapport à 2023. Cette évolution s'explique principalement par la nette augmentation de la consommation dans le transport aérien international ainsi que des températures légèrement plus froides que l'année précédente. Par rapport à l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 8,4 % (2000 : 847 790 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 25,4 %. En ventilant les secteurs, la *Figure 9* montre que les **transports** représentent le principal groupe de consommateurs. En 2024, leur part était de 38,1 % (2000 : 35,9 %), dont 9,7 % pour le transport aérien international (2000 : 7,5 %). La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 17,7 % en 2024 (2000 : 19,0 %), tandis que celle du **secteur des services** était de 15,7 % (2000 : 16,2 %). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 27,4 % (2000 : 27,9 %).

En 2024, le nombre de degrés-jours de chauffage, un indicateur important de la consommation d'énergie, a augmenté de 0,5 % par rapport à l'année précédente. Les températures légèrement plus froides ont entraîné une augmentation de la consommation des ménages privés (+1550 TJ ou +0,7 %) et du secteur des services (+670 TJ, +0,6 %). Il s'agit des secteurs dont la consommation d'énergie est fortement dépendante des conditions météorologiques à court terme. La consommation énergétique finale du secteur des transports a nettement augmenté par rapport à 2023 (+5110 TJ, +1,8 %). Cette hausse est principalement due à l'augmentation considérable de la consommation de carburant pour le transport aérien international (+6544 TJ, +9,5 %). En 2024, la consommation de carburant d'aviation est toutefois restée nettement inférieure au niveau de 2019 (2024 : 75 443 TJ, 2019 : 78 196 TJ). On constate aussi une augmentation de la consommation énergétique finale dans l'industrie (+700 TJ ou +0,5 %). La consommation énergétique finale a fléchi dans tous les secteurs par rapport à l'an 2000 (ménages : -23 770 TJ ou -10,1 % ; industrie : 23 530 TJ, -14,6 % ; services : -15 300 TJ, -11,2 % ; transports : -8760 TJ, -2,9 %). Dans le secteur des transports, on observe deux tendances contraires : alors que la consommation dans le secteur des transports (sans le transport aérien international) a nettement diminué (-20 200 TJ, -8,4 %) par rapport à 2000, la consommation du transport aérien international a augmenté de +11 717 TJ (+18,4 %) durant la même période.

**À long terme**, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Ces facteurs quantitatifs déploient leurs plus grands effets sur la consommation énergétique des ménages privés et des transports. Dans ces deux secteurs, on observe une augmentation sensible des facteurs depuis l'an 2000 : population (+25,4 %), surfaces de référence énergétique dans les logements (+37,2 %), parc de véhicules à moteur (+41,9 %). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont compensé partiellement les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs. Les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique dans tous les secteurs, mais leur action s'est avérée moindre que celle du développement technique et des mesures politiques. La tendance à remplacer les combustibles pétroliers par la chaleur à distance, le bois ou la chaleur ambiante et de plus en plus par l'électricité a revêtu une grande importance dans les secteurs des ménages, de l'industrie et des services. Jusqu'en 2020, la substitution des combustibles pétroliers par le gaz naturel jouait aussi un rôle important. Au fil des ans, cette évolution a toutefois faibli et depuis 2020 environ, le gaz naturel fait aussi partie des « perdants de la substitution ». Dans le secteur des transports, on a constaté jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel. Plus économes, les moteurs diesel ont entraîné une réduction de la consommation par rapport aux motorisations à essence. Cette tendance a pris fin après le scandale du « dieselgate ». L'importance de la substitution de l'essence et du diesel par des biocarburants (essentiellement du biodiesel) a également faibli ces dernières années. Depuis 2020 environ, les moteurs électriques prennent de plus en plus d'importance. Comparés aux moteurs à combustion, ils sont nettement plus efficaces en matière énergétique. En plus des développements techniques, des mesures politiques et des effets de substitution, les facteurs structurels (en premier lieu dans le secteur industriel : croissance différente d'une branche à l'autre, effets sur la capacité par l'utilisation des installations et occupation variable des surfaces de production et de bureaux) et le changement climatique ont, sur le long terme, un effet réducteur sur le niveau de consommation.

**Tous secteurs confondus**, la hausse des besoins énergétiques due à l'augmentation des facteurs quantitatifs a été plus que compensée par le développement technique et les mesures politiques ainsi que par les effets de substitution dans tous les secteurs. C'est pourquoi la consommation énergétique finale a reculé depuis l'an 2000, malgré une nette augmentation de la population, du PIB, du parc de véhicules à moteur et des surfaces de référence énergétique (sources : OFEN, 2025a / Prognos/TEP/Infras, 2025a+b).

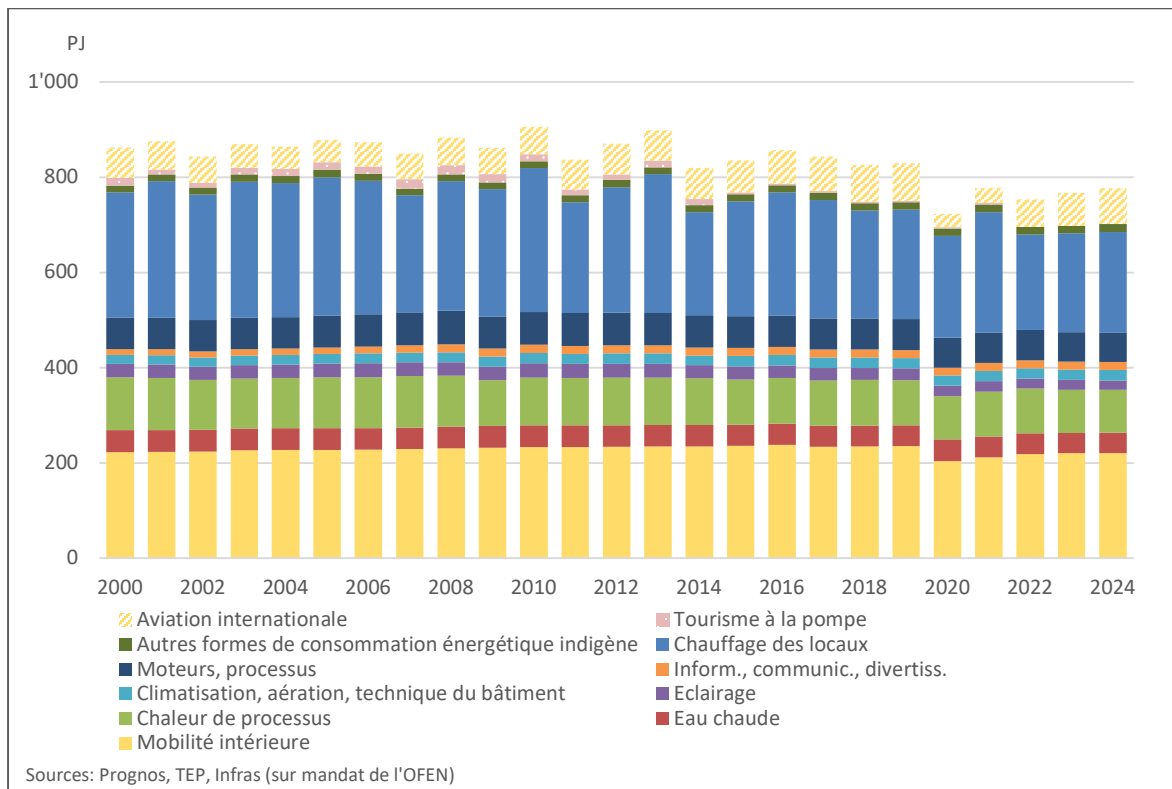
### 3.2.3 Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale



**Figure 10:** Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

### 3.2.4 Consommation d'énergie finale en fonction de l'application

L'analyse de la consommation énergétique en fonction de l'application met en exergue la répartition de la consommation globale entre les principales affectations telles que l'éclairage, le chauffage, la cuisine, les transports, etc. La plupart de ces affectations concernent plusieurs secteurs. Les affectations considérées sont d'une part celles dont la part dans la consommation totale est importante (par ex. le chauffage des locaux, la chaleur industrielle, la mobilité, les processus et les moteurs). D'autres domaines, importants dans la société actuelle, jouent également un rôle (par ex. l'éclairage ou l'information, la communication et les divertissements). L'étude de la consommation énergétique en fonction de l'application repose sur des analyses, elles-mêmes fondées sur des modèles, qui couvrent la consommation énergétique indigène. Contrairement à ce qui prévaut pour la consommation d'énergie finale recensée par la Statistique globale suisse de l'énergie, le transport aérien international et le tourisme à la pompe ne sont pas pris en compte au niveau de la consommation d'énergie finale de la Suisse. Alors que le tourisme à la pompe est pris en considération dans les valeurs cibles selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le transport aérien international est exclu. Afin de donner une vue d'ensemble, ces deux domaines apparaissent ici séparément.



**Figure 11:** Évolution de la consommation d'énergie finale (modélisée) en Suisse en fonction de l'application

La *Figure 11* montre que la consommation d'énergie finale en Suisse a légèrement augmenté en 2024 par rapport à 2023 (0,5 %), principalement en raison de la hausse des besoins énergétiques pour le chauffage des locaux (2,3 %). Les besoins pour l'eau chaude (0,6 %), la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (0,7 %), l'information, la communication et le divertissement (0,1 %) et les autres formes de consommation énergétique indigène<sup>8</sup> (0,4%) ont aussi augmenté. La consommation pour l'éclairage (-1,8 %), la chaleur de processus (-0,8 %) et les moteurs et processus (-0,7 %) a diminué par rapport à l'année précédente. La consommation de la mobilité intérieure n'a pas évolué par rapport à 2023. La consommation totale d'énergie finale (modélisée) a davantage augmenté que la consommation

<sup>8</sup> Toutes les consommations qui ne peuvent pas être attribuées à un usage particulier sont prises en compte dans la catégorie « Autres ». Il s'agit par ex. de divers appareils électroménagers, de canons à neige et d'éléments de l'infrastructure de transport (infrastructure ferroviaire, tunnels, etc.).

d'énergie finale indigène (1,3 %), une évolution due avant tout à la nette augmentation du trafic aérien international (+9,0 %). Par rapport à 2000, la consommation d'énergie finale indigène a diminué de 10,3 % et la consommation totale d'énergie finale (modélisée) de 10,1 %. Ce recul est en grande partie dû à la baisse de la consommation pour le chauffage des locaux (-19,5 % ; corrigée de l'influence des facteurs météorologiques -12,6 %) et de la chaleur des processus (-19,6 %). La consommation liée à l'eau chaude (-7,0 %), l'éclairage (-27,9 %), à la mobilité intérieure (-0,7 %), aux moteurs et processus (-8,3 %) et au tourisme à la pompe (-111,8 %) a également fléchi par rapport à l'an 2000. La consommation pour l'information, la communication et les divertissements (+41,2 %), pour la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (+16,2 %) ainsi que pour le transport aérien international (+18,0 %) et les autres formes de consommation (+18,0 %) ont augmenté. En 2024, la consommation totale d'énergie finale est dominée par les applications Chauffage des locaux (27,3 %) et Mobilité intérieure (28,5 %). La chaleur de processus (11,6 %), les moteurs et processus (8,0 %) et le transport aérien international (9,7 %) ont aussi joué un rôle important. Entre l'an 2000 et 2024, la part du chauffage des locaux (-3,2 %), de la chaleur des processus (-1,4%) et du tourisme à la pompe (-2,1 %) au niveau de la consommation finale d'énergie a diminué, celle de la mobilité intérieure (+2,7 %) et du trafic aérien international (+2,3 %) a augmenté. Les parts des autres applications n'ont que peu changé par rapport à l'an 2000 (source : Prognos/TEP/Infras, 2025b).

### Mobilité électrique et installations de pompes à chaleur

La mobilité électrique et les pompes à chaleur jouent un rôle clé dans la transformation du système énergétique en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, l'électricité devient un agent énergétique essentiel pour la chaleur (bâtiment) et la mobilité. Le nombre d'installations de pompes à chaleur en Suisse a été multiplié par sept depuis l'an 2000 (2000 : 66 622 installations, 2024 : 469 815 installations). La consommation d'électricité pour la production de chaleur n'a, quant à elle, été multipliée que du facteur 4,4. Cela indique une forte augmentation de l'efficacité des installations. En 2024, la consommation d'électricité s'élevait à 2803 GWh (2000 : 632 GWh), ce qui correspond à une part de 4,9 % de la consommation totale d'électricité en Suisse (57 512 GWh). La hausse de la consommation d'électricité des installations de pompes à chaleur par rapport à l'année dernière est principalement due à l'augmentation du nombre d'installations.

Au cours des dernières années, la mobilité électrique au niveau du trafic routier a également gagné en importance sur le plan énergétique. En 2024, 6,3 % de l'ensemble des voitures particulières étaient des véhicules rechargeables, c'est-à-dire soit des véhicules purement électriques (4,2 % ; 2023 : 3,3 %), soit des véhicules hybrides rechargeables (2,1 % ; 2023 : 1,6 %). La part des véhicules électriques dans les véhicules utilitaires légers (2024 : 2,3 %, 2023 : 1,8 %) et les véhicules de transport lourds (2024 : 1,8 %, 2023 : 1,1 %) a également augmenté. En 2024, la consommation de la mobilité électrique au niveau du trafic routier s'élevait à 877 GWh, ce qui correspond à une part de 1,5 % de la consommation totale d'électricité en Suisse. En 2024, la mobilité électrique et les installations de pompes à chaleur totalisaient donc une consommation d'électricité de 3680 GWh, soit 6,4 % de la consommation totale d'électricité en Suisse (sources : OFEN, 2025a / OFEN 2025e).

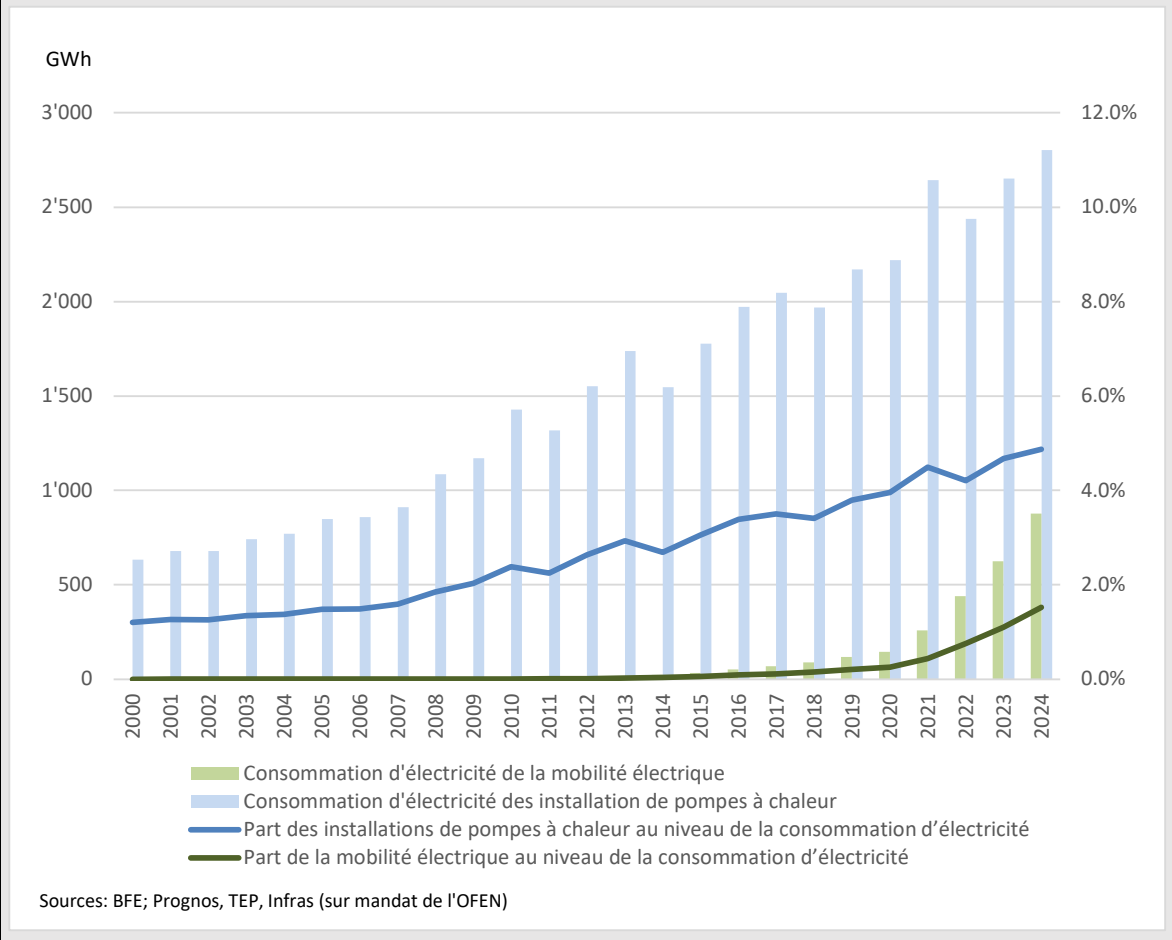
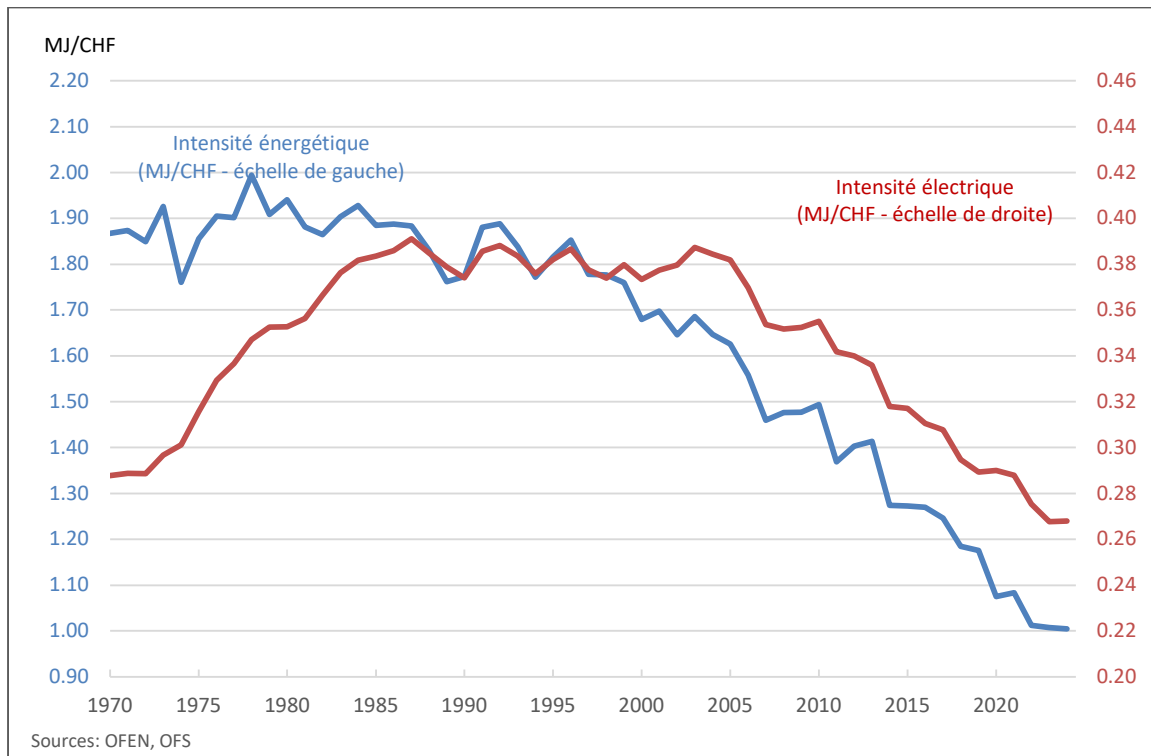


Figure 12: Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur

### 3.2.5 Intensité énergétique et intensité électrique

Outre la consommation d'énergie par personne, l'intensité énergétique est un indicateur en usage au niveau international pour déterminer l'efficacité énergétique d'une économie nationale. L'intensité énergétique désigne le rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut (PIB) réel. Une baisse de l'intensité énergétique indique un recours accru à des procédés de production modernes et efficaces sur le plan énergétique et, de manière générale, un découplage croissant entre la consommation d'énergie et le développement économique. Toutefois, l'intensité énergétique peut également diminuer en raison de la mutation structurelle d'une économie nationale, par ex. lorsque celle-ci se détourne de l'industrie lourde et que le secteur tertiaire devient plus important ou lorsque des activités à forte intensité énergétique sont délocalisées à l'étranger. Le monitoring annuel ne permet pas d'évaluer quel facteur a influencé l'intensité énergétique et dans quelle mesure. Les indicateurs Intensité énergétique et Intensité électrique sont présentés ci-après.



**Figure 13:** Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB<sup>9</sup> réel (en MJ/CHF)

La *Figure 13* illustre l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sur le long terme. L'intensité énergétique (courbe bleue, échelle de gauche), qui a augmenté jusqu'à la fin des années 1970 pour atteindre 1,99 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors (2024 : 1,00 MJ/CHF ; 2000 : 1,68 MJ/CHF). L'intensité électrique (courbe rouge, échelle de droite), qui est dans l'ensemble nettement plus faible que l'intensité énergétique, a grimpé à partir des années 1970 jusqu'à la fin des années 1980 pour atteindre 0,39 MJ/CHF. Elle est ensuite restée stable à ce niveau jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, on observe une nette diminution de l'intensité électrique également (2024 : 0,27 MJ/CHF ; 2000 : 0,37 MJ/CHF) (sources : OFEN, 2025a / OFS, 2025b)<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> PIB réel aux prix de 2020 (état : juillet 2024).

<sup>10</sup> Des études concernant d'autres pays montrent que la baisse de l'intensité énergétique est due pour une part importante à l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des secteurs et non pas seulement à la mutation structurelle (Voigt et al., 2014). Noailly et Wurlod (2016) estiment en outre pour la période 1975 à 2005, sur la base d'un échantillon de 18 pays de l'OCDE dont la Suisse, quels facteurs expliquent l'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur des secteurs. Ils attribuent la moitié des améliorations au progrès technologique et l'autre moitié aux effets de substitution vers d'autres facteurs de production.

### 3.2.6 Installations photovoltaïques pour la consommation propre

La consommation propre d'électricité permet de réduire les frais d'acquisition d'énergie et incite ainsi à produire cette dernière individuellement. Elle revêt une grande importance dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, car elle constitue un moteur du développement et de la décentralisation de l'approvisionnement en électricité. Les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) présentent un fort potentiel en vue d'une utilisation décentralisée de l'énergie produite : plusieurs consommateurs situés à proximité d'une installation de production peuvent utiliser conjointement l'électricité qui y est générée. Des systèmes intelligents de commande et de réglage peuvent alors être mis en place, par ex. pour adapter activement la consommation à l'offre d'électricité (cf. chapitre 4.4.3). Les installations pour la consommation propre sont principalement photovoltaïques (installations PV), raison pour laquelle le monitoring publie des indicateurs relatifs à cette technologie de production d'électricité. Les données se fondent sur une enquête menée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) auprès des gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

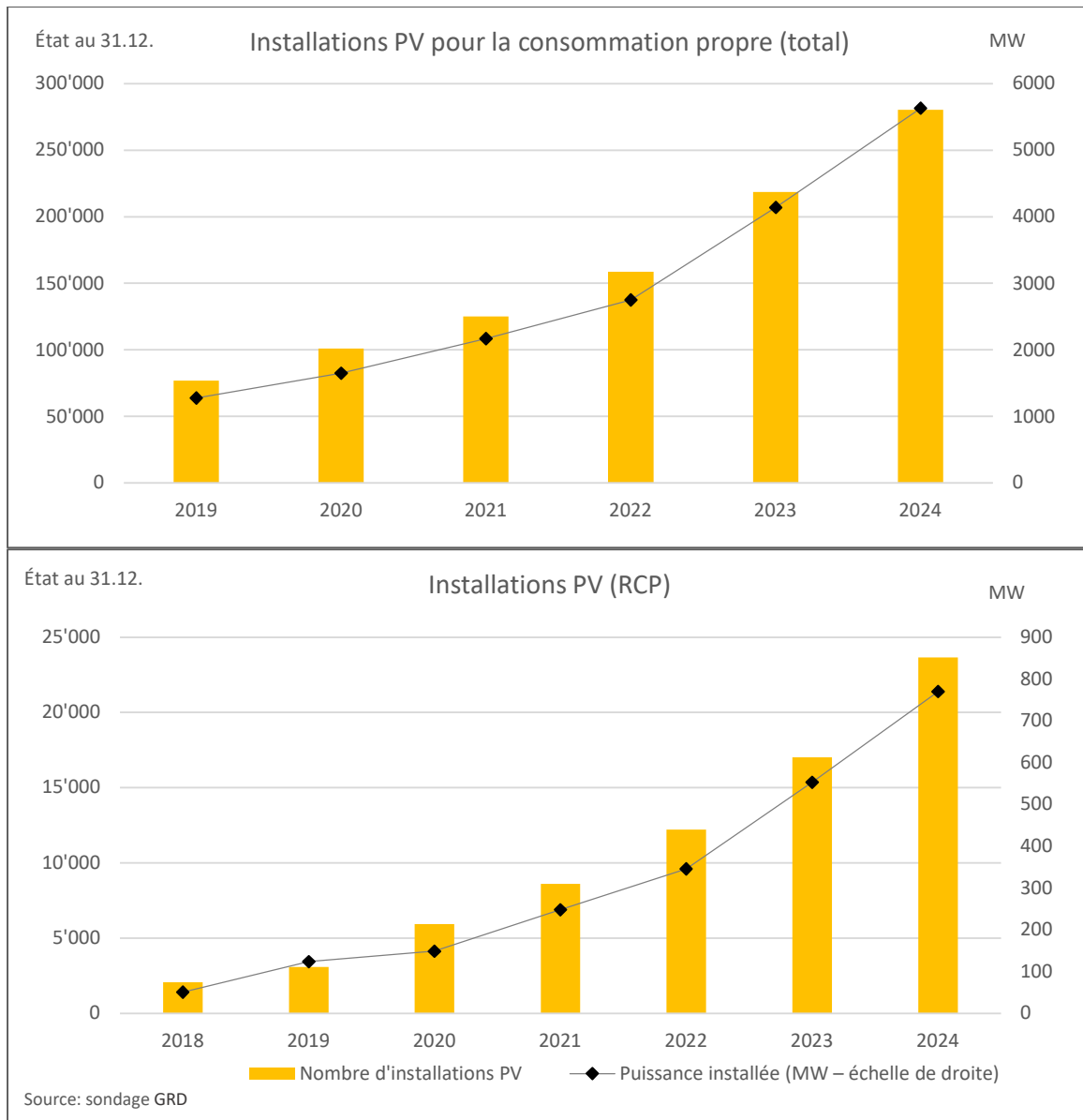


Figure 14: Installations PV pour la consommation propre (source : enquête auprès des GRD)<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation.

La *Figure 14* indique le nombre d'installations PV qui ont été utilisées pour la consommation propre, réparti d'une part entre les installations autonomes, y compris les RCP, et d'autre part les seuls RCP. D'après les résultats de l'enquête, fin 2024, le nombre d'installations PV pour la consommation propre, y compris les RCP, a progressé de 27 % par rapport à l'année précédente et s'inscrivait à 280 000 installations (env. 91 % du total des installations PV). La puissance installée<sup>12</sup> a augmenté de 26 %, à quelque 5630 MW. Selon les indications fournies, ces installations ont injecté au total 2 670 000 (2023 : 2 070 000) MWh dans le réseau de distribution. Le nombre d'installations organisées en RCP a augmenté à 23 650 ; la puissance installée a atteint 770 MW. Ces RCP ont injecté environ 333 000 (2023 : 255 000) MWh dans le réseau de distribution. Lorsque les RCP atteignent une consommation annuelle supérieure à 100 000 MWh, ils bénéficient d'un libre accès au marché. En 2024, 197 (2023 : 235) de ces RCP comportant des installations PV ont acquis leur électricité sur le marché (source : GRD, 2025).

Aucune mesure de la production n'est prescrite pour les petites installations de moins de 30 kVA. La consommation propre spécifique ne peut pas être chiffrée de manière exacte, car seule l'énergie non consommée par les exploitants eux-mêmes, mais injectée dans le réseau contre rémunération est recensée. La puissance installée et l'énergie excédentaire permettent néanmoins d'estimer la consommation propre moyenne des installations PV. En 2024, une installation PV affichait une production de quelque 820 kWh par kWp installé, mais ces valeurs peuvent varier très fortement selon l'orientation et la région. **La consommation propre des installations PV (y compris les petites installations et les RCP, puissance DC) est ainsi évaluée à quelque 2,19 TWh en 2024, soit environ 3,8 % de la consommation d'électricité globale de la Suisse, qui s'établissait à 57,5 TWh cette même année. Le taux moyen de consommation propre s'inscrivait à près de 45 % pour les installations PV ; en d'autres termes, près de la moitié de l'électricité était consommée directement sur place, le reste étant injecté dans le réseau de distribution** (sources : GRD, 2025 / OFEN, 2025c+h / Swissolar, 2025 / calculs de l'OFEN).

---

<sup>12</sup> Puissance de l'onduleur (puissance AC). Correspond à env. 80 % à 90 % de la puissance du module (puissance DC).

## 4 Champ thématique Développement du réseau

La transformation du système énergétique et électrique en Suisse et en Europe en raison, non seulement, de la décarbonisation et de la décentralisation de l'approvisionnement en électricité, mais aussi de la numérisation posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relient la production à la consommation, est particulièrement crucial. Le monitoring se concentre actuellement sur cet aspect en s'appuyant sur les indicateurs de l'état d'avancement et de la durée des projets dans le réseau de transport, de l'enfouissement de lignes, des investissements et des amortissements ainsi que du développement des réseaux intelligents. La base juridique est constituée de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)<sup>13</sup>, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050. En vigueur depuis 2019, elle est actuellement en cours de développement afin d'accélérer encore les procédures pour le développement et la transformation des réseaux électriques (Feuille fédérale 2025 / Conseil fédéral, 2024d+2025i). Comme point de départ pour la planification du réseau, l'OFEN publie en outre périodiquement un scénario-cadre pour la planification du réseau d'électricité qui sert de base politique aux gestionnaires de réseau pour qu'ils puissent définir les besoins en matière de développement du réseau et élaborer ou actualiser leur propre planification pluriannuelle (Conseil fédéral 2022a). Avec le projet Réseau stratégique 2040, Swissgrid a actualisé sa planification du réseau à long terme durant l'année sous rapport (Réseau stratégique 2025)<sup>14</sup>.

L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux de la Suisse est actuellement assuré par quelque 610 gestionnaires de réseau. Le réseau électrique se compose de lignes, de sous-stations et de stations transformatrices. Il est exploité à une fréquence de 50 Hertz (Hz) et à différents niveaux de tension. On distingue les sept niveaux de tension (niveaux de réseau) suivants :

**Niveau de réseau 1** : réseau de transport à très haute tension (de 220 kilovolts (kV) à 380 kV)

**Niveau de réseau 3** : réseaux de distribution suprarégionaux à haute tension (de 36 kV à moins de 220 kV)

**Niveau de réseau 5** : réseaux de distribution régionaux à moyenne tension (de 1 kV à moins de 36 kV)

**Niveau de réseau 7** : réseaux de distribution locaux à basse tension (moins de 1 kV)

Les niveaux de réseau 2 et 4 (sous-stations, postes de transformation) ainsi que 6 (station transformatrice) sont des niveaux de transformation.

### 4.1 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport

Avec cet indicateur, le monitoring met l'accent sur l'état d'avancement et sur la durée de projets de lignes importants dans le réseau de transport que la société nationale du réseau Swissgrid a identifiés dans sa planification stratégique du réseau 2025 et 2040, pour lesquels une procédure de plan sectoriel ou d'approbation des plans est en cours, qui se trouvent déjà en phase de réalisation ou qui sont déjà en cours d'exploitation. Il s'agit en partie aussi d'autres projets, lancés par des tiers. Les projets qui n'existent encore qu'au stade d'idée de projet, c'est-à-dire qui ne sont ni en phase de projet préliminaire ou de construction, mais en phase de planification très précoce, ne sont pris en compte que lorsque les planifications deviennent plus concrètes. Le monitoring ne comprend pas non plus les projets portant exclusivement sur la rénovation de lignes. Il ne tient en outre compte que des projets de lignes, car ceux-ci sont particulièrement pertinents pour le secteur énergétique et la société en raison de procédures en partie considérablement longues. Cet indicateur ne porte donc pas sur d'autres composants importants du réseau de transport, comme les transformateurs réglables (transformateurs déphaseurs), qui permettent

<sup>13</sup> Cf. [Nouvelles conditions-cadres pour le développement du réseau](#)

<sup>14</sup> Cf. [www.swissgrid.ch/fr/home/projects/future-grid.html](http://www.swissgrid.ch/fr/home/projects/future-grid.html)

d'améliorer le contrôle des flux d'électricité dans le réseau. En général, ces composants ne nécessitent pas de longue procédure de planification et d'autorisation.

#### **Phases et déroulement d'un projet de réseau de transport**

*Avant-projet* : la société nationale du réseau de transport Swissgrid élabore un avant-projet comprenant les principaux éléments du projet de réseau, comme base pour la procédure de plan sectoriel. Elle garantit que les intérêts des cantons concernés soient intégrés dans la planification aussi tôt que possible. La phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, par esprit de simplification, avec le lancement du projet et entre dans la phase suivante avec le dépôt de la demande d'intégration du projet dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE).

*Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE)* : lorsqu'au niveau du réseau de transport, un projet de ligne comporte des incidences considérables sur l'espace et l'environnement, une procédure de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (cf. ci-dessous). Le PSE est déterminant s'agissant des lignes électriques. L'OFEN est responsable des procédures de PSE. Il est soutenu dans cette tâche par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). La procédure de plan sectoriel permet d'une part de définir une **zone de planification**, puis un **corridor de planification** pour le tracé de la future ligne. Elle apporte en outre une réponse à la question de la **technologie de transport** à adopter (ligne aérienne ou ligne souterraine). La phase PSE débute au dépôt de la demande de PSE par Swissgrid et elle se termine par la décision du Conseil fédéral, consignée dans la fiche d'objet correspondante fixant le corridor de projet. Cette décision étant contraignante pour les autorités, celles-ci doivent en tenir compte dans la procédure d'approbation des plans et lors de leurs autres activités ayant des effets sur l'aménagement du territoire.

*Projet de construction* : le corridor de projet étant fixé, Swissgrid élabore concrètement le projet de réseau dans le cadre d'un projet de construction. Swissgrid doit alors veiller à ce que la ligne soit réalisée selon la technologie de transport définie et que son tracé corresponde au corridor de projet arrêté. Dans le présent monitoring, la phase de projet de construction commence en général au moment où le corridor de projet est arrêté (c'est-à-dire au moment où la phase de PSE se termine), et s'achève avec le dépôt, par Swissgrid, de la demande d'approbation des plans auprès de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI). S'il s'agit d'un projet sans PSE, le début du projet de construction est défini conformément à la norme SIA correspondante.

*Procédure d'approbation des plans (PAP)* : Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, notamment les dispositions du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire. Simultanément, l'ESTI contrôle que le projet de construction est compatible avec les intérêts des personnes privées (propriétaires fonciers, riverains). Si l'ESTI n'est pas en mesure de lever toutes les oppositions ou régler les différences avec les autorités fédérales impliquées, elle transmet le dossier à l'OFEN, qui poursuit la PAP pour rendre finalement une décision d'approbation des plans, à condition que le projet remplisse les conditions légales. Cette décision règle aussi les éventuelles oppositions (également en matière d'expropriation). Les parties peuvent former recours contre cette décision devant le Tribunal administratif fédéral (TAF), puis dans certains cas auprès du Tribunal fédéral (TF). Dès lors que l'OFEN a accepté la demande d'approbation des plans et qu'aucun recours n'est déposé dans les délais légaux, l'approbation des plans entre en force et Swissgrid peut réaliser le projet de ligne.

*Réalisation* : dans le monitoring, le début de la phase de réalisation coïncide avec la date de la décision exécutoire d'approbation des plans. La réalisation s'achève à la mise en service du projet de réseau.

Le tableau ci-dessous montre les projets dont la planification est déjà relativement concrète ou pour lesquels la procédure a déjà débuté et dont la Confédération suit les progrès. Ce monitoring permet en particulier de connaître la durée des différentes phases des projets, depuis l'avant-projet jusqu'à la mise en service. À moyen et à long terme, il doit ainsi aussi être possible de tirer des conclusions sur l'efficacité des mesures d'accélération.

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel <sup>15</sup>	Année de mise en service prévue <sup>16</sup>
<b>Chamoson-Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis</li> <li>Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône</li> <li>Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais</li> <li>Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen</li> <li>Contribution à la sécurité du réseau suisse</li> </ul>	En service	Terminé et en service en 2022
<b>Bickigen-Chippis (ligne de la Gemmi)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV</li> <li>Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis</li> <li>Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton</li> <li>Contribution à la sécurité de l'approvisionnement</li> </ul>	TAF	2029
<b>Pradella-La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel</li> <li>Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV.</li> <li>Élimination du goulet d'étranglement actuel</li> <li>Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne</li> </ul>	En service	Terminé et en service en 2022
<b>Chippis-Lavorgo</b> CL_1 Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) CL_2 Mörel-Ulrichen (« Gommerleitung ») CL_3 Chippis-Stalden CL_4 Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis-Mörel-Lavorgo (Chippis-Stalden reste à 220 kV)</li> <li>Démantèlement des lignes existantes sur 67 km</li> <li>Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin</li> <li>Élimination d'un goulet d'étranglement critique</li> </ul>	CL_1 PAP OFEN CL_2 Réalisation (Mörel-Ernen) / En service (Ernen-Ulrichen) CL_3 Réalisation (Agam-Stalden) / PAP OFEN (Chippis-Agam) CL_4 PAP OFEN	2032
<b>Beznau-Mettlen</b> BM_1 Beznau-Birr BM_2 Birr-Niederwil BM_3 Niederwil-Obfelden BM_4 Mettlen-Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> <li>Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km</li> <li>Élimination de goulets d'étranglement structurels</li> <li>Création des conditions permettant de combiner, en fonction des besoins, la flexibilité des centrales hydroélectriques indigènes avec l'énergie fluctuante issue des installations éoliennes et photovoltaïques</li> </ul>	BM_1 En service BM_2 Projet de construction BM_3 Projet de construction BM_4 PAP ESTI	2031
<b>Bassecourt-Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renforcement de la ligne actuelle sur 45 km par le relèvement de la tension à 380 kV, car la désaffectation prévue de la centrale nucléaire de Mühleberg entraînera la suppression d'une part de l'injection d'énergie à Mühleberg au niveau de réseau de 220 kV</li> <li>Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse</li> </ul>	En service	Terminé et en service en 2023
<b>Génissiat-Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV</li> <li>Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France</li> </ul>	En service	Terminé et mis en service en 2018
<b>Mettlen-Ulrichen</b> MU_1 Mettlen-Innertkirchen MU_2 Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle</li> <li>Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompage-turbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse</li> </ul>	MU_1 PSE MU_2 Avant-projet/Projet de construction <sup>17</sup>	2035
<b>All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia</li> <li>Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino</li> <li>Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia</li> <li>Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite</li> </ul>	Projet de construction	2035
<b>Flumenthal-Frolo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remplacement de la ligne de distribution de 145 kV, longue de 33 km, par une nouvelle ligne à très haute tension de 220 kV, faisant partie du Réseau stratégique</li> </ul>	PSE	2036

<sup>15</sup> État au 15 octobre 2024

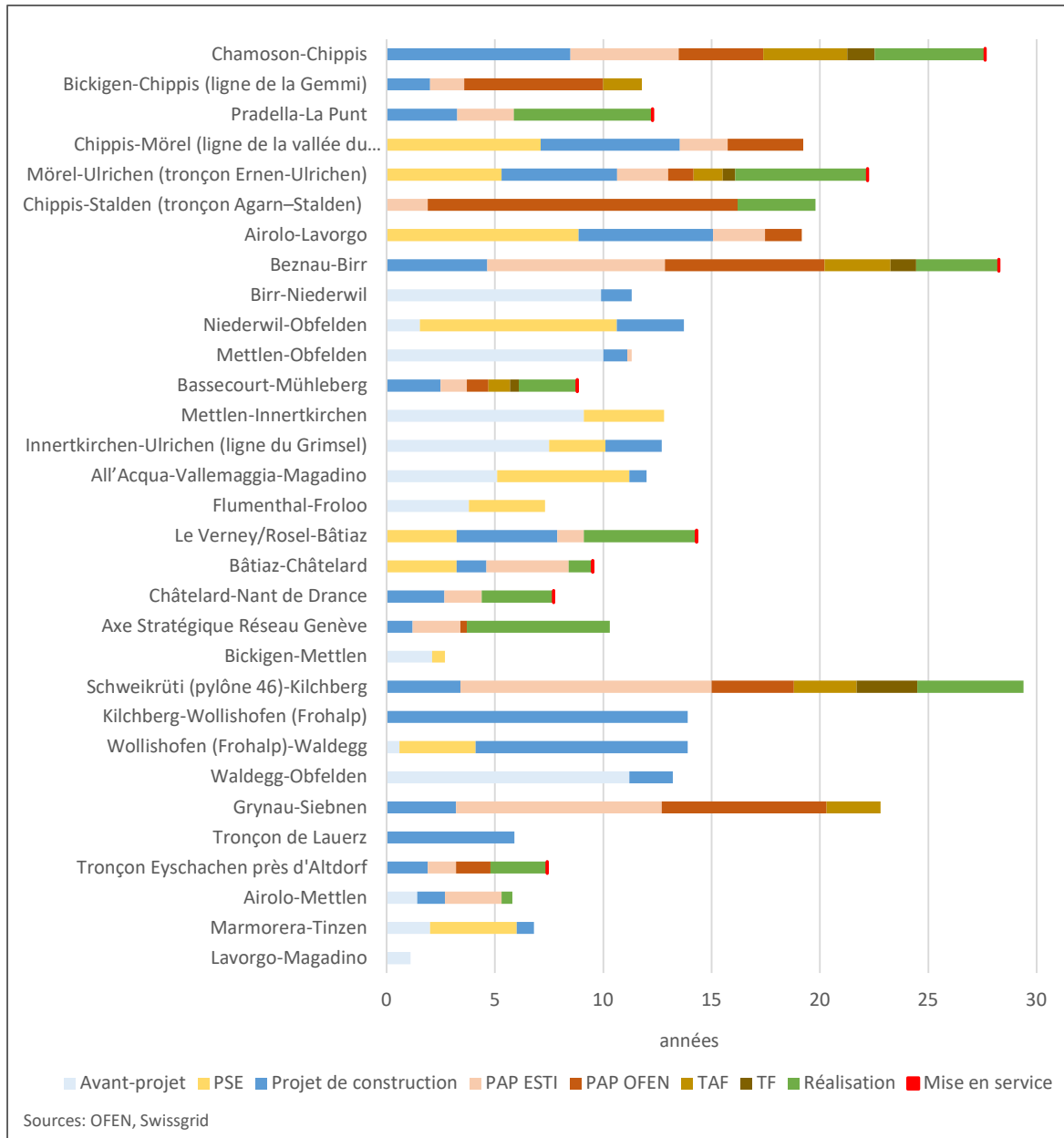
<sup>16</sup> Selon la planification de Swissgrid.

<sup>17</sup> Le projet MU\_2 Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel) est traité par Swissgrid comme un « avant-projet » tant qu'il existe plusieurs variantes (avec/sans regroupement projet de tunnel ferroviaire multifonction du Grimsel). Dans le rapport de monitoring, le projet est qualifié de « projet de construction » car la décision de principe concernant le corridor PSE de la ligne électrique a été prise.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La nouvelle ligne accroît la sécurité d'approvisionnement dans l'agglomération bâloise et toute la Suisse</li> <li>• Le projet permettra de libérer de l'espace dans les zones d'habitation entre Flumenthal et Therwil. Il est prévu de construire la nouvelle ligne le plus loin possible des zones d'habitation</li> <li>• La ligne existante sera entièrement démantelée après la mise en service de la nouvelle</li> </ul>		
<b>Raccordement de Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension</li> <li>• Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial</li> <li>• Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables</li> </ul>	NdD_1 En service NdD_2 En service NdD_3 En service	Terminé et mis en service en 2022
<b>Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève</li> </ul>	Réalisation	2025
<b>Bickigen-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le projet consiste à remplacer la ligne existante par une nouvelle ligne à 220 kV ; la tension n'est pas augmentée</li> <li>• La planification et l'exécution ont lieu dans le cadre d'une procédure de plan sectoriel (plan sectoriel des lignes de transport d'électricité, PSE) et comprennent aussi l'examen du déplacement spatial de la ligne</li> </ul>	PSE	2034
<b>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg <b>OS_4 Obfelden-Waldegg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Développement ou remplacement des lignes à 150 kV existantes entre la sous-station d'Obfelden, la sous-station prévue de Waldegg et celle de Samstagern par une ligne à 380/220 kV</li> <li>• Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil</li> </ul>	OS_1 Réalisation OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Projet de construction	2033
<b>Gryнау-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV)</li> <li>• Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la région du lac de Zurich/de la plaine de la Linth ; et augmentation de la capacité d'importation depuis le Nord</li> </ul>	PAP OFEN	2028
<b>Amsteg-Mettlen</b> AM_1 Tronçon Lauerz AM_2 Evschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AM_1 : Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ)</li> <li>• AM_2 : Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Cela libérera de l'espace dans les zones d'habitation d'Attinghausen et dans le pôle de développement prioritaire de Werkmatt Uri.</li> </ul>	AM_1 Projet de construction AM_2 En service	2040
<b>Airola-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regroupement de l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard</li> <li>• Enfouissement planifié au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airola-Mettlen sur un tronçon de 18 km</li> <li>• Élément important de la liaison nord-sud pour l'approvisionnement en électricité en Suisse et en Europe</li> <li>• Démantèlement de la ligne aérienne existante, qui comprend plus de 70 pylônes, sur une distance de 23 km ; cette ligne passe actuellement par le col du Gothard et les gorges de Schöllenen dans le canton d'Uri</li> </ul>	Projet de construction	2030
<b>Marmorera-Tinzen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La ligne à haute tension entre Marmorera et Tinzen dans la région d'Albula (GR) ne satisfait plus à l'état de la technique et doit être remplacée (tension de 220 kV comme actuellement).</li> <li>• La ligne joue un rôle important pour le transport de l'énergie des centrales hydroélectriques de Bergell vers les centres de consommation du Plateau.</li> </ul>	Projet de construction	2032
<b>Lavorgo-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Assainissement et augmentation de la capacité de la ligne à 380 kV entre Lavorgo et Magadino</li> <li>• Comprend le remplacement de la ligne existante et d'autres mesures dans les sous-stations existantes ou nouvelles</li> </ul>	PSE	2033

**Figure 15:** Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2025)

La *Figure 16* présente la durée des phases des divers projets de réseau répertoriés ci-dessus. L'indication de la durée des phases d'un projet est simplifiée en ce sens que les itérations supplémentaires au cours du projet ne sont pas représentées en détail (par ex. renvoi du dossier à l'OFEN en raison d'une décision du Tribunal administratif fédéral et/ou du Tribunal fédéral). Les décisions des tribunaux peuvent conduire à réitérer certaines phases de projet, mais la durée totale des différentes phases est représentée comme si elles se déroulaient linéairement et sans itération.



**Figure 16:** Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années)<sup>18</sup>

**Description sommaire des étapes de planification et de réalisation de divers projets de réseau (état au 15 octobre 2025) :**

**Chamoson-Chippis**

La construction de la ligne reliant Chamoson à Chippis, en Valais, a été initiée avant même l’élaboration du plan sectoriel des lignes de transport d’électricité (PSE). Ce projet a traversé des années durant les phases de planification et d’autorisation. Une étape importante était franchie en 2017 : par l’arrêt du

<sup>18</sup> **Remarques méthodologiques :** a) pour les projets de réseau dont l’histoire antérieure est déjà longue, la durée a été calculée à partir du nouveau lancement du projet concerné ; b) pour les projets de réseau dont l’histoire antérieure est déjà longue, les phases de l’avant-projet et du projet de construction ne sont plus toujours identifiables, raison pour laquelle elles n’apparaissent pas dans certains cas dans la figure 16; c) d’entente avec Swissgrid, des hypothèses ont été retenues pour les dates de référence qui ne sont plus précisément traçables aujourd’hui ; d) lorsque les instances judiciaires ont renvoyé une « décision PAP » à l’OFEN, la durée supplémentaire de la procédure a été répartie à raison de moitié entre la phase « PAP de l’OFEN » et la phase « projet de construction ».

1<sup>er</sup> septembre 2017, le Tribunal fédéral rejetait les recours formés contre le jugement du Tribunal administratif fédéral du 14 décembre 2016, confirmant ainsi en dernière instance la « décision PAP » rendue par l'OFEN en date du 19 janvier 2015. Swissgrid a ensuite commencé la réalisation de la nouvelle ligne aérienne. Les travaux proprement dits ont débuté en 2018. Swissgrid a mis la ligne en service fin septembre 2022, après quatre ans de travaux. Le démontage de lignes aériennes existantes de tiers – conformément à l'autorisation de construire de la ligne – est encore en partie en suspens, ce qui n'a toutefois aucune incidence sur l'exploitation de la ligne Chamoson-Chippis.

### **Bickigen-Chippis**

S'agissant du relèvement de la tension et de la modernisation sur la ligne existante entre Bickigen et Chippis, la faible incidence territoriale du projet a permis de renoncer à l'exécution d'une procédure de PSE. Après une phase de projet de construction d'environ deux ans, la PAP a commencé à la mi-2015 auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à peine deux ans plus tard à l'OFEN. En février 2022, ce dernier a accordé l'approbation des plans. Plusieurs recours ont toutefois été déposés auprès du Tribunal administratif fédéral contre cette décision. À mi-décembre 2023, le tribunal a en partie accepté ces recours et a renvoyé le dossier d'approbation des plans à l'OFEN afin qu'il procède à une réévaluation au sens de ses considérations. Dans le cadre de la procédure, de plus amples clarifications étaient nécessaires concernant une réduction possible du « bruit corona » (provoqué par de minuscules décharges sous les lignes à haute tension) et concernant la thématique du rayonnement non ionisant. En septembre 2025, l'OFEN a approuvé les plans, mais cette décision a été contestée. La réalisation du projet est retardée par la procédure de recours et le renvoi du dossier à l'OFEN, probablement pour une durée de deux ans, soit jusqu'en 2029.

### **Pradella-La Punt**

Dans le cadre du renforcement du réseau, un deuxième conducteur à 380 kV a été mis en place entre Pradella et La Punt, sur la ligne existante qui est longue de quelque 50 km. Il remplace la ligne à 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zernez et Pradella. L'énergie de la centrale électrique d'Ova Spin est transportée par un réseau de vallée de 110 kV. Compte tenu de la faible incidence territoriale du projet, une procédure de PSE n'était pas requise pour le projet Pradella-La Punt. Les phases « projet de construction » et « PAP » ont duré chacune environ trois ans. La réalisation du projet a commencé en milieu d'année 2016. La ligne a été mise en service par Swissgrid en novembre 2022.

### **Chippis-Lavorgo**

Le projet de réseau Chippis-Lavorgo devrait entrer en service en 2032. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après :

#### *Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône)*

La nouvelle ligne, qui a traversé une procédure de PSE d'environ sept ans, se trouvait en phase de projet de construction depuis près de six ans et demi. La phase PAP a commencé auprès de l'ESTI fin mars 2019. En juin 2021, l'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN. À la demande du canton du Valais et sur la base d'une nouvelle étude d'enfouissement, l'OFEN examine à nouveau dans le cadre de la PAP des questions relatives au plan sectoriel sur le tronçon entre Agarn et Mörel. En raison des résultats obtenus, l'OFEN a dû demander à Swissgrid des documents et des études complémentaires concernant un éventuel câblage de la ligne sur le tronçon entre Chippis et Agarn (bois de Finges).

#### *Mörel-Ulrichen*

La construction de la ligne a franchi les phases de planification et d'autorisation au cours d'une procédure de plusieurs années ; depuis mi-octobre 2019, le tronçon entre Ernen et Ulrichen est en service ; pour le tronçon Mörel-Ernen, l'OFEN a reçu l'étude d'une solution câblée, demandée par le Tribunal fédéral, pour la région « Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt » (traversée de la Binna) ; dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2016, l'OFEN a approuvé le projet de ligne aérienne et rejeté tous les recours. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral qui a confirmé le projet de ligne aérienne par un arrêt du 26 mars 2019. Aucun recours n'a été déposé et la décision d'approbation des plans est entrée en force. Les travaux de construction sont en cours.

### *Chippis-Stalden*

Le conducteur supplémentaire sur le tronçon entre Agarn et Stalden a fait l'objet d'une procédure d'approbation des plans de plusieurs années auprès de l'OFEN. Au printemps 2022, la procédure a été close par une décision entrée en force. Il s'agit d'une procédure selon l'ancienne réglementation qui pouvait encore être introduite sans inscription au plan sectoriel. La procédure de plan sectoriel pour la ligne Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) a cependant arrêté en 2012 que le tronçon entre Chippis et Agarn doit être conduit parallèlement à la ligne de la vallée du Rhône dans le bois de Finges. En conséquence, la demande d'approbation des plans pour la nouvelle construction de ce tronçon a été soumise à l'ESTI avec la demande d'approbation des plans pour la ligne de la vallée du Rhône à la fin du mois de mars 2019. En juin 2021, l'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN. Le projet concernant le tronçon entre Chippis et Agarn est donc actuellement aussi en phase PAP auprès de l'OFEN (*cf. chapitre 4.1. Chippis-Mörel*).

### *Airolo-Lavorgo*

Le projet concernant cette ligne a été soumis à une procédure de PSE de presque neuf ans et se trouvait depuis plus de quatre ans en phase de projet de construction. Swissgrid a remis le dossier à l'ESTI fin avril 2020 en vue d'une approbation des plans. L'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN au milieu du mois de septembre 2022. L'OFEN a suspendu entretemps la procédure d'approbation des plans en cours, car divers documents devaient être remaniés. Le projet a été suspendu de la mi-mars 2024 jusqu'à la mi-janvier 2025. En décembre 2024 et en janvier 2025, Swissgrid a livré une partie des documents demandés. L'OFEN a fixé un nouveau délai, prolongé à plusieurs reprises, pour compléter la documentation. L'OFEN décidera ensuite de la nécessité de mettre à nouveau le projet à l'enquête publique.

### **Beznau-Mettlen**

Le projet de réseau Beznau-Mettlen devrait entrer en service en 2033. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après :

#### *Beznau-Birr*

La ligne, y compris le câblage partiel au « Gäbihubel », à Riniken, a été initiée avant même l'élaboration du PSE. Pendant des années, les phases de planification et d'autorisation se sont alors succédées. Une étape importante a été franchie en 2016 à l'entrée en force de l'approbation des plans par l'OFEN, qui coïncidait avec le lancement de la réalisation. Les travaux liés au tracé du câblage n'ont pu débuter qu'en août 2018, contrairement à la planification initiale. Ils ont cependant progressé rapidement et Swissgrid a pu mettre la ligne en service le 19 mai 2020, y compris le câblage partiel susmentionné. C'est la première fois qu'un grand tronçon d'une ligne à très haute tension de 380 kV est enfoui dans le sol.

#### *Birr-Niederwil*

L'avant-projet pour le tronçon de ligne est terminé depuis septembre 2022. Le projet est maintenant en phase de construction, une procédure PSE n'a pas été pas nécessaire.

#### *Niederwil-Obfelden*

Le projet de relèvement de tension a franchi une phase d'avant-projet d'environ un an et demi et se trouvait depuis plusieurs années dans la procédure de PSE ; en 2016, une importante étape intermédiaire a été franchie lorsque la zone de planification fut définie. Le Conseil fédéral a défini le corridor de planification fin août 2022. L'ESTI procède actuellement à l'examen préalable du PAP.

#### *Mettlen-Obfelden*

Le tronçon de ligne s'est trouvé plusieurs années dans la phase de l'avant-projet. Cette dernière a été suspendue entretemps, dans l'attente de la décision du Conseil fédéral concernant le corridor de planification et la technologie de transport (*cf. chapitre 5.3*). En juin 2024, l'OFEN a décidé qu'il était possible de renoncer à une procédure PSE, le projet d'augmentation de la tension d'exploitation de 220 à 380 kV n'ayant pas d'incidences notables sur le territoire et l'environnement. Fin juillet 2025, Swissgrid a remis le dossier pour l'approbation des plans à l'ESTI.

### **Bassecourt-Mühleberg**

L'ESTI a approuvé dès 1978 la ligne Bassecourt-Mühleberg pour une tension d'exploitation de 380 kV, même si cette ligne n'est exploitée jusqu'ici qu'à une tension de 220 kV. Une procédure de PSE n'était pas nécessaire pour le relèvement de tension prévu, compte tenu de la faible incidence territoriale du projet par rapport à la situation existante. Le 30 juin 2017, au terme d'une phase de projet de construction d'environ deux ans et demi, Swissgrid a déposé le dossier de PAP auprès de l'ESTI. Plusieurs oppositions ont été formées contre le projet. L'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN le 24 août 2018, qui a approuvé les plans le 22 août 2019. Cette décision a fait l'objet de recours de plusieurs plaignants auprès du Tribunal administratif fédéral (TAF). Dans un arrêt de septembre 2020, le TAF a rejeté les recours sur lesquels il est entré en matière. La décision a été portée devant le Tribunal fédéral. Dans l'arrêt du 23 mars 2021, ce dernier a rejeté ces recours. La réalisation a donc pu commencer et la ligne a été mise en service avec une tension de 380 kV le 21 novembre 2023.

### **Génissiat-Foretaille**

Swissgrid a adapté l'ampleur du projet pour le ramener à l'harmonisation des goulets d'étranglement entre la France et la Suisse. On a renoncé au renforcement initialement prévu de la ligne Foretaille-Verbois, côté suisse, et au remplacement du câble conducteur qu'il impliquait. L'ajout de câbles conducteurs du côté français de la ligne Génissiat-Verbois et les adaptations correspondantes de la protection de la ligne sur les territoires suisse et français suffisent, selon Swissgrid, à supprimer le goulet d'étranglement identifié en France. Le projet a été clôturé en 2018 et l'exploitation a débuté.

### **Mettlen-Ulrichen**

La mise en service de l'ensemble du projet est actuellement prévue pour 2040. Celui-ci comprend deux tronçons, dont l'avancement est exposé ci-après :

#### *Mettlen-Innertkirchen*

Ce tronçon en était au stade de l'avant-projet depuis plusieurs années. Fin juin 2020, Swissgrid a demandé à l'OFEN de réaliser une procédure de PSE pour la mise en place d'une nouvelle entrée de ligne dans la sous-station d'Innertkirchen. Celle-ci a été annulée début juin 2021 à la demande de la requérante, car la nouvelle entrée de ligne devait être intégrée dans la procédure de PSE pour l'ensemble de la ligne. La procédure PSE pour l'ensemble de la ligne a débuté à la fin du mois de juin 2021. Au milieu du mois de novembre 2022, l'OFEN a communiqué la zone de planification. En mai 2023, Swissgrid a remis à l'OFEN les documents pour la phase 2 de la procédure de PSE en vue de la détermination du corridor de planification qui est depuis en cours.

#### *Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)*

Le renforcement de la ligne à 220 kV existante entre Innertkirchen et Ulrichen (ligne du Grimsel) constitue un élément essentiel de la planification stratégique du réseau 2025. Début juillet 2020, Swissgrid a demandé la réalisation d'une procédure de PSE pour ce tronçon. En février 2022, le Conseil fédéral a fixé deux corridors de planification possibles. Si le financement du projet de tunnel ferroviaire multifonction du Grimsel est assuré en temps voulu, les deux projets seront regroupés et la ligne sera installée dans une galerie de câbles parallèle au tunnel. Dans le cas contraire, la ligne passera dans une galerie de câbles entre Innertkirchen (BE) et Oberwald (VS). Dans les deux cas, une ligne aérienne sera réalisée entre Oberwald et Ulrichen.

### **All'Acqua-Vallemaggia-Magadino**

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua-Vallemaggia-Magadino (et du projet partiel 4.4. *Airola-Lavorgo* susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réajustement du réseau à haute et très haute tension dans l'Alto Ticino. Cette étude portait sur la coordination des objectifs d'assainissement et de modernisation des lignes avec ceux de l'aménagement du territoire. L'avant-projet a été élaboré sur cette base et la procédure de PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de planification a permis de franchir une étape intermédiaire importante. Compte tenu de sa longueur, le projet a été subdivisé en trois tronçons pour la réalisation de la procédure de plan sectoriel, afin de pouvoir être exécuté en étapes claires. Le 20 décembre 2024, le Conseil fédéral

a défini le corridor de planification pour l'ensemble du projet de ligne. Swissgrid a ainsi pu entamer le projet de construction, qui détermine le tracé concret de la ligne. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035.

### Flumenthal-Froloo

L'avant-projet pour la nouvelle ligne de transport d'électricité à 220 kV entre Flumenthal (SO) et Froloo (commune de Therwil, BL) a démarré en 2018. Début avril 2022, Swissgrid a soumis à l'OFEN la demande de lancement de la procédure de plan sectoriel. La mise en service est prévue pour fin 2036.

### Autres projets sélectionnés

Le **raccordement** au réseau à très haute tension **de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance** contribue à intégrer les nouvelles énergies renouvelables et constitue de ce fait un projet important dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050. Ce projet se compose de trois projets partiels. Les deux premiers projets partiels ont franchi une procédure de PSE d'environ trois ans avant de traverser les phases « projet de construction » (près de cinq, respectivement un an et demi) et « PAP » (un peu plus d'un an, respectivement près de quatre ans). Pour le troisième projet partiel, les phases « projet de construction » et « PAP » ont été relativement rapides (respectivement deux ans et demi et à peine deux ans) ; une procédure de PSE n'était pas nécessaire. En 2017 et en 2018, la ligne aérienne *Châtelard-La Bâtiatz (NdD\_2)* et la ligne câblée souterraine *Châtelard-Nant de Drance (NdD\_3)* dans la caverne, qui relie la centrale de Nant de Drance à la sous-station de Châtelard, ont été achevées et mises en service. Sur le troisième et dernier tronçon, à savoir la liaison souterraine *Le Verney/Rosel-Bâtiatz (NdD\_1)*, Swissgrid a achevé le percement du tunnel à l'été 2021 et a mis la ligne en service début avril 2022. La centrale de Nant de Drance est ainsi définitivement raccordée au réseau à très haute tension et elle est en service depuis début juillet 2022. En 2019, Swissgrid avait déjà raccordé la centrale à titre de solution provisoire, la tension de l'une des deux lignes aériennes existantes entre La Bâtiatz et Rosel ayant été augmentée de manière transitoire, passant de 220 à 380 kV.

Le canton et l'aéroport de Genève ainsi qu'un groupe d'investisseurs privés prévoient dans la zone de l'aéroport plusieurs projets de développement urbain appelés **Axe Stratégique Réseau (ASR)**. Pour mener à bien ce projet, la ligne à 220 kV existante sera enfouie sur 4,5 km le long de l'autoroute et de l'aéroport de Genève, dans le cadre de l'extension de l'autoroute et du projet de réseau de chaleur et de froid des Services industriels de Genève (SIG). Le canton et les investisseurs financent le projet. L'OFEN a approuvé les plans fin mars 2019, soit deux ans et demi après le dépôt de la demande d'approbation auprès de l'ESTI (une procédure de PSE n'était pas nécessaire). Le premier conducteur (Fortaille-Verbois 1) est en service. Le deuxième (Fortaille-Verbois 2) devrait être mis en service en 2025.

La durée de vie de la ligne à 220 kV entre les sous-stations de **Bickigen (BE)** et de **Mettlen (LU)** est arrivée à son terme. Swissgrid rénove cet axe important du réseau de transport suisse, mais sans augmentation de la tension. À fin mars 2025, Swissgrid a déposé à l'OFEN une demande pour le lancement de la procédure de plan sectoriel, qui comprend l'examen d'un déplacement spatial de la ligne. La réalisation est prévue jusqu'en 2034.

Le projet **Obfelden-Samstagern** prévoit de renforcer les lignes actuelles en les passant de 150 kV à 380/220 kV. Par ailleurs, la ligne de traction électrique à 132 kV doit être partiellement regroupée sur cette même ligne. Le projet comprend plusieurs tronçons : entre *Wollishofen (Frohalp)* et *Waldegg*, le Conseil fédéral a défini fin 2015 le corridor de planification pour la réalisation d'une ligne câblée, après une procédure de PSE de trois ans et demi ; le projet de construction est élaboré. Le tronçon *Kilchberg-Wollishofen (Frohalp)* est exempté de plan sectoriel et le tracé de la ligne est en cours d'élaboration.

Après que le Tribunal fédéral a renvoyé le dossier d'approbation des plans du tronçon *Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg* à l'OFEN, ce dernier a ordonné la construction d'une ligne aérienne. Des recours ont été déposés auprès du TAF contre cette décision. Ils ont été rejetés en février 2020 et la construction de la ligne aérienne a été décidée. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal fédéral, qui les a rejetés en novembre 2020. La réalisation a donc pu commencer. Les travaux de construction ont été achevés en octobre 2023. Le tronçon a d'abord été mis en service avec une tension de seulement 150 kV, la tension

sera portée à 220 kV ultérieurement. En septembre 2016, la preuve du respect de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) en vue d'une exploitation à 220/380 kV a été apportée pour la ligne existante *Waldegg-Obfelden*, exploitée à 150 kV (ESTI). En coordination avec la construction de la sous-station de Waldegg, Swissgrid entend déposer en temps opportun auprès de l'ESTI une demande d'augmentation de la tension de 2 x 150 kV à 2 x 220 kV. Depuis 2014, le tronçon *Siebnen-Samstagern* était au stade de la PAP OFEN : cette procédure portait exclusivement sur l'acquisition de droits de passage (servitudes). En raison du retrait de la demande d'approbation des plans, l'OFEN a classé la procédure en juin 2023 ; en raison de l'adaptation du droit d'expropriation intervenue en janvier 2021, l'acquisition des droits se fera dans le cadre d'une procédure d'expropriation indépendante. Les étapes suivantes sont en cours de vérification. L'ensemble du projet devrait être réalisé en 2033.

La ligne aérienne à 220 kV entre **Grynau** et **Siebnen** est remplacée par une nouvelle ligne à 380 kV. Initié avant l'élaboration du PSE, ce projet a fait l'objet d'une PAP de près de dix ans auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à l'OFEN en octobre 2006. Près de deux ans plus tard, ce dernier a décidé d'approuver les plans, mais cette décision a été attaquée devant le TAF, qui a renvoyé la procédure à l'OFEN et demandé une étude sur l'enfouissement de la ligne ainsi qu'une nouvelle évaluation subséquente du projet. À la demande de Swissgrid, l'OFEN a suspendu la procédure à plusieurs reprises. L'OFEN traite actuellement le dossier d'approbation des plans mis à jour après une modification du projet. La réalisation est prévue jusqu'en 2028.

Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Fin 2001, Alpiq, qui était alors le propriétaire, a déposé une demande d'approbation des plans pour la rénovation totale du tronçon Ingenbohl-Mettlen de la ligne à 380 kV **Amsteg-Mettlen**. Depuis, une grande partie de la ligne a été rénovée, et le tronçon *Eyschachen bei Altdorf* a été mis en service au printemps 2008. Le tronçon *Lauerz*, qui en est au stade du projet de construction, est encore en suspens. On a pu renoncer à une procédure de PSE, car les conséquences sur l'aménagement du territoire avaient déjà été examinées dans le cadre de la demande de renonciation au PSE ou traitées au niveau cantonal et communal. Les obligations découlant de la renonciation au PSE sont en cours d'élaboration. La réalisation est prévue jusqu'en 2040.

Dans le cadre de sa planification, Swissgrid entend remplacer la ligne aérienne **Airolo-Mettlen** à 220 kV. En vue du regroupement des infrastructures, une galerie technique spécifique, située sous la chaussée (bande d'arrêt d'urgence) est prévue dans le second tube du tunnel routier du Gothard. Swissgrid y intègre la ligne prévue sur une longueur de 18 km, ce qui en fait la ligne haute tension enfouie la plus longue de Suisse. Ce tronçon en était au stade du projet de construction depuis mai 2021 et Swissgrid a déposé la demande d'autorisation de construire auprès de l'ESTI en septembre 2022. L'ESTI a autorisé les plans en avril 2025. On a pu renoncer au PSE, car la ligne est intégrée à une infrastructure existante : l'OFEN a conclu, d'une part, que les critères légaux pour la renonciation au PSE étaient réunis et, d'autre part, qu'une procédure de plan sectoriel n'apporterait aucune valeur ajoutée. D'après les indications de Swissgrid, la nouvelle ligne devrait être opérationnelle en 2030. L'enfouissement permettra de démanteler la ligne aérienne existante sur une distance de 23 km entre le col du Gothard et les gorges de Schöllenen, dans le canton d'Uri (plus de soixante-dix mâts), améliorant ainsi le paysage alpin.

En décembre 2020, Swissgrid a proposé deux corridors de planification différents pour remplacer la ligne à très haute tension existante entre **Marmorera** et **Tinzen** (GR). La procédure de PSE a été retardée notamment en raison d'importantes clarifications supplémentaires concernant un éventuel câblage de la ligne dans une galerie d'eau de la centrale de Tinizong ; la ligne aérienne s'est toutefois avérée être la variante la mieux adaptée. Le 20 décembre 2024, le Conseil fédéral a défini le corridor de planification correspondant. Il s'agit d'un projet de petite envergure. Dans le cadre de ce projet à petite échelle, en raison de la configuration de la vallée et de la structure des massifs montagneux adjacents, seul l'espace désigné entre en considération pour un tracé de ligne judicieux. Il a donc été possible de renoncer à une détermination formelle de la zone de planification par le Conseil fédéral. La réalisation est prévue jusqu'en 2032.

Entre **Lavorgo** et **Magadino**, il est prévu d'assainir la ligne à 380 kV et d'augmenter sa capacité. Le projet comprend le remplacement de la ligne existante ainsi que d'autres mesures dans les sous-stations actuelles et nouvelles. La demande de procédure PSE a été déposée début octobre 2025 à l'OFEN.

(Sources : OFEN/Swissgrid, 2025 / Swissgrid 2015+2025b)

## 4.2 Enfouissement de lignes

L'enfouissement d'une ligne électrique (câblage) peut contribuer à améliorer l'acceptation de la construction de lignes par la population et, de ce fait, accélérer sa progression. Il améliore en outre généralement la qualité du paysage et diminue les risques d'électrocutions et de collisions pour l'avifaune. La décision de construire une ligne du réseau de transport (niveau de réseau 1) sous forme de ligne aérienne ou de câble sous-terrain doit cependant être prise de cas en cas et sur la base de critères objectifs<sup>19</sup>. Comme mentionné plus haut (*voir au chapitre 4.1*), le Conseil fédéral veut accélérer davantage la transformation et l'extension des réseaux électriques. Le 21 mai 2025, il a transmis au Parlement le message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques. Selon la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), les lignes du réseau de distribution (niveaux de réseau 3, 5 et 7) doivent être enfouies pour autant qu'un facteur de coût déterminé ne soit pas dépassé (facteur de surcoût). C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

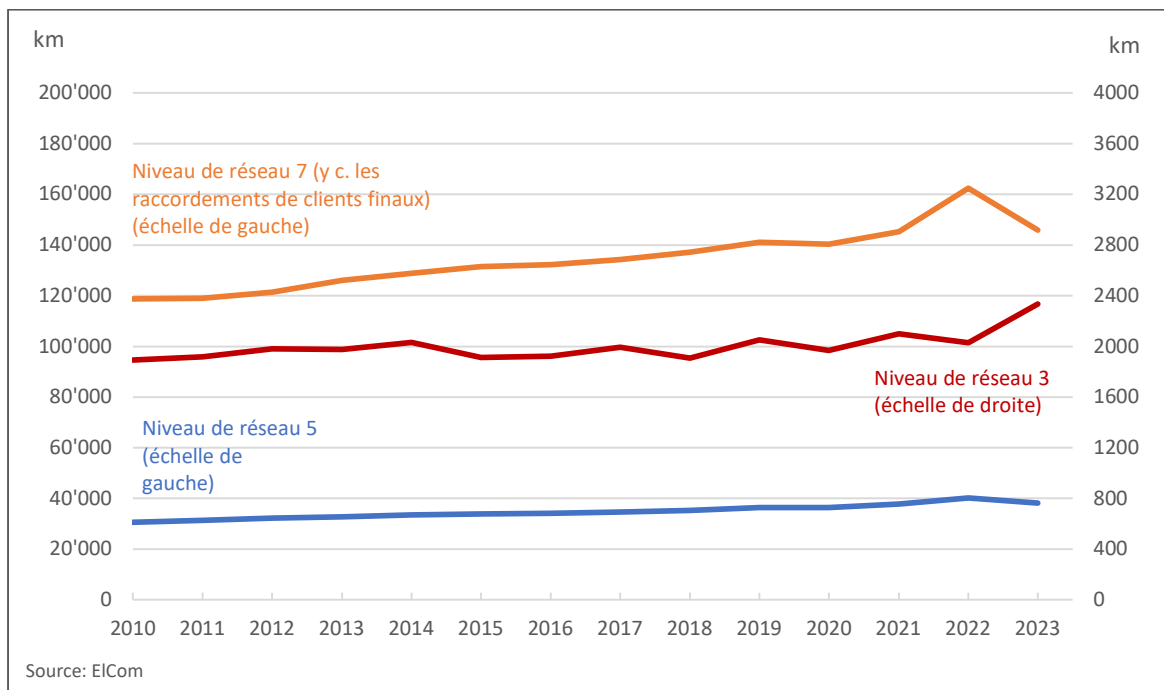


Figure 17: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** D'une manière générale, les niveaux de réseau inférieurs présentent un nombre de lignes câblées nettement plus important. Le niveau de réseau 7, en particulier, est actuellement presque totalement câblé. Les raisons des pics en 2022 et des creux en 2023 ne sont pas claires<sup>20</sup>. Le câblage est très avancé également au niveau de réseau 5, notamment dans les zones urbaines. En revanche, au niveau de réseau 3, on observe seulement une faible augmentation du nombre de lignes câblées, de surcroît à un degré nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (*cf. courbe rouge dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente*). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, un fléchissement, dont les raisons restent floues, a été observé entre 2014 et 2015, entre 2017 et 2018, entre 2019 et 2020 ainsi qu'entre 2021 et 2022. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes

<sup>19</sup> Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN : [Lignes aériennes ou souterraines](#).

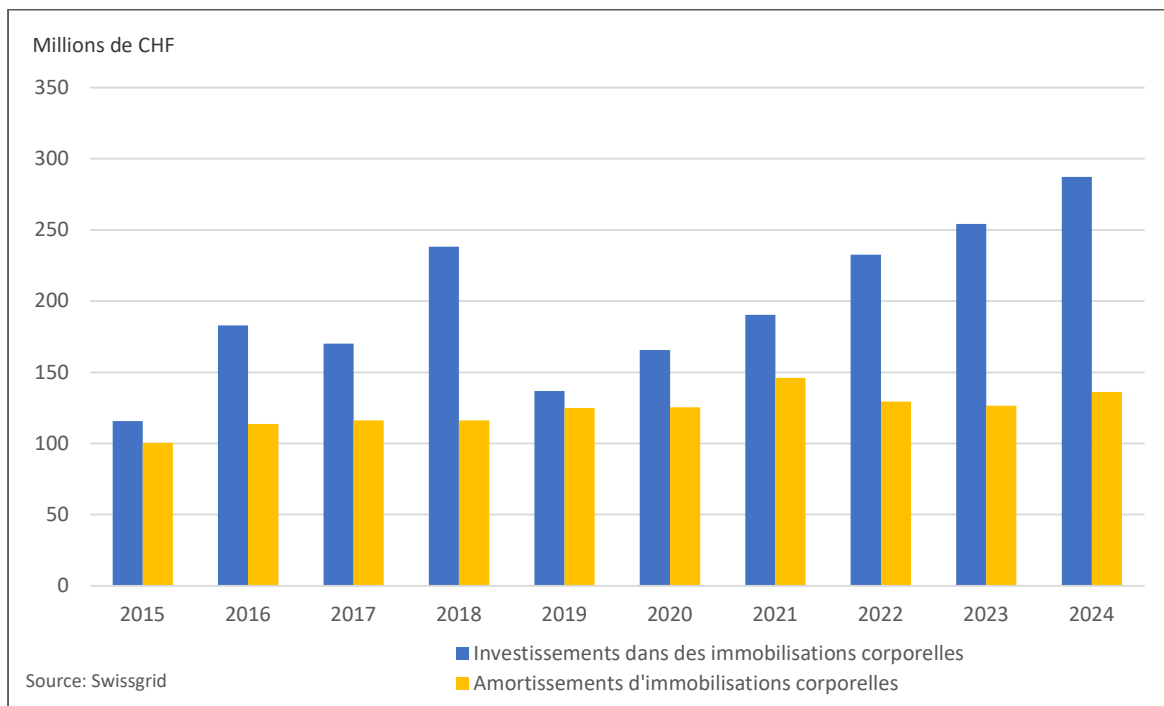
<sup>20</sup> Les indications relatives aux installations du réseau électrique suisse reposent sur les déclarations faites par les gestionnaires de réseau à l'ElCom. Les écarts qui se produisent d'une année à l'autre peuvent être dus à des erreurs de déclaration ou d'unités de mesure.

aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 207 425 kilomètres, dont près de 90 % sont câblés. À ce stade, le câblage souterrain ne s'est guère appliqué aux lignes du réseau de transport (niveau de réseau 1), dont la longueur est quasiment de 6700 kilomètres. Sur la ligne « Beznau-Birr » (cf. ci-dessus), qui comprend un câblage partiel au « Gäbihubel », à Bözberg/Riniken, une ligne à très haute tension à 380 kV a pour la première fois été enfouie et mise en service sur un long tronçon d'environ 1,3 km. Dans le cadre du projet de raccordement au réseau de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance, le tronçon de ligne « Bâtiaz-Le Vernay » a également été enfoui. La nouvelle ligne câblée de 2 x 380 kV remplace la ligne aérienne à 220 kV existante qui traversait la vallée du Rhône sur 1,2 km. Ce tronçon est en service depuis début avril 2022 (cf. chapitre 4.1). Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport à 220 kV existante sur une distance de 4,5 km dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR. À l'avenir, la ligne à très haute tension à 220 kV Airolo-Mettlen doit être enfouie sur une distance d'environ 18 km entre Airolo et Göschenen dans le tunnel routier du Gothard (sources : EICoM, 2025a / OFEN/Swissgrid, 2025).

### 4.3 Investissements dans le réseau et amortissements

Des investissements sont indispensables pour que les réseaux électriques restent en bon état et qu'ils soient développés conformément aux besoins. L'indicateur montre comment les investissements dans les réseaux de transport et de distribution évoluent et quel est leur niveau par rapport aux amortissements.

#### 4.3.1 Investissement dans le réseau de transport et amortissements

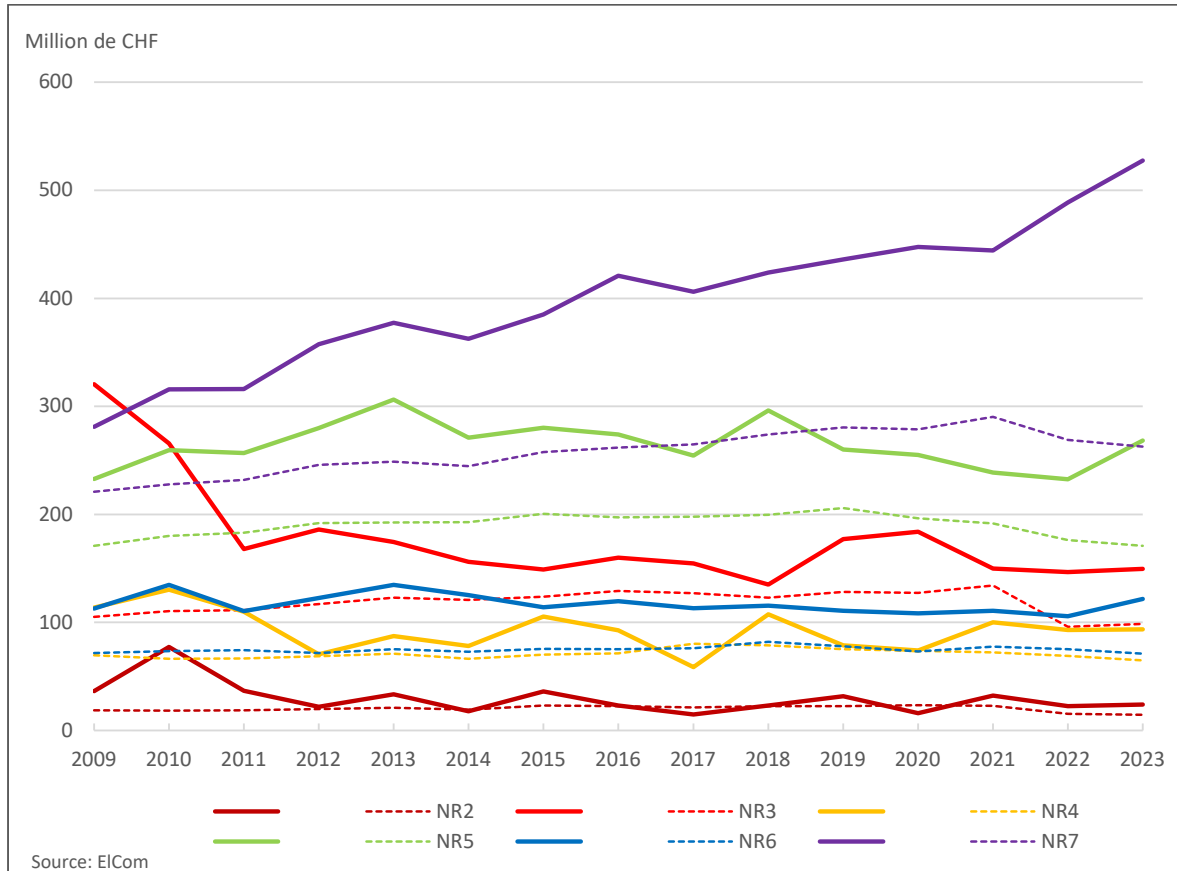


**Figure 18:** Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La Figure 18 présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2015 et 2024, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 116 millions et 287 millions de francs par an, tandis que les amortissements oscillaient entre 101 et 146 millions de francs par an. Entre 2015 et 2018, les investissements ont augmenté, avec une légère baisse en 2017. La baisse des investissements en 2019 est due à l'adaptation de la planification des investissements à moyen terme et au report de certains projets. À partir de 2020, les investissements ont de nouveau augmenté. Le montant de certains investissements annuels

dans le réseau dépend fortement d'éventuels retards dans les procédures de projets d'extension de réseau du fait d'oppositions. Au cours des années passées, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres contiennent, outre les investissements concernant les infrastructures du réseau, les investissements dans les systèmes ainsi que dans les projets de transaction et d'organisation et les investissements d'exploitation (par ex. matériels informatiques) (source : Swissgrid, 2025a).

#### 4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements



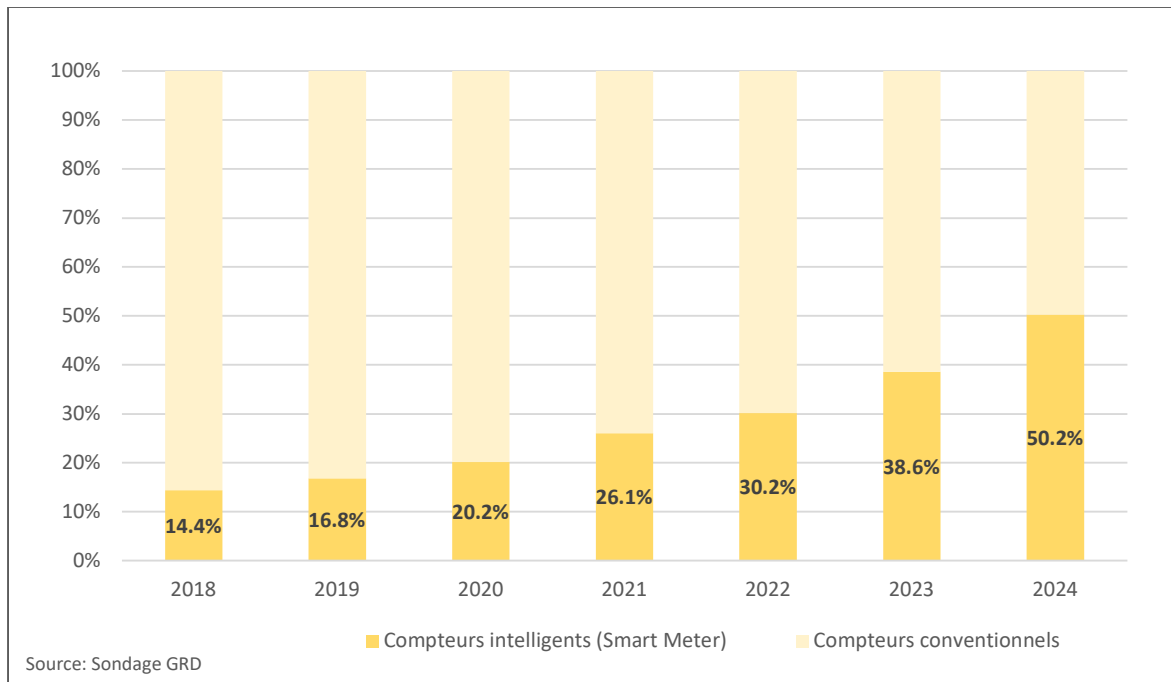
**Figure 19:** Investissements (traits continus) et amortissements (en pointillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *Figure 19* montre que les valeurs (nominales) des **investissements** au niveau de réseau 7 ont augmenté entre 2009 et 2023 (à l'échelon des gestionnaires de réseau de distribution dont le soutirage est >100 GWh). Sur la même période, les investissements ont été relativement stables ou en légère diminution dans les autres niveaux de réseau, mais ils ont cependant parfois enregistré de fortes variations annuelles. S'agissant des **amortissements**, on relève une baisse aux niveaux de réseau 7 et 5, alors qu'ils restent à peu près stables aux autres niveaux de réseau. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements (à l'exception du niveau de réseau 2 pendant différentes années et du niveau de réseau 4 en 2017). Pour ce qui est de tous les niveaux de réseau (y compris les gestionnaires de réseau de distribution dont le soutirage est <100 GWh), les gestionnaires de réseau ont investi au cours de la période allant de 2019 à 2023 entre 1,4 et 1,6 milliard de francs. Au cours de cette période, les amortissements ont atteint entre 942 et 976 millions de francs et l'excédent d'investissement près de 0,6 million de francs en moyenne. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses (*cf. chapitre 5.2.5*), également en comparaison internationale, l'EICOM considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (sources : EICOM, 2025a+c).

## 4.4 Développement de réseaux intelligents

La part croissante de la production décentralisée d'électricité engendre de nombreux défis au niveau des réseaux électriques. Outre le renouvellement et le développement, la transformation en vue d'un réseau intelligent (*smart grid*) constitue donc une orientation importante de la Stratégie énergétique 2050. Le recours aux technologies de l'information et de la communication crée des réseaux intégrés de données et d'électricité qui offrent de nouvelles fonctionnalités. Par ex., des commandes intelligentes permettent d'équilibrer les fluctuations de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ainsi que la consommation électrique. Les réseaux intelligents garantissent une exploitation sûre, fiable et efficace des systèmes et des réseaux, tout en contribuant à réduire le besoin de développement de ces derniers. Les indicateurs ci-après montrent l'évolution des principaux composants de ces réseaux intelligents : compteurs intelligents (*smart meters*), outils de régulation de la tension (transformation), nouveaux systèmes de commande et de réglage au service du réseau (flexibilité).

### 4.4.1 Compteurs intelligents (*smart meters*)

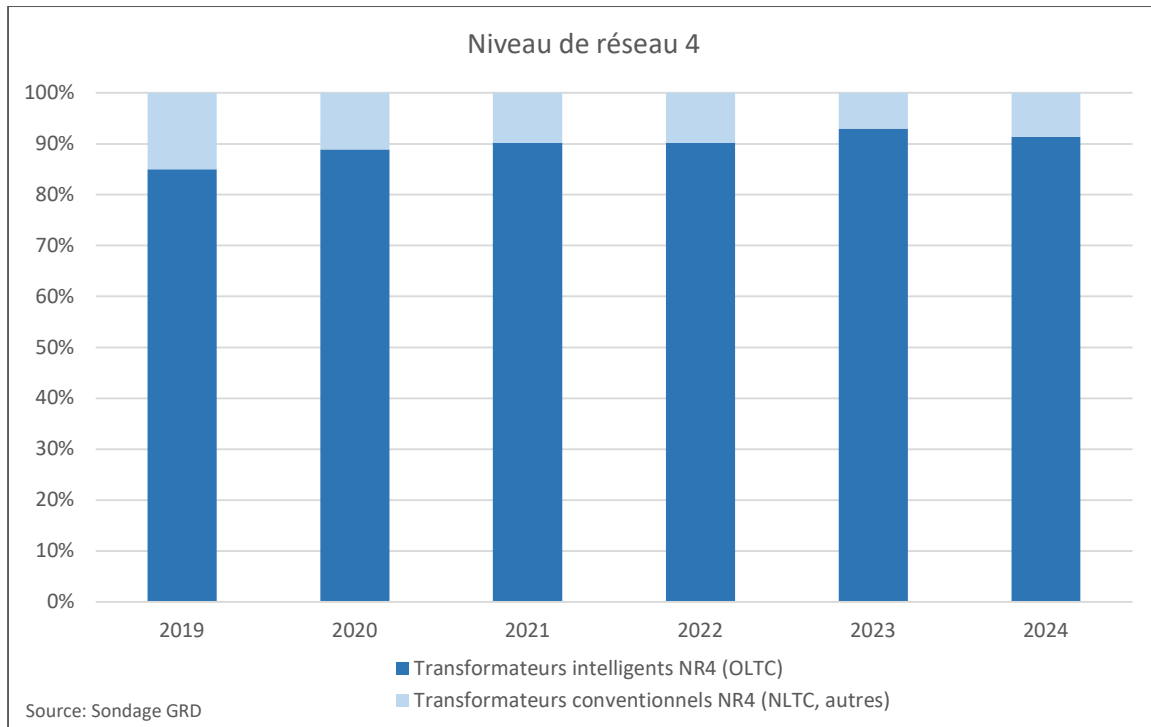


**Figure 20:** Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels<sup>21</sup>

Les compteurs intelligents (*smart meters*) constituent un élément primordial des réseaux intelligents. Leur mise en place sera considérée comme un premier pas important vers ces réseaux. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) fixe donc des exigences techniques minimales et prescrit l'introduction de tels systèmes : en l'espace de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OapEI début 2018, soit jusqu'à la fin 2027, 80 % des installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre aux exigences. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. D'après les informations des gestionnaires de réseau de distribution, 2 940 000 compteurs intelligents avaient été installés et utilisés comme tels en 2024 en Suisse. Cela représente une part de plus de 50 %, comme le montre la *Figure 20*. Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source : GRD, 2025).

<sup>21</sup> Selon enquête auprès des GRD, les données n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

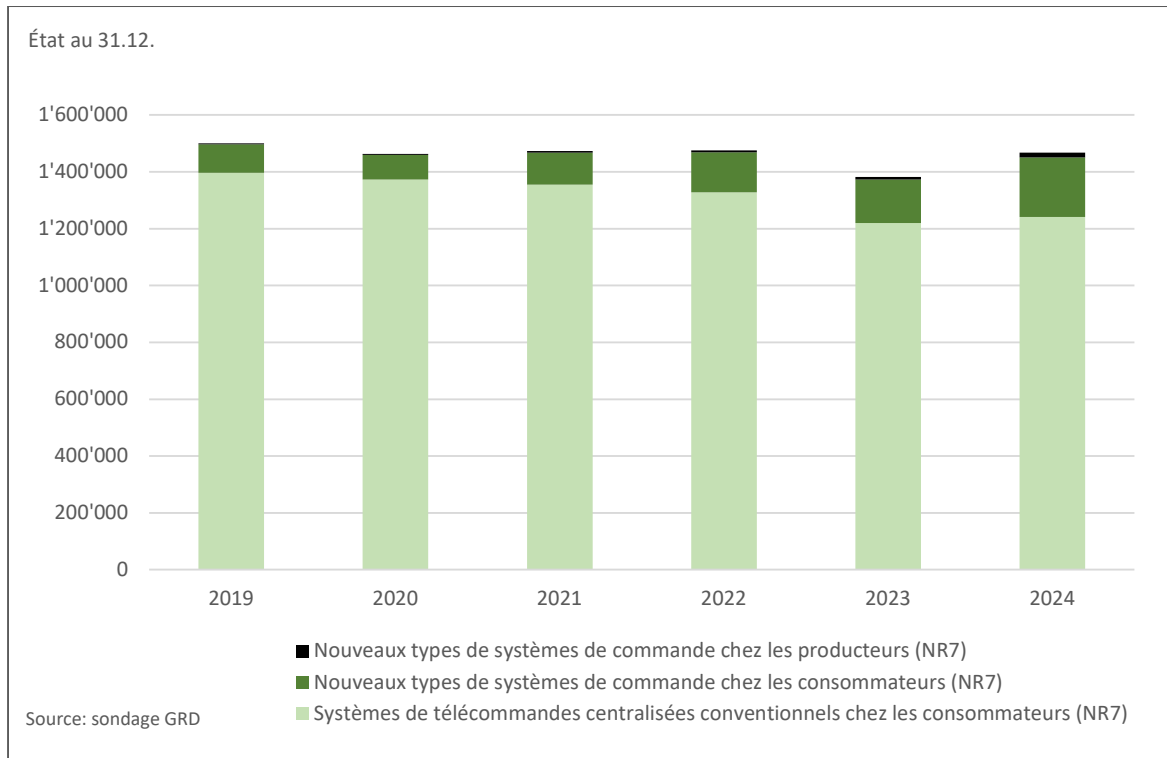
## 4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation)



**Figure 21:** Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge

La transformation intelligente, sur des niveaux de tension inférieurs, de la tension électrique provenant du réseau de moyenne tension est un élément important du réseau intelligent. L'accent est mis sur les gradateurs de réglage qui peuvent modifier en charge le rapport de conversion et réguler ainsi la tension sur le réseau de distribution (On Load Tap Changer, OLTC). Ceux-ci englobent également les transformateurs de réseau local réglables (RONT). Ces éléments permettent, par ex., une injection renforcée de courant solaire sans que la tension du réseau n'augmente ou ne baisse de manière excessive. Compte tenu de la décentralisation croissante de la production d'électricité, l'utilisation de tels systèmes en particulier sur les niveaux de réseau 4 et 6 est intéressante. D'après les résultats de l'enquête menée auprès des GRD, ces éléments intelligents sont déjà très répandus sur le niveau de réseau 4 (91 %), comme l'indique la *Figure 21*. Ils jouent un rôle subalterne sur le niveau de réseau 6. En 2024, près de 150 transformateurs intelligents étaient en service contre environ 60 000 transformateurs conventionnels. Les transformateurs conventionnels sans gradateur de réglage et ceux qui ne régulent pas la tension en charge (No Load Tap Changer, NLTC) dominant donc encore sur le niveau de réseau 6 (source : GRD, 2025).

### 4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)



**Figure 22:** Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source : enquête auprès des GRD)

L'utilisation de systèmes intelligents de commande et de réglage chez les consommateurs finaux et les producteurs est une autre caractéristique principale des réseaux intelligents. Le marché et le réseau bénéficient alors d'une flexibilité accrue, qui est nécessaire pour compenser les fluctuations des énergies renouvelables. Par utilisation de la flexibilité au service du réseau, on entend le pilotage de l'injection d'énergie électrique et de la consommation par le gestionnaire du réseau. Le monitoring observe, du côté de la charge, des systèmes de commande novateurs au service du réseau chez les consommateurs d'électricité et des systèmes conventionnels de télécommandes centralisées ainsi que, du côté de la production, des systèmes de commande innovants au service du réseau chez les producteurs d'électricité du niveau de réseau 7 le plus bas. Le gestionnaire du réseau peut piloter lui-même ces installations. Comme l'indique la *Figure 22*, l'utilisation de systèmes conventionnels de télécommandes centralisées a légèrement baissé depuis 2019 chez les consommateurs d'électricité, d'après les informations des gestionnaires de réseau. Du côté des producteurs d'électricité, les nouveaux systèmes de commande n'ont cessé d'augmenter faiblement depuis 2019 (passant de quelque 3300 à près de 16 000 en 2024) (source : GRD, 2025).

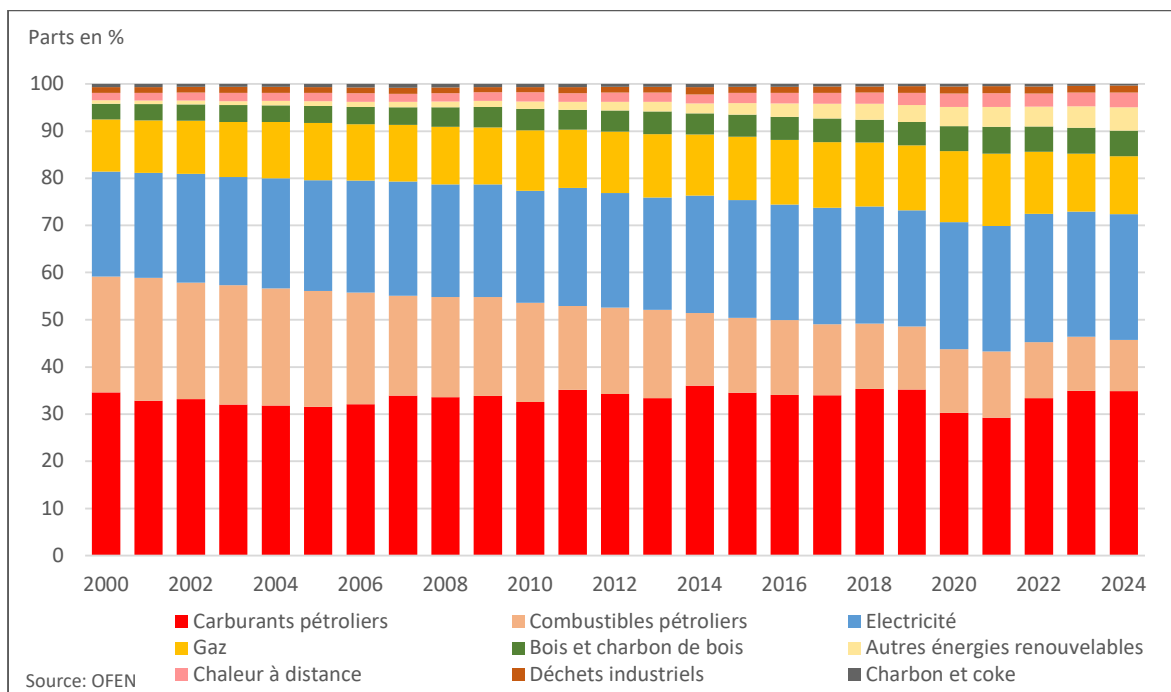
## 5 Champ thématique Sécurité de l’approvisionnement

Dans le cadre de la transformation du système énergétique, qui induit le développement des énergies renouvelables, le renforcement de l’efficacité énergétique ainsi que la progression de la décarbonisation et de l’électrification, une attention particulière doit être accordée à la sécurité de l’approvisionnement. La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu’ici déjà élevé de la sécurité de l’approvisionnement. Cette dernière est également ancrée dans l’article sur l’énergie de la Constitution fédérale et dans la loi sur l’énergie. S’agissant d’évaluer la sécurité de l’approvisionnement en énergie, le monitoring se concentre sur les agents énergétiques dont le volume est prépondérant pour la Suisse : l’électricité, le pétrole et le gaz naturel. Il convient cependant de garder à l’esprit que la Suisse doit décarboniser à plus long terme son approvisionnement en énergie pour atteindre ses objectifs climatiques. La sécurité de l’approvisionnement dépend fondamentalement du système global, qui dépasse les frontières suisses s’agissant de l’approvisionnement en électricité, en gaz et en pétrole. En outre, l’efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables indigènes, les infrastructures énergétiques et les prix de l’énergie jouent un rôle dans la sécurité de l’approvisionnement. Ces aspects sont traités dans le cadre des champs thématiques correspondants.

### 5.1 Vue d’ensemble

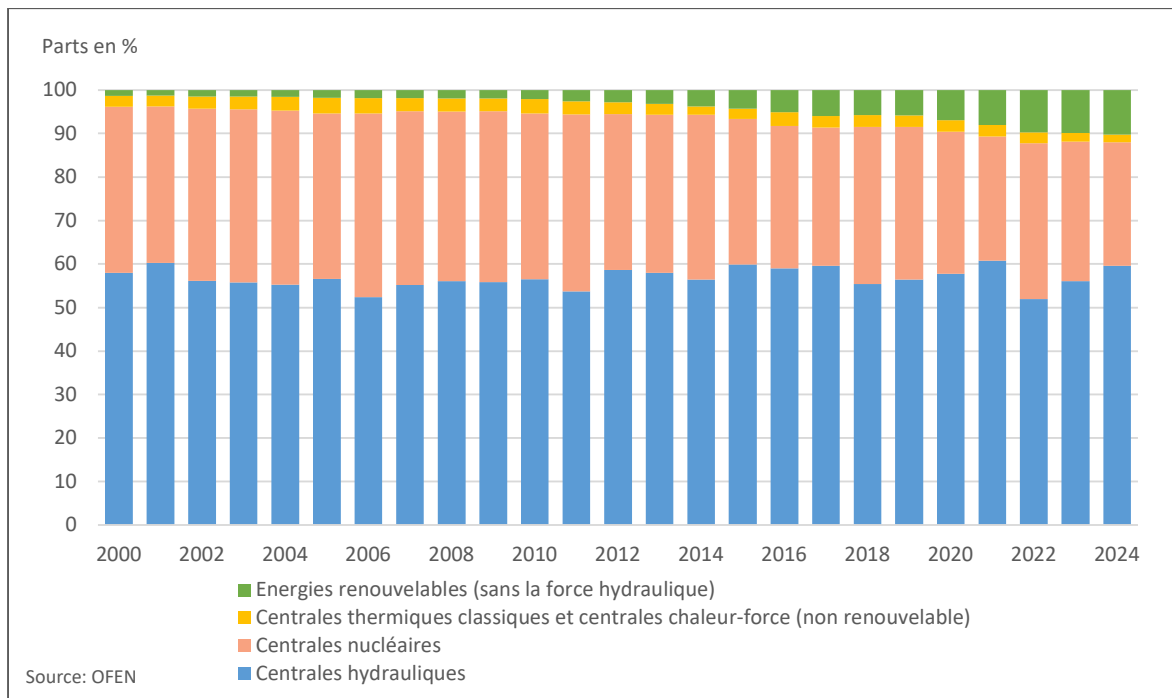
#### 5.1.1 Diversification de l’approvisionnement énergétique

La diversification de l’approvisionnement énergétique joue un rôle important en vue de la sécurité de l’approvisionnement. Un mix énergétique équilibré réduit la dépendance envers les différents agents énergétiques et diminue ainsi la vulnérabilité de l’ensemble du système en cas d’interruption totale ou partielle de l’approvisionnement d’un agent énergétique. C’est pourquoi le monitoring analyse la manière dont la diversification de l’approvisionnement énergétique évolue. À cet effet, deux sous-indicateurs retiennent en particulier l’attention : du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques ; du côté de la production, le domaine de l’électricité est examiné de plus près en ventilant la production d’électricité par type de production. Les fluctuations annuelles peuvent également être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique.



**Figure 23:** Diversification de l’approvisionnement énergétique : parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *Figure 23* montre que les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation pour le transport aérien international) représentaient presque 46 % de la consommation finale d'énergie en 2024. La consommation d'électricité représentait environ 27 % de la consommation finale totale d'énergie et celle de gaz environ 12 %. Après avoir diminué à la suite de la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers s'est stabilisée plus ou moins au même niveau qu'en l'an 2000. Malgré les températures légèrement plus froides, les parts des combustibles pétroliers (-0,7 %, en comparaison annuelle) ont baissé, tandis que la part du gaz est restée la même. Les effets de substitution devraient avoir joué un rôle dans cette évolution. À plus long terme (entre l'an 2000 et 2024), la part des combustibles pétroliers a reculé de 13 % en raison du remplacement des installations de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité dans le domaine du bâtiment. Pour cette raison, les parts de tous les autres agents énergétiques (à l'exception du charbon) ont augmenté : gaz naturel (+1,3 %), électricité (+4,4 %), bois et charbon de bois (+2,1 %), autres énergies renouvelables (+4,2 %) et chaleur à distance (+1,6 %). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l'approvisionnement de la Suisse (source : OFEN, 2025a).



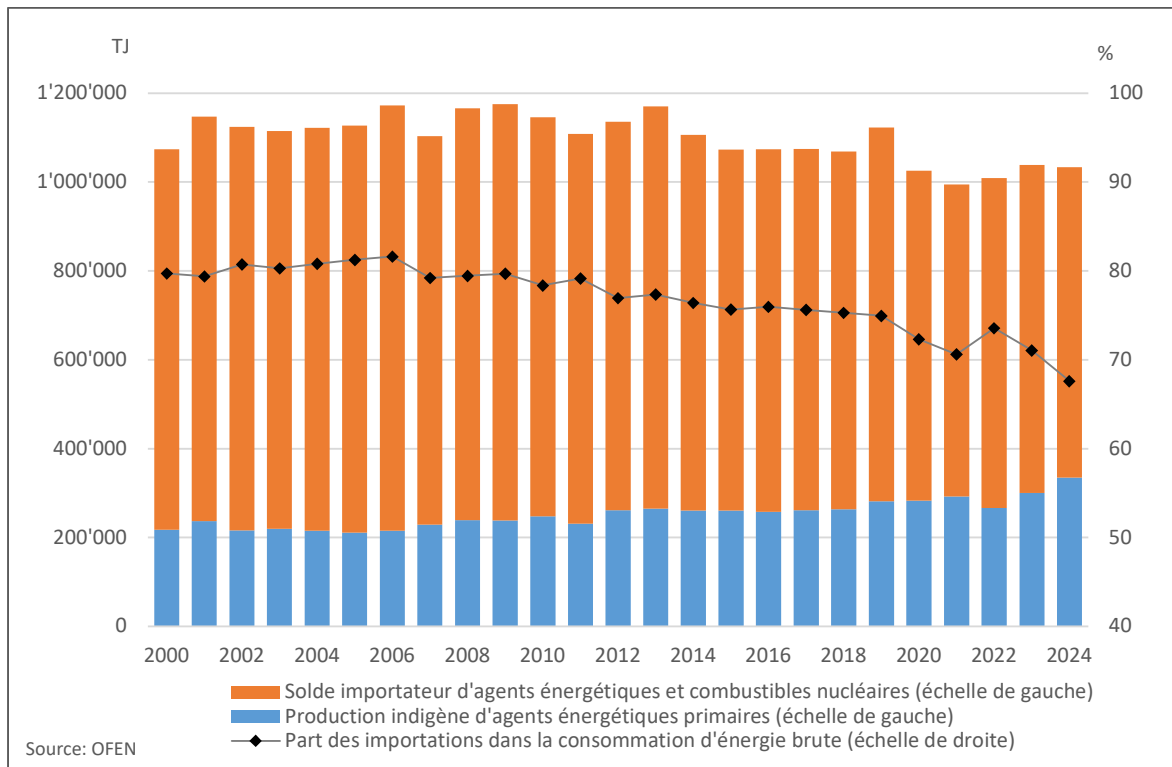
**Figure 24:** Diversification de la production électrique : parts des agents énergétiques

La *Figure 24* illustre l'évolution de la production d'électricité selon les divers types de production d'électricité. Elle montre que l'électricité produite en Suisse (production nationale) provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 60 %) et des centrales nucléaires (plus de 28 %). Les parts de la force hydraulique et des centrales thermiques conventionnelles sont restées relativement stables entre l'an 2000 et 2024 en dépit des fluctuations annuelles. La part des énergies renouvelables n'a cessé d'augmenter, tandis que celle des centrales nucléaires a tendance à diminuer. La production la plus élevée jamais réalisée par les installations hydroélectriques a été enregistrée en 2024, faisant augmenter la part de production des centrales hydroélectriques de 3,6 %. Cette situation a réduit la part de production des centrales nucléaires (-3,7 %), tandis que la part de production des nouvelles énergies renouvelables (+0,4 %) et des centrales thermiques conventionnelles (-0,2 %) restait stable – bien que la production absolue des énergies renouvelables ait augmenté. Cette évolution tend à élargir la diversification. Fondamentalement, le mix de production électrique suisse (forte proportion de force hydraulique fiable et partiellement flexible, possibilité de stockage à long terme des combustibles nucléaires et de l'électricité en ruban provenant du nucléaire, production électrique indigène en hausse grâce aux nouvelles énergies renouvelables) influence favorablement la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il ne faut pas confondre la production électrique indigène avec le mix des fournisseurs : le mix des fournisseurs, qui

représente l'origine de l'électricité consommée, contient également les importations d'électricité. S'agissant du mix de production, il faut considérer que l'électricité n'est pas exclusivement consommée à l'intérieur du pays et qu'une part est aussi exportée (source : OFEN, 2025a+c).

### 5.1.2 Dépendance vis-à-vis de l'étranger

L'approvisionnement énergétique de la Suisse se caractérise par une forte dépendance envers l'étranger. Cette dépendance peut être réduite en développant les énergies renouvelables indigènes et en améliorant l'efficacité énergétique. La Suisse continue de faire partie du marché énergétique mondial, l'autarcie énergétique n'étant pas recherchée. Mais la Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à diminuer globalement la forte dépendance envers l'étranger observée actuellement. Afin d'analyser la dépendance vis-à-vis de l'étranger, le monitoring prend en considération, par analogie au système d'indicateurs MONET pour le développement durable, l'évolution des importations énergétiques brutes (solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires<sup>22</sup>) et simultanément la quantité d'énergie produite dans le pays. Cet indicateur correspondant au rapport entre l'énergie produite dans le pays et l'énergie importée, il révèle la dépendance de la Suisse à l'égard des importations d'énergie.



**Figure 25:** Excédents des importations et production indigène (en TJ) ; part des importations dans la consommation énergétique brute (en %)

La *Figure 25* montre une tendance à la hausse du solde importateur entre l'an 2000 et 2006, puis une baisse soumise à de fortes fluctuations occasionnelles. Simultanément, on observe une légère augmentation de la production indigène depuis l'an 2000. Après la sécheresse prolongée qui a entraîné, en 2022, une forte baisse de la production des centrales hydrauliques, la production indigène a de nouveau augmenté depuis 2023 pour atteindre en 2024 le niveau le plus élevé jamais enregistré depuis l'an 2000. La force hydraulique demeure la principale source d'énergie indigène, tandis que les autres énergies renouvelables enregistrent une croissance continue. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires. Comme l'indique la courbe noire, la part

<sup>22</sup> Conformément aux conventions internationales, s'agissant de combustibles nucléaires, on ne retient pas l'électricité produite, mais l'énergie thermique produite à un taux d'efficacité de 33 %.

des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre l'an 2000 et 2006, avant de diminuer jusqu'en 2021. En 2022, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a de nouveau augmenté, notamment en raison du recul de la production indigène et de la forte hausse des importations de carburant pour avions et demeure ainsi à un niveau élevé. Depuis 2023, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a de nouveau diminué, mais elle reste à un niveau élevé : en 2024, la part des importations dans la consommation énergétique brute était de 67,6 % (2023 : 71,1 %, 2022 : 73,6 % ; 2006 : 81,6 %). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs. De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement.

S'agissant du **pétrole**, la Suisse dépend totalement des importations. Cette dépendance est en partie relativisée par les bonnes possibilités de stockage dans de vastes citernes sur le territoire national et par la diversification des sources (cf. *chapitre Sécurité de l'approvisionnement en pétrole*). S'agissant du **gaz naturel**, la sécurité de l'approvisionnement est également caractérisée par une dépendance complète envers l'étranger. Il convient cependant de relativiser cette dernière en raison du bon raccordement de la Suisse au réseau européen de gazoducs et de l'accès du pays à des marchés de gros liquides dans les pays voisins. Les installations bicom bustibles, l'obligation connexe de stockage de mazout à titre suppléatif et la possibilité d'importer du gaz depuis l'Italie grâce au flux inversé (*reverse flow*) contribuent également à garantir l'approvisionnement en gaz (cf. *chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). En principe, le gaz peut aussi être stocké, mais notre pays ne dispose pas pour l'heure de grandes installations de stockage de gaz susceptibles d'assurer l'approvisionnement au-delà de quelques heures. Quant à l'**électricité**, la Suisse dépend principalement des importations pendant l'hiver. Cet aspect est examiné dans le sous-chapitre suivant, « Sécurité de l'approvisionnement en électricité » (sources: OFEN, 2025a / OFS/OFEV/ARE, 2025).

## 5.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et la décarbonisation du système énergétique à plus long terme s'accompagnent de défis importants pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025, prévoit diverses mesures visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement à long terme, notamment le développement supplémentaire de la production hivernale d'électricité<sup>23</sup> (en priorité centrales hydroélectriques à accumulation), la création d'une réserve d'énergie et le développement des énergies renouvelables. Dans ce contexte, l'EiCom a actualisé en 2025 ses analyses sur l'adéquation du système et le rapport sur la capacité de production hivernale auxquelles le monitoring fait entre autres référence.

À titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport « La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse », établi par l'EiCom, et d'autres sources. Le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité est étroitement lié au champ thématique « Développement du réseau » qui présente d'autres indicateurs.

### 5.2.1 Adéquation du système et capacité de production hivernale

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

---

<sup>23</sup> En particulier car la Suisse dépend de l'importation durant les mois d'hiver.

pays voisins. Comme 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 considère l'orientation stratégique dans les domaines de la production et de la consommation en tenant compte des échanges avec l'étranger. Comme toutes les simulations, les approches des modèles sous-jacentes aux études sur l'adéquation du système comportent des limitations et des hypothèses simplifiées. Or les données hypothétiques 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. 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 à la suite de l'agression russe contre l'Ukraine, une étude sur l'adéquation du système électrique pour l'hiver 2022/23 a été réalisée sur mandat de l'OFEN et accompagnée par l'EICOM et l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE). Cette étude a conclu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse n'était pas menacée durant l'hiver 2022/23, mais que des insuffisances de couverture ne pouvaient être exclues dans des situations extrêmes. En principe, cette étude reste valable pour les hivers suivants, pour autant que les développements actuels n'entraînent pas de nouveaux facteurs de stress.

Cette étude a permis d'étudier et de simuler différents scénarios basés sur la disponibilité du gaz et des centrales nucléaires. Des combinaisons de conditions météorologiques et de pannes de centrales ont également été simulées et la probabilité de pénuries a été calculée. La consommation d'électricité n'a pas pu être complètement couverte de manière permanente 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. Selon les scénarios les plus probables, les besoins en énergie peuvent être couverts grâce aux mesures citées ci-après. 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 (AG) 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, eux aussi, l'approvisionnement durant l'hiver. La réduction volontaire de la consommation d'énergie dans l'économie et la société contribue également à ce renforcement (source : OFEN/EICOM/OFAE, 2022).

Fin 2022, l'OFEN a publié une étude sur l'adéquation du système électrique à l'horizon 2040. Sur la base des Perspectives énergétiques 2050+ qui tiennent notamment compte de l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, cette étude évalue la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. D'autres facteurs d'influence ont également été considérés, entre autres l'absence d'un accord sur l'électricité. Pour des raisons de temps, une éventuelle pénurie de gaz n'a pas été prise en compte (cf. ci-dessus : étude sur l'adéquation du système électrique à court terme). L'étude à l'horizon 2040 a montré que trois dimensions sont essentielles 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 premières dimensions, des pénuries d'approvisionnement côté suisse ou côté européen, même importantes, n'auront pas de conséquences graves. Les autres résultats sont résumés ci-après :

- 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 peut 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. Du point de vue 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, 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.
- 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 – à l'exception d'une électrification très poussée dans certaines constellations météorologiques défavorables.
- Si en plus des capacités d'échange limitées (c'est-à-dire en l'absence de coopération), des événements majeurs se produisent en Suisse ou dans les pays voisins (par ex. l'arrêt de centrales), il en résulte des conséquences considérables pour 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 (source : Université de Bâle/EPFZ/Consentec, 2022).

En complément, l'association européenne ENTSO-E qui regroupe les gestionnaires européens de réseau de transport d'électricité publie chaque année une évaluation de l'adéquation des ressources électriques européennes (European Resource Adequacy Assessment ERAA). Les analyses de 2024 ne révèlent aucune difficulté d'approvisionnement importante pour la Suisse à l'horizon 2035, 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 conclut également que la réduction des capacités d'échange entre la Suisse et les pays voisins a un impact négatif sur la Suisse et les pays environnants. Pour éviter une réduction des capacités d'échange, Swissgrid a conclu des contrats techniques avec la zone de calcul de capacité « Italy North<sup>24</sup> » ainsi qu'avec la zone de calcul de capacité « CORE<sup>25</sup> ». Ces contrats n'offrent toutefois pas de sécurité à long terme, car ils doivent être renouvelés chaque année. De plus, des discussions sont en cours concernant la fusion des régions de calcul de capacité Italy North et CORE. Si ces discussions devaient aboutir, il faudrait entamer des négociations en vue d'un contrat technique entre la Suisse et cette nouvelle zone. L'ERAA 2024 a été publié en avril 2025 (source : ENTSO-E, 2024).

En 2025, 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 d'élaborer une étude sur l'adéquation du système électrique pour les années 2028, 2030 et 2035 avec 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 les années 2028, 2030 et 2035, les scénarios de stress élaborés dans la dernière analyse de 2023 ont été mis à jour en tenant compte des expériences dans le contexte de l'agression russe contre l'Ukraine, des disponibilités exceptionnellement basses des centrales nucléaires françaises et des incertitudes concernant les capacités d'échange aux frontières. Les hypothèses relatives à la disponibilité d'électricité indigène ont également été adaptées. Les objectifs prévus dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables concernant la production d'énergie à base d'énergies renouvelables et l'exploitation de Beznau 1 et 2 au-delà de 2030 ont en particulier été pris en compte.

Il ressort de cette étude que les capacités d'échange aux frontières jouent un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement. En cas de coopération entre l'UE et la Suisse conformément aux accords techniques en cours de négociation, même en cas de combinaison de facteurs de stress internes (indisponibi-

---

<sup>24</sup> Italie, France, Autriche et Slovénie

<sup>25</sup> Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie

lité de la moitié du parc nucléaire suisse entre janvier et avril) et externes (réduction de 15 % de la disponibilité du gaz en Europe et indisponibilité de la moitié des centrales nucléaires françaises), aucun problème d'approvisionnement critique n'est à prévoir d'ici 2035, même si la situation du système reste tendue. Sans coopération avec l'Europe ou avec une coopération très réduite, la sécurité d'approvisionnement devient problématique. Les quantités moyennes d'énergie non fournie (Energy not served, ENS) sont élevées, selon le scénario, et peuvent, dans le pire des cas où tous les facteurs de stress sont réunis, atteindre plus de 7 TWh en 2035. Ces résultats doivent toutefois être relativisés, car la Suisse est souvent exportatrice quand de tels problèmes d'approvisionnement se produisent, ce qui montre qu'elle joue un rôle stabilisateur en Europe et que les problèmes d'approvisionnement ne sont pas le fait du système suisse, mais des voisins européens.

Dans la perspective à long terme des années 2030 et 2035, l'EiCom a également mis à jour son analyse concernant la production hivernale. Cette analyse sert de base pour la détermination des besoins en matière de centrales de réserve nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Elle se concentre essentiellement sur la production et la demande d'électricité en Suisse. En revanche, 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. Deux indicateurs ont été relevés : premièrement, comme dans le dernier document de référence Production hivernale de l'EiCom, 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).

L'EiCom définit des scénarios sur la base de différentes prévisions d'instituts reconnus ainsi que d'objectifs politiques. Les valeurs indicatives pour une résilience minimale sont les limites d'importation hivernale définies par le Parlement (5 TWh pendant le semestre d'hiver), ou au moins 22 jours de capacité d'autonomie (valeur actuelle approximative). 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 800 MW d'ici 2030 et de 0 à 1900 MW d'ici 2035 avec une capacité de puissance continue.

En se basant sur ces deux analyses, l'EiCom recommande une capacité de réserve de puissance continue d'au moins 500 MW pour 2030 et de 700 à 1400 MW à partir de 2035. En raison des grandes incertitudes, il convient de procéder par étapes afin de pouvoir au besoin ajuster la constitution des réserves. La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) règle cette réserve. Elle englobe la réserve hydroélectrique obligatoire, la réserve de stockage et la réserve liée à une réduction de la consommation. Avec la décision prise par le Parlement le 20 juin 2025, la réserve thermique complémentaire constituée de centrales de réserve, de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF est également inscrite dans LApEI.

Actuellement, les réserves complémentaires d'électricité suivantes sont disponibles jusqu'au printemps 2026 : centrale de réserve de Birr (AG) d'une puissance de 250 MW ; centrale de réserve de Corneaux 1 (NE) d'une puissance de 36 MW ; centrale à gaz à cycle combiné à Monthey (VS) d'une puissance de 50 MW ; groupes électrogènes de secours regroupés en pools<sup>26</sup>, d'une puissance d'environ 280 MW, qui ne peuvent pas fonctionner de manière continue. Comme la plupart de ces installations ne respectent actuellement pas les prescriptions en vigueur en matière de protection de l'air, le Conseil fédéral permettrait, en cas de risque de pénurie d'électricité, leur utilisation sans restriction en accordant des allègements sur la base de la loi sur l'approvisionnement du pays. 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 avait été abandonné en juin 2024, car les prix proposés étaient trop élevés. Après des négociations directes avec des fournisseurs potentiels, le Conseil fédéral a informé, à sa séance du

---

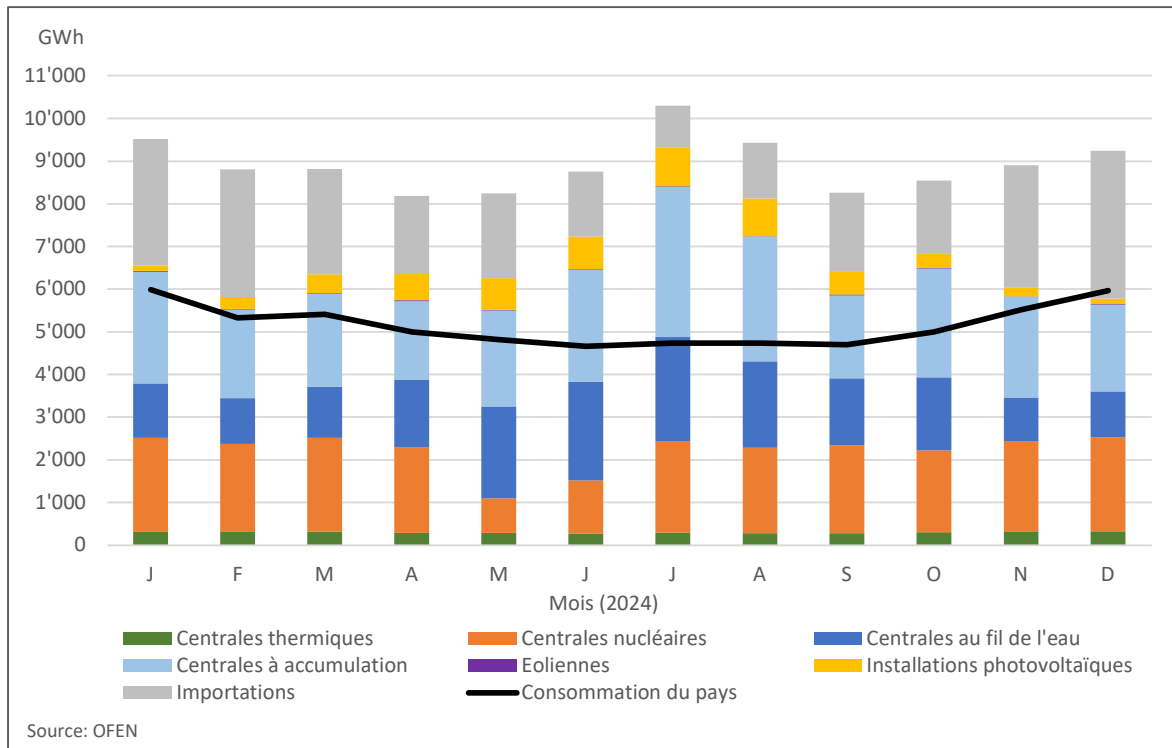
<sup>26</sup> La loi sur l'approvisionnement en électricité révisée permet le financement de mesures d'amélioration plus étendues visant à réduire les émissions nuisibles des centrales de réserve. Un fonctionnement continu (par ex. de trois semaines) est visé pour les groupes électrogènes pour lesquels de telles mesures ont été prises .

14 mai 2025, que le DETEC avait décidé d'adjuger le marché à cinq projets d'une puissance totale de 583 mégawatts. Il va maintenant négocier les contrats avec les fournisseurs, qui pourront ensuite lancer la phase de planification. Ces nouvelles centrales de réserve, dûment approuvées, pourront satisfaire à toutes les exigences légales en matière d'environnement.

Les nouvelles centrales de réserve ne peuvent toutefois pas remplacer immédiatement les installations existantes à partir de l'hiver 2026/27 et seront entièrement disponibles au plus tôt à partir de 2030. Une solution transitoire est donc nécessaire, au moins pour trois hivers. Il est prévu d'utiliser temporairement un banc d'essai d'Ansaldo Energia, à Birr, comprenant une turbine à gaz d'une puissance de 250 MW, qui pourrait déjà être en service en février 2027. Le 25 juin 2025, le Conseil fédéral a habilité le DETEC à demander un crédit additionnel de 275 millions de francs pour cette centrale de réserve transitoire (sources : ECom, 2025f+g / OFEN, 2024a+2025f / Conseil fédéral, 2025c+d).

### 5.2.2 Production électrique, importation et consommation au cours de l'année

En raison de la configuration du parc de centrales électriques sur le territoire national, la production électrique suisse, considérée au cours de l'année, atteint son maximum en été, lorsqu'en particulier la production électrique des centrales au fil de l'eau est élevée. Durant la période estivale, la part des centrales nucléaires est régulièrement plus faible en raison des révisions. La consommation nationale atteint son maximum en hiver en raison du besoin d'énergie plus important pour chauffer les locaux. L'indicateur suivant illustre ces relations au cours de l'année civile 2024 tout en présentant les importations physiques. Pour la première fois, la production d'électricité par les installations éoliennes et photovoltaïques est indiquée séparément et n'est plus résumée dans la catégorie « Centrales thermiques conventionnelles et renouvelables ».



**Figure 26:** Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2023

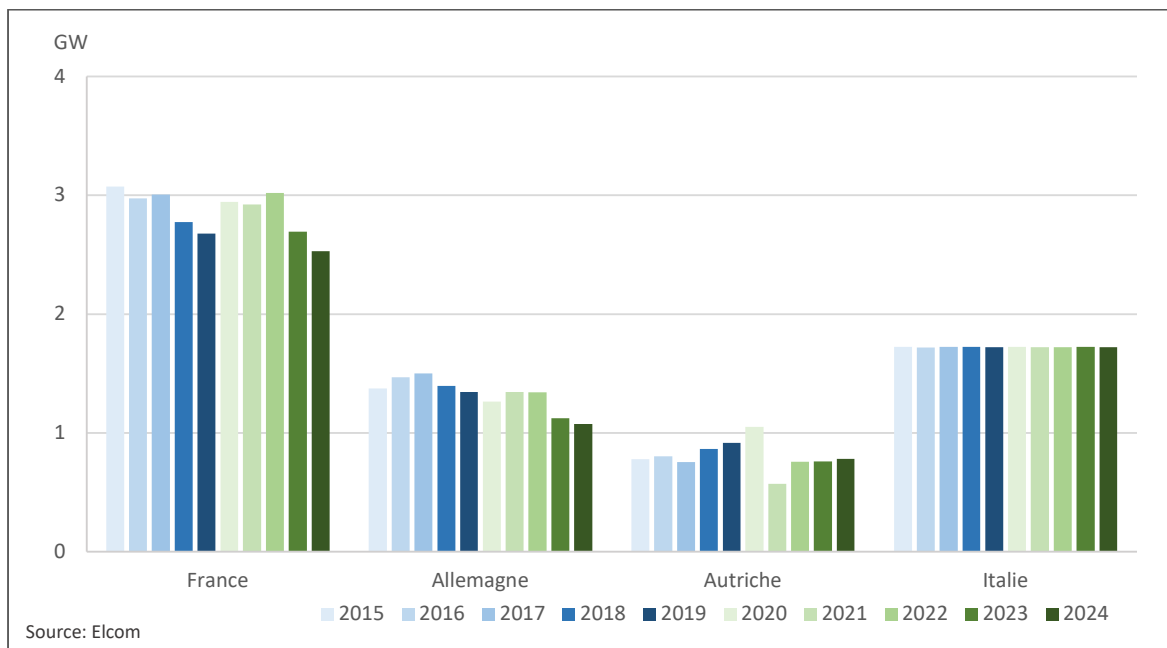
L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. Figure 26). De ce fait, pendant la période estivale, la Suisse exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. En revanche, pendant les mois d'hiver, la production électrique indigène ne suffit pas à couvrir la consommation nationale d'électricité, de sorte que la Suisse présente un solde importateur. En 2024, la Suisse était exportatrice nette, sauf en décembre, une situation due de nouveau à une

production sensiblement plus élevée des centrales hydroélectriques par rapport à 2023. En conséquence, la consommation nationale a pu être couverte, en moyenne, par la production indigène sauf en décembre (source : OFEN, 2025c).

Le dashboard de l'énergie proposé par l'OFEN donne des chiffres clés importants concernant la situation actuelle en matière d'approvisionnement énergétique [www.dashboardenergie.ch](http://www.dashboardenergie.ch).

### 5.2.3 Capacité d'importation

Compte tenu de sa position au cœur de l'Europe, la Suisse est bien raccordée aux réseaux de transport de ses pays voisins, la France, l'Allemagne, l'Autriche et l'Italie. Les lignes transfrontalières lui permettent donc de couvrir une partie de sa demande d'électricité par les importations. La capacité de transfert nette (NTC pour « Net Transfer Capacity »), définie par les gestionnaires de réseau de transport, indique la capacité d'importation maximale commercialement utilisable par frontière pour assurer l'approvisionnement en électricité de la Suisse sans menacer la stabilité du réseau.

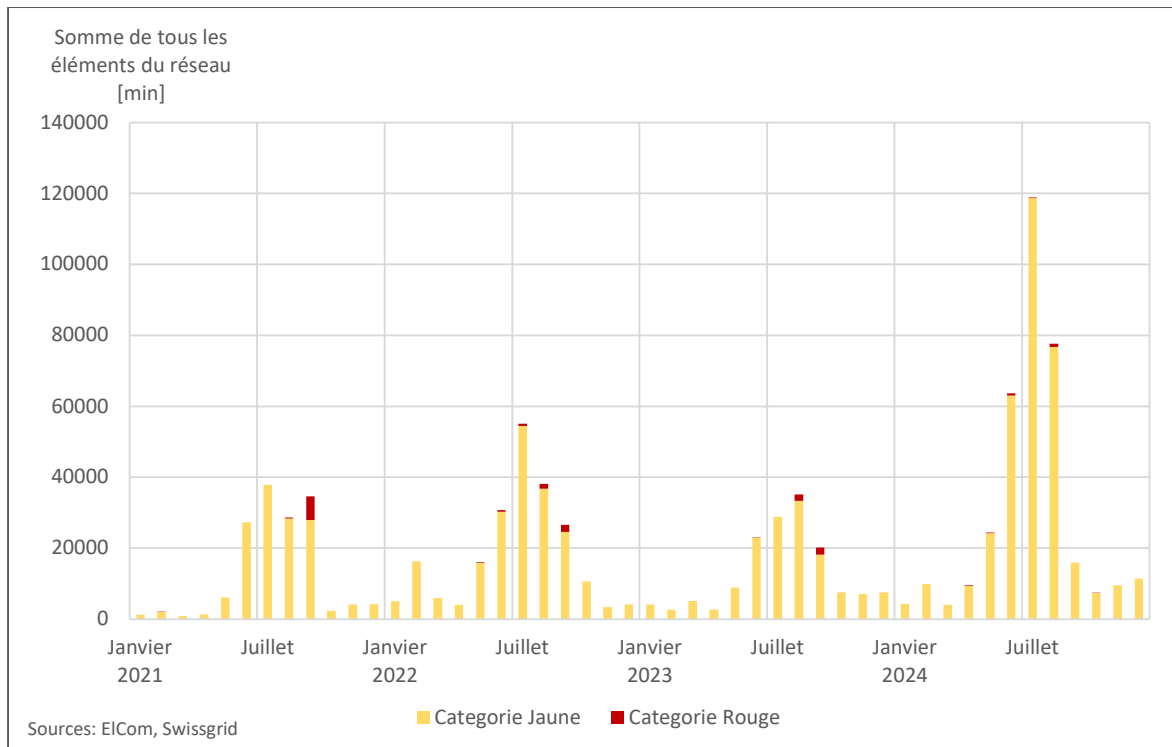


**Figure 27:** Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *Figure 27* illustre la moyenne horaire annuelle des capacités d'importation à chacune des quatre frontières nationales de la Suisse (la capacité de la Principauté de Lichtenstein est intégrée dans celle à la frontière avec l'Autriche). À la frontière nord (Autriche, Allemagne, France), la capacité d'importation en provenance de France et celle en provenance d'Allemagne ont baissé en 2024. Les raisons du recul de la capacité d'importation en provenance de France et d'Allemagne résident dans les mises hors service temporaires de lignes transfrontalières vers la France et à des goulets d'étranglement sur le réseau suisse en été (production élevée en Suisse et, parallèlement, exportations élevées de la France vers l'Allemagne). La capacité d'importation en provenance d'Autriche est restée au niveau de 2023. D'une manière générale, la capacité d'importation à la frontière nord a diminué par rapport à 2023. À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est, en moyenne, restée stable. Jusqu'à présent, dans des situations normales, celle-ci est encore considérée comme moins pertinente pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que la capacité d'importation à la frontière nord. Avec la volatilité croissante des marchés et la sortie du nucléaire et du charbon en Allemagne, les importations en provenance d'Italie gagneront également en importance à l'avenir, notamment en raison de l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim en France en 2020 et de la centrale de Mühleberg fin 2019 en Suisse (source : Elcom, 2025a).

## 5.2.4 Charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100 %. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau, mais sur une simulation consistant à calculer la charge hypothétique du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments essentiels. Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations sont répétées toutes les cinq minutes. Si un élément du réseau dépasse la valeur limite pendant une durée déterminée, ce cas est attribué soit à la catégorie « rouge », soit à la catégorie « jaune ». Pour la catégorie « rouge », l'élément du réseau doit être sollicité à plus de 120 % pendant plus de 30 minutes. Pour la catégorie « jaune », l'élément du réseau doit être sollicité soit entre 100 % et 120 % pendant au moins 30 minutes, soit à plus de 120 % pendant 15 à 30 minutes. La *Figure 28* montre la somme en minutes de tous les éléments du réseau dans la catégorie respective.



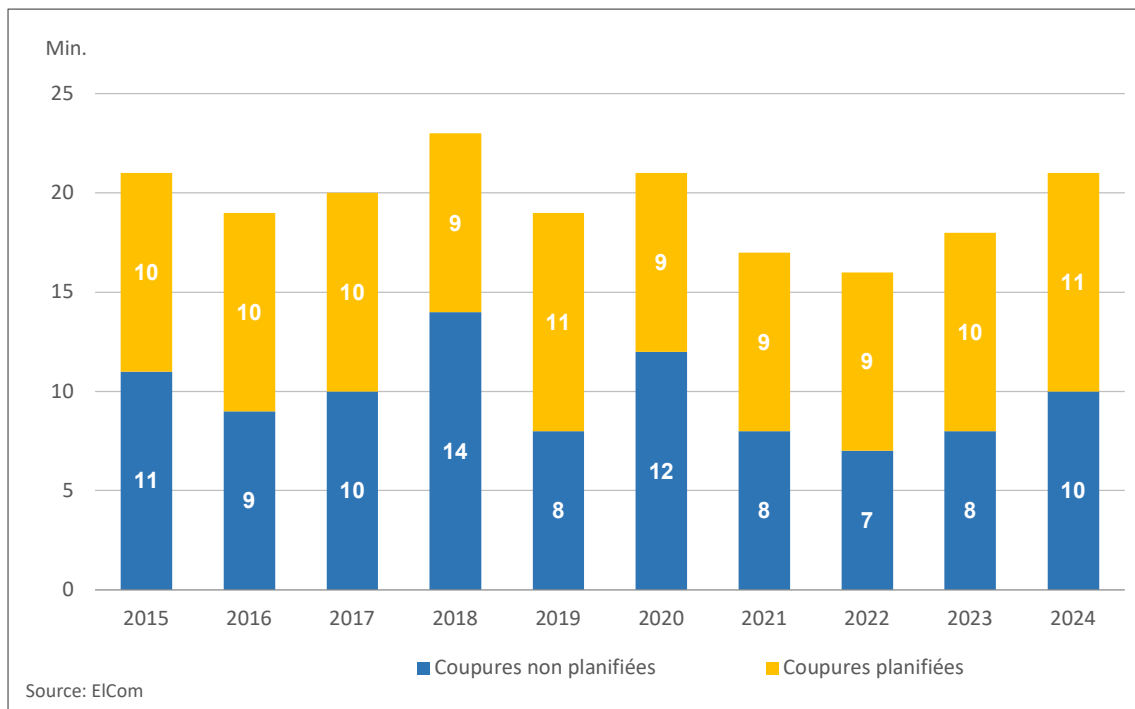
**Figure 28:** Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

La systématique d'enregistrement de la charge du réseau a été adaptée en 2022. Étant donné qu'une comparaison avec la méthode utilisée jusqu'en 2021 ne serait pas pertinente, le rapport de monitoring 2023 a entamé une nouvelle série chronologique.

Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse est, d'une part, due à la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et, d'autre part, au fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances du réseau électrique. Les violations importantes du critère N-1 en septembre 2021 sont dues à des flux de charge élevés en direction de l'Italie. Des mesures de redispatching international ont permis d'y remédier. Il ressort également que la charge du réseau a augmenté en 2024 par rapport à 2023. Il y a diverses raisons à cela : une production indigène importante en été, couplée à des goulets d'étranglement au niveau du transport ; des exportations importantes de la France vers l'Allemagne, dont une partie a transité par le réseau suisse, occasionnant une charge supplémentaire ; une ligne hors service en raison de travaux de maintenance (sources : El-Com 2025a / Swissgrid 2025b).

### 5.2.5 Qualité de l’approvisionnement/disponibilité du réseau

L’EiCom suit et analyse depuis 2010 l’évolution de la qualité de l’approvisionnement sur les principaux réseaux de distribution de la Suisse. Conformément à la norme internationale, toutes les coupures d’approvisionnement électrique d’une durée égale ou supérieure à trois minutes sont enregistrées. L’analyse repose sur l’indice SAIDI (« System Average Interruption Duration Index », usuel sur le plan international, qui indique la durée annuelle moyenne pendant laquelle un consommateur final a été privé de courant en raison d’une coupure de l’approvisionnement en électricité. On distingue les coupures planifiées (par ex. les interruptions aux fins d’entretien des installations, que le gestionnaire de réseau annonce au moins 24 heures à l’avance) des coupures non planifiées (par ex. causées par un événement naturel, une défaillance humaine, un incident d’exploitation, une intervention de tiers ou un cas de force majeure). L’examen de la qualité de l’approvisionnement se concentre sur les coupures non planifiées.



**Figure 29:** Évolution de la durée moyenne d’interruption par consommateur final (expression de la qualité d’approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2024, la durée moyenne d’interruption par consommateur final en Suisse était globalement de 21 minutes (cf. *Figure 29*), soit une augmentation de trois minutes par rapport à l’année précédente. La durée moyenne d’interruption en raison de coupures planifiées était plus élevée d’une minute par rapport à l’année précédente et était de onze minutes par consommatrices finales et par consommateur final. La durée moyenne d’interruption en raison de coupures non planifiées était de dix minutes, ce qui reste satisfaisant. Elle était deux minutes moins élevée l’année précédente. Sur le long terme, il en résulte une évolution stable de l’indice SAIDI en Suisse au cours des dix dernières années. En 2018, les minutes d’interruption liées aux coupures non planifiées ont de nouveau légèrement progressé, principalement à cause de la tempête Éléonor (également appelée Burglind) en janvier de cette même année. Il y a eu en 2019 beaucoup moins de coupures non planifiées. L’année 2020 s’inscrit dans la moyenne de la statistique sur la qualité de l’approvisionnement électrique. En 2021 et 2022, les coupures diminuent à nouveau quelque peu avant de remonter légèrement depuis. Selon les informations officielles du Conseil des régulateurs européens de l’énergie (« Council of European Energy Regulators », CEER), la Suisse fait partie des pays disposant de la meilleure qualité d’approvisionnement en Europe<sup>27</sup> (sources : EiCom, 2025a+e).

<sup>27</sup> Cf. « [7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply - CEER](#) »

## 5.3 Sécurité de l’approvisionnement en gaz

La Suisse est bien intégrée au réseau de transport européen de gaz naturel. Son intégration est essentielle pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz du pays. Après l’agression russe contre l’Ukraine le Conseil fédéral a pris plusieurs mesures afin de garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz à court terme (cf. *paragraphe suivant*). Déjà en 2009, suite à la crise du gaz entre l’Ukraine et la Russie, l’UE a renforcé sa gestion des crises du gaz. Elle a notamment institué à cet effet un « groupe de coordination gaz naturel » (Groupe de coordination pour le gaz, GCG) auquel la Suisse a participé jusqu’en 2020. Le règlement UE n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel obligeait les États membres de l’UE à réaliser une évaluation des risques de leur approvisionnement en gaz naturel et à établir un plan d’action préventif et un plan d’urgence. Afin d’améliorer la sécurité de l’approvisionnement de la Suisse et de coopérer avec le GCG, l’OFEN a établi deux rapports conformément aux directives européennes ; sur la base de l’« Évaluation des risques liés à l’approvisionnement en gaz naturel de la Suisse », il a élaboré des plans d’action préventif et d’urgence pour le gaz naturel (OFEN, 2014+2016)<sup>28</sup>. Dans le domaine du gaz, le monitoring observe certains indicateurs issus de ces rapports.

En raison de l’agression de la Russie contre l’Ukraine en février 2022, de l’indisponibilité des centrales nucléaires françaises et du faible niveau des stockages de gaz, la situation en matière d’approvisionnement s’est nettement dégradée en Suisse et en Europe à l’été 2022, tant dans le domaine du gaz que dans celui de l’électricité. Depuis, le Conseil fédéral a pris diverses mesures pour garantir la sécurité de l’approvisionnement dans le domaine du gaz à court et à moyen terme. Il a obligé cinq gestionnaires régionaux de réseau de gaz à constituer une réserve de gaz correspondant à 15 % de la consommation moyenne annuelle de la Suisse. De manière analogue à la réglementation de l’UE pour les pays membres ne disposant pas de leurs propres installations de stockage, la Suisse stocke aussi sa réserve de gaz dans des installations à l’étranger. À cet effet, le Conseil fédéral a mis en vigueur une ordonnance<sup>29</sup> urgente, dont il a depuis prolongé la durée de validité à quatre reprises, la dernière fois le 15 octobre 2025 pour deux hivers supplémentaires, c’est-à-dire jusqu’à fin septembre 2028. Le 19 mars 2024, la Suisse a signé avec l’Allemagne et l’Italie un accord de solidarité qui entrera en vigueur après que les trois pays l’aient ratifié. L’Assemblée fédérale a approuvé cet accord le 21 mars 2025. Sa mise en œuvre sera réglée dans deux ordonnances, Swissgas assumant la coordination entre le secteur gazier et les consommateurs de gaz. L’Approvisionnement économique du pays (AEP) a par ailleurs élaboré différentes mesures pour empêcher une grave pénurie ou pour permettre à l’économie et à la société de la surmonter sans grands dommages. Le 28 août 2024, le Conseil fédéral avait en outre fixé un objectif volontaire d’économies de gaz de 15 % pour l’hiver 2024/25. La Suisse a ainsi participé solidairement à l’objectif des États membres de l’UE. En mai 2025, le Conseil fédéral a annoncé que la Suisse avait atteint cet objectif (-17 %). Le Conseil fédéral renonce à un objectif volontaire d’économies de gaz pour l’hiver 2025/26. L’AEP a instauré un monitoring dans le domaine du gaz qui lui permet de suivre la situation d’approvisionnement à court terme en Suisse. Il pourra ainsi intervenir et prendre des mesures plus rapidement en cas de pénurie de gaz (sources : Conseil fédéral, 2024b+c+h+i+2025b+j+k+m).

### 5.3.1 Installations bicomcombustibles

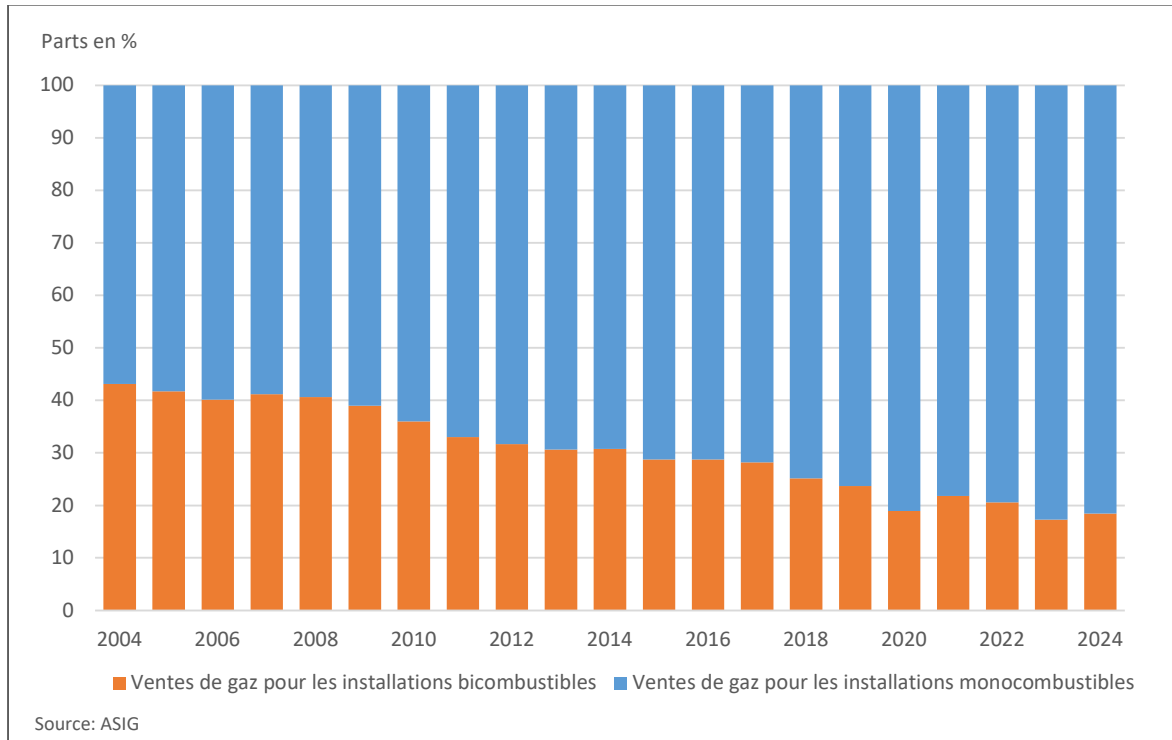
Les clients finaux pouvant changer de combustible disposent d’installations bicomcombustibles qui, en cas de besoin, permettent de passer du gaz naturel aux produits pétroliers (en général, le mazout extraléger), principalement dans le domaine industriel. Comme la Suisse ne dispose ni de sa propre production de gaz naturel ni de grandes installations de stockage de gaz, les installations bicomcombustibles représentent un élément pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz du pays<sup>30</sup>. Si nécessaire, la consommation de

<sup>28</sup> Le règlement a été révisé fin 2017 (règlement UE n°2017/1938). La révision comprend principalement une coopération plus intensive entre les États membres de l’UE et ne considère guère les États tiers. Par conséquent, à ce stade, la Suisse n’a pas mis à jour son évaluation des risques et ses plans d’action préventifs et d’urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

<sup>29</sup> Ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel, RS 531.82).

<sup>30</sup> Les installations bicomcombustibles servent aussi à augmenter la flexibilité dans l’acquisition de gaz naturel et permettent une optimisation des coûts. Ces installations sont également utilisées pour optimiser la stabilité du réseau.

gaz des gros consommateurs peut être remplacée par du mazout, afin de continuer à assurer l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées en Suisse en remplacement du gaz pour les installations bicomcombustibles (*cf. encadré p. 65*), afin de couvrir environ quatre mois et demi de consommation de gaz naturel de ces installations au cas où les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel seraient simultanément perturbés.



**Figure 30:** Ventes de gaz pour les installations mono- et bicomcombustibles (parts en %)

En 2024, la part des ventes de gaz aux installations bicomcombustibles se montait à 18 %. Ce pourcentage devrait toutefois être nettement inférieur lors de basses températures, car les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicomcombustible seraient déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle ou de manière volontaire en raison de l'évolution des prix. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicomcombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais elle a diminué de manière constante jusqu'en 2019, comme le montre la *Figure 30*. En 2020, la baisse est particulièrement prononcée, car la production dans l'industrie (où se trouvent la plupart des installations bicomcombustibles) a diminué en raison de la pandémie. En 2021, la part a de nouveau quelque peu augmenté en raison de la relance de l'activité commerciale dans les entreprises. Le recul en 2022 et 2023 pourrait être dû au fait que le passage volontaire au mazout chez les clients bicomcombustibles (en raison de la différence de prix entre le gaz naturel et le mazout) a influencé davantage les ventes de gaz que d'autres facteurs (par ex. : campagne d'économies d'énergie 2022, températures douces). En effet, les prix élevés ayant résulté de l'agression russe contre l'Ukraine et la recommandation, en 2022, du Conseil fédéral de changer de combustible ont incité certains clients à passer au mazout. Il est également possible que la consommation de gaz des clients bicomcombustibles (en particulier l'industrie) ait réagi plus fortement aux facteurs externes cités plus haut que la consommation de gaz des autres groupes de clientes et clients<sup>31</sup> (sources : ASIG, 2025 / Conseil fédéral, 2022d).

Depuis 2022, les données de la consommation des différents groupes de clients (clients monocombustibles protégés et non protégés, clients bicomcombustibles) et du semestre d'hiver (octobre à mars) et d'été (avril à septembre) sont disponibles. En cas de crise, ces informations sont particulièrement utiles. Si une

<sup>31</sup> En raison de la sensibilité présumée élevée aux prix, le Conseil fédéral a renoncé en 2024 à soutenir financièrement les installations bicomcombustibles, car celles-ci ne contribuent que dans une mesure limitée à pallier les pénuries (Conseil fédéral, 2024o).

pénurie de gaz ne peut pas être surmontée par la commutation des installations bicomcombustibles, le Conseil fédéral prévoit des interdictions et des restrictions de consommation. La température ambiante maximale autorisée peut ainsi être limitée ou l'utilisation de gaz naturel pour les installations de bien-être interdite. Enfin, les clients monocombustibles non protégés (en particulier les entreprises industrielles) seraient soumis à un contingentement et devraient réduire leur consommation en conséquence. Si la mise en œuvre de toutes les mesures possibles en Suisse comme les appels aux économies, la commutation des installations bicomcombustibles du gaz au mazout, les interdictions et restrictions ainsi que le contingentement ne suffisaient pas, l'accord de solidarité avec l'Allemagne et l'Italie – qui doit encore être ratifié – donnerait à la Suisse la possibilité de formuler une demande de solidarité pour couvrir le besoin en gaz des clients protégés (ménages privés, hôpitaux, services d'urgence). Inversement, l'Allemagne et l'Italie pourraient adresser des demandes de solidarité à la Suisse. Les trois États garantissent en outre ne pas limiter les capacités de transports existantes de leurs réseaux.

La *Figure 31* présente la répartition de la consommation de gaz l'an dernier. On constate que la part des clients protégés augmente en hiver. En effet, la consommation de ce groupe de clients (chaleur des locaux) est influencée par les températures extérieures, tandis que la consommation des autres groupes (pour les processus industriels) reste relativement stable tout au long de l'année. La ventilation par groupe de clients est restée stable entre les années gazières 2023/24 et 2024/25.

	Clients monocombustibles protégés	Clients monocombustibles non protégés	Clients bicomcombustibles
<b>2023 (avril 2023 – mars 2024)</b>	<b>52 %</b>	<b>29 %</b>	<b>19 %</b>
Semestre d'été 2023 (avril – septembre 2023)	45 %	35 %	20 %
Semestre d'hiver 2023/24 (octobre 2023 – mars 2024)	55 %	27 %	18 %
<b>2024 (April 2024 - März 2025)</b>	<b>53 %</b>	<b>29 %</b>	<b>18 %</b>
Semestre d'été 2024 (avril – septembre 2024)	46 %	34 %	20 %
Semestre d'hiver 2024/25 (octobre 2024 – mars 2025)	55 %	27 %	18 %

**Figure 31:** Consommation de gaz par groupes de clients (source: enquête ASIG)

### 5.3.2 Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures permettent d'évaluer dans quelle mesure le système d'approvisionnement en gaz serait capable de couvrir la demande de l'ensemble de la Suisse pendant une journée de demande exceptionnellement élevée (froide journée d'hiver) – dont la probabilité statistique est d'une fois en vingt ans – même en cas de défaillance du plus grand point d'injection (examen N-1). Cette évaluation ne permet pas d'estimer la situation actuelle de l'approvisionnement en gaz. La Suisse calcule ces normes conformément aux dispositions correspondantes du règlement de l'UE et une analyse pour la Suisse a été publiée pour la première fois en 2014 (OFEN, 2014)<sup>32</sup>. Les régions qui ne sont pas ou que très peu raccordées au reste du réseau suisse de gaz naturel (comme le Tessin) ne sont pas considérées dans le calcul de la valeur N-1. L'évaluation des normes relatives aux infrastructures tient compte de

<sup>32</sup> Comme les composantes de la formule N-1 ont été révisées, les valeurs présentées dans le présent rapport de monitoring pour 2011/12 et 2012/13 s'écartent légèrement de celles du rapport sur l'évaluation des risques de 2014.

la capacité d'injection technique et ignore le pays de destination final du gaz injecté (défini selon les contrats de livraison). Même si les capacités techniques sont disponibles, il est possible que les capacités réservées commercialement (tableau : capacités suisses) soient insuffisantes pour l'approvisionnement de la Suisse. Une grande partie du gaz transporté en Suisse par le gazoduc de transit n'est pas destinée au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent du gaz destiné à l'étranger. C'est pourquoi, pour la première fois dans ce rapport, les normes relatives aux infrastructures sont aussi calculées pour l'année précédente avec les capacités d'entrée destinées à la Suisse. En général, l'indicateur est mis à jour tous les deux ans.

Période de référence (semestres d'hiver) <sup>33</sup>	N-1 Demande totale de la Suisse, capacités techniques	N-1 Demande totale de la Suisse, capacités suisses	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout), capacités techniques	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout), capacités suisses
2011/12 2012/13	151 %	n.d.	227 %	n.d.
2013/14 2014/15	152 %	n.d.	216 %	n.d.
2016/17 2017/18	235 % (128 %)	n.d.	327 % (178 %)	n.d.
2018/19 2019/20	244 %	n.d.	329 %	n.d.
2020/21 2021/22	257 %	n.d.	345 %	n.d.
2022/23/ 2023/24	313 %	108 %	381 %	132 %

**Figure 32:** Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (sources : Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)

Le critère N-1 est rempli si le résultat du calcul atteint au moins 100 %. Comme la *Figure 32* l'indique, cette condition était remplie pour toutes les périodes considérées (semestres d'hiver), tant pour la demande totale « maximale » (c'est-à-dire sans passage au mazout) que pour la demande « maximale » des clients équipés d'une installation monocombustible (pas de possibilité de passer au mazout). Les deux premières valeurs N-1 calculées se situent dans un même ordre de grandeur. S'agissant des trois périodes calculées suivantes, les valeurs N-1 sont bien plus élevées : depuis août 2017, il est possible selon Swissgas de transporter du gaz d'Italie via le col du Gries également de manière physique grâce au flux inversé (« reverse flow »). Puisque cette possibilité ne s'applique pas à toute la période de référence (2016/17 et 2017/18), une valeur sans le flux inversé est également indiquée entre parenthèses<sup>34</sup>. De même, la mise hors service depuis fin septembre 2017 du gazoduc transeuropéen TENP I et par conséquent la réduction d'environ 50 % des capacités de sortie d'Allemagne vers la Suisse à Wallbach (AG) à la frontière allemande ont également été considérées dans les calculs les plus récents, étant donné que les capacités de soutirage allemandes à Wallbach sont en fait déterminantes pour les capacités d'injection suisses. Les valeurs de la période 2022-24 ont augmenté en comparaison de la période précédente. La raison est une légère hausse des capacités d'injection (+2 %) ainsi qu'un recul de la consommation maximale de gaz potentielle (-16 %). Le critère N-1 avec les capacités d'entrée destinées à la Suisse est également rempli (sources : Swissgas et ASIG, 2024 / calculs de l'OFEN).

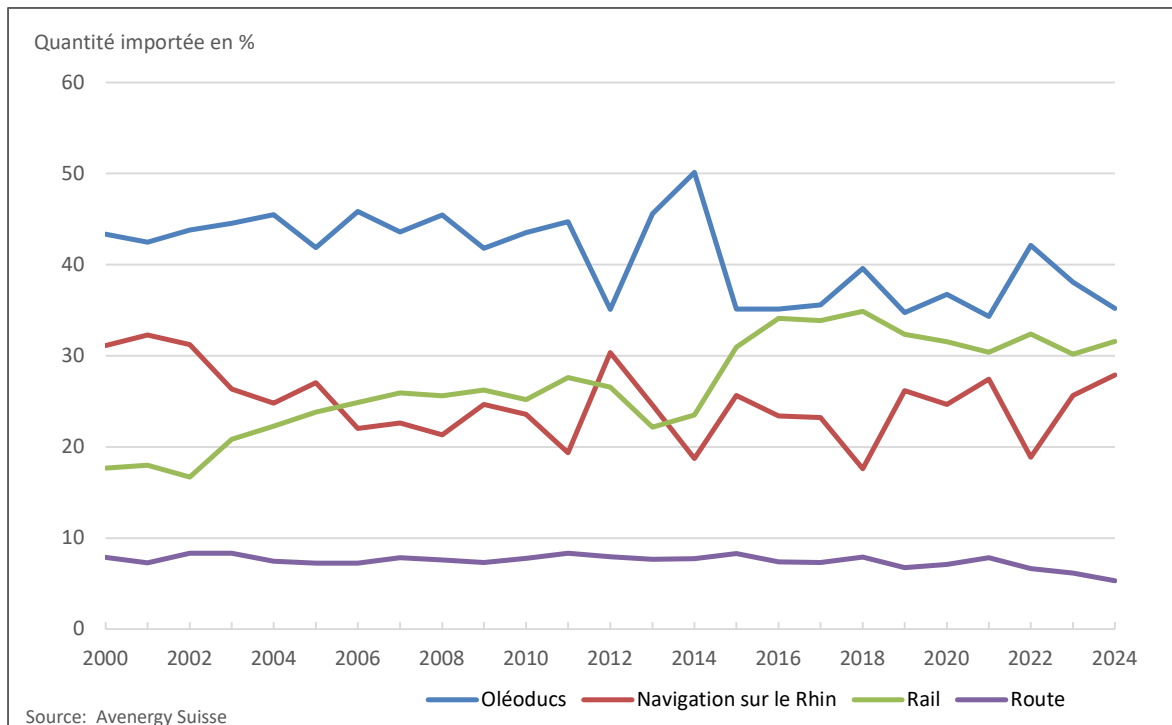
<sup>33</sup> Une période de référence de deux semestres d'hiver correspond à la pratique éprouvée des fournisseurs de gaz pour adapter la demande de gaz en fonction des effets des températures. En ce qui concerne les capacités, les données disponibles les plus récentes de la période de référence sont utilisées.

<sup>34</sup> Grâce au flux inversé, le col du Gries devient le plus grand point d'injection. En l'absence du flux inversé, comme pour les deux premières périodes de calcul, Wallbach est le plus grand point d'injection.

## 5.4 Sécurité de l'approvisionnement en pétrole

### 5.4.1 Diversification des moyens de transport

Le pétrole brut et les produits pétroliers comme l'essence, le diesel ou le mazout sont acheminés par diverses voies en Suisse, où ils sont distribués. Les principales voies d'importation se situent surtout dans la partie ouest du pays : à Bâle avec la navigation rhénane et dans les cantons raccordés à des oléoducs<sup>35</sup>. Des importations s'effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l'intérieur du pays se fait principalement par camion. La diversification des moyens et voies de transport pertinents – oléoduc, bateau, rail ou route – revêt donc une importance cruciale pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la Suisse. L'indicateur montre l'évolution des parts d'importation de pétrole couvertes par les divers moyens de transport.



**Figure 33:** Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

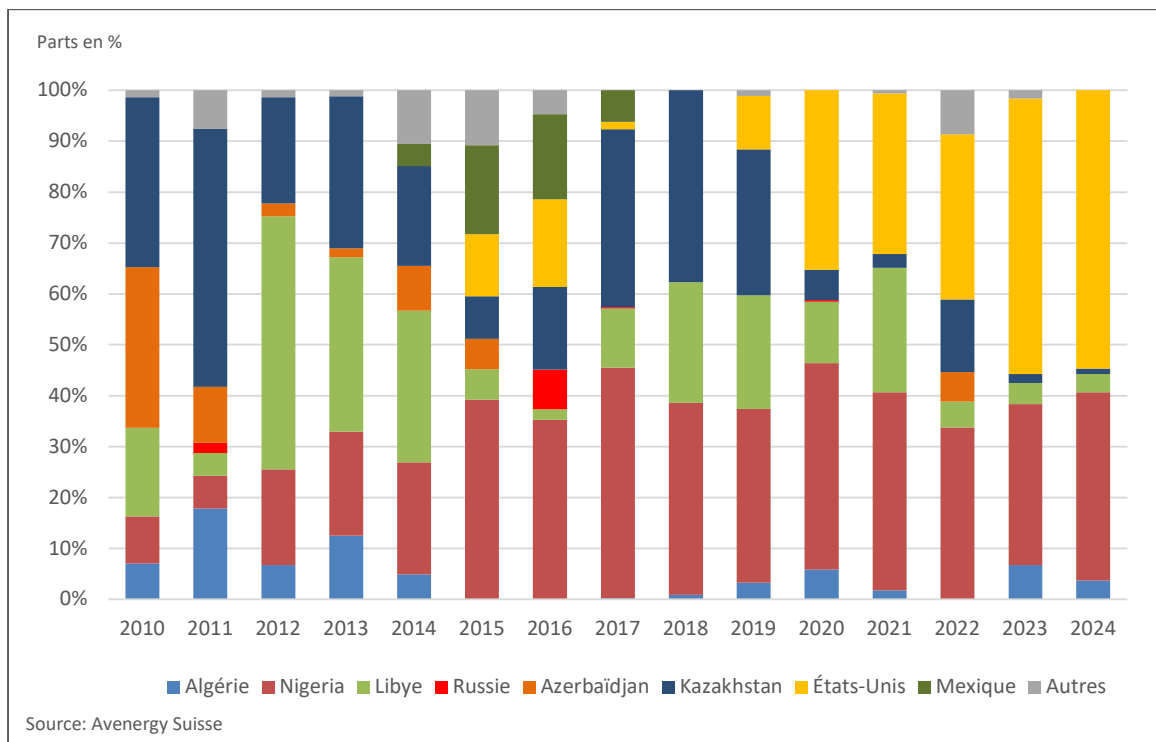
La *Figure 33* montre que les parts respectives des moyens de transport sont restées relativement stables entre 2003 et 2010 s'agissant de l'importation de pétrole (pétrole brut et produits). En revanche, en 2011, les transports sur le Rhin ont régressé de 20 % par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique par l'interdiction de naviguer sur le fleuve pendant tout le mois de janvier en raison d'un accident de navire et par les niveaux d'eau extrêmement bas en mai et en novembre. En 2012, à la suite de l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Cressier (NE) pendant environ six mois, les importations de pétrole brut par oléoduc ont baissé d'environ un quart. Près de 60 % de produits pétroliers supplémentaires ont été transportés par le Rhin pour compenser cette perte de production. Les importations de pétrole brut par oléoduc ont nettement baissé en 2015 : l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey, au milieu du mois de mars 2015, a induit une augmentation des importations de produits finis, qui sont davantage acheminés par le rail et la voie rhénane. À l'automne 2018, le niveau historiquement bas du Rhin à la suite de la sécheresse durable a fortement affecté les importations réalisées via ce fleuve. La Confédération a donc autorisé des prélèvements provisoires sur les réserves obligatoires de diesel, d'essence et de kérosène pour surmonter ces difficultés d'approvisionnement. À partir de 2019, la situation est revenue à la normale sur le Rhin et l'utilisation des moyens de transport est

<sup>35</sup> Oléoduc du Jura neuchâtelais OJNSA (NE), oléoduc multi-produit SAPPRO (GE ; Marseille-Genève/Vernier).

restée stable jusqu'en 2021. En 2022, des niveaux des eaux historiquement bas ont à nouveau affecté les importations par le Rhin. Qui plus est, l'agression de la Russie contre l'Ukraine a généré de grandes incertitudes et des hausses de prix, d'où une certaine retenue concernant les importations au cours du premier semestre. Les importations de pétrole par le Rhin ont donc diminué de près d'un tiers par rapport à 2021. En contrepartie, les importations par les oléoducs et par la route ont augmenté, ce qui n'a toutefois pas permis de compenser entièrement la baisse des quantités importées par le Rhin. Les problèmes logistiques concernant le transport de produits pétroliers vers la Suisse ont été renforcés par les difficultés au niveau du trafic ferroviaire transfrontalier et les grèves en France. L'OFAE a donc permis le recours aux réserves obligatoires durant l'été et l'automne 2022 (découvert temporaire dans les réserves obligatoires). Fin 2022, un recours aux réserves obligatoires a été autorisé afin de compenser les quantités manquantes de kérosène. En 2023, la situation s'est normalisée sur le Rhin et la part des importations par bateau a augmenté de plus de 40 %. En contrepartie, les quantités importées par oléoducs et par le rail ont de nouveau diminué. En juin 2024, la crue qui s'est produite sur le Rhin n'a pratiquement pas eu de conséquences. La part de la navigation rhénane a même augmenté sur l'année 2024. En 2024, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes : 35,2 % pour les oléoducs, 31,6 % pour le rail, 27,9 % pour la navigation rhénane et 5,3 % pour la route (la part du transport aérien est négligeable). Les moyens de transport sont donc largement diversifiés et substituables pour certains, ce qui influence positivement la sécurité de l'approvisionnement. De plus, si l'approvisionnement est perturbé, la Suisse est en mesure de couvrir intégralement la consommation des principaux produits pétroliers pendant au moins 3 (kérosène) ou 4,5 mois (mazout, essence, diesel) grâce à ses importantes réserves obligatoires (cf. encadré p. 65) (sources : Avenergy Suisse, 2025 / OFAE, 2023a+b+c+d).

#### 5.4.2 Portefeuille d'importation de pétrole brut

L'une des stratégies visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans le domaine pétrolier consiste à largement diversifier le portefeuille d'importation du pétrole. Un approvisionnement diversifié induit une plus forte résistance de la chaîne d'approvisionnement et, de ce fait, une meilleure sécurité d'approvisionnement. L'indicateur suivant ventile les importations de pétrole brut par pays de provenance<sup>36</sup>.

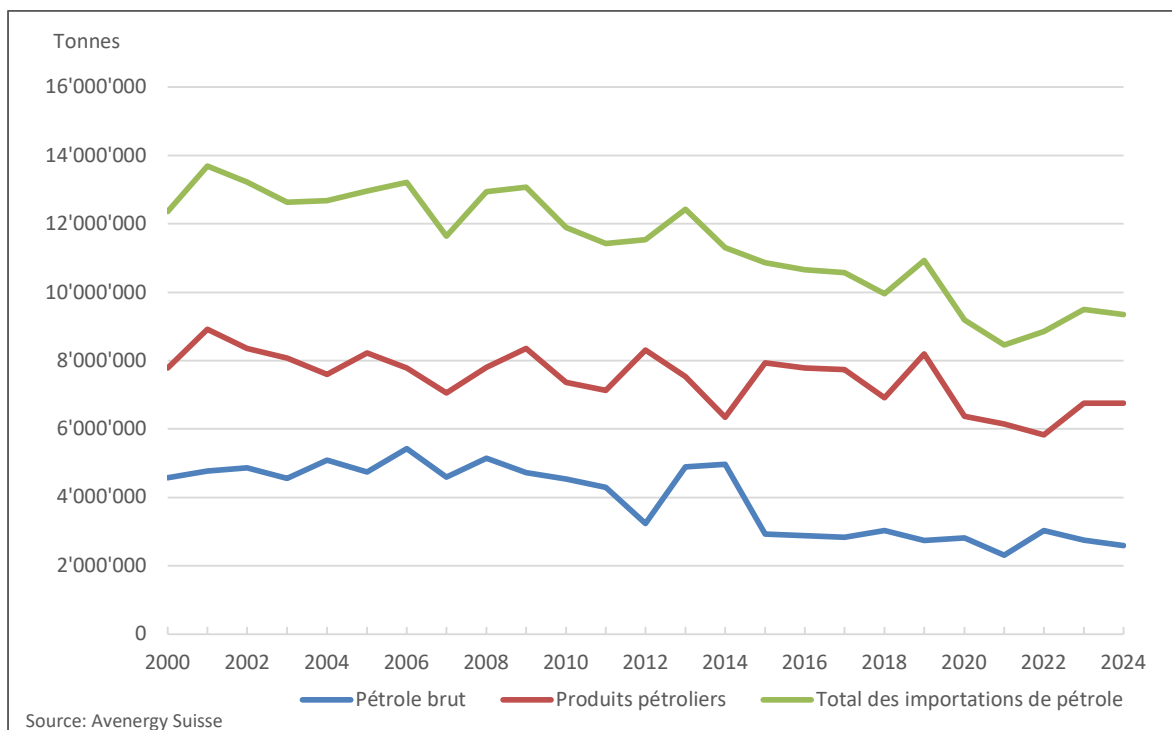


**Figure 34:** Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

<sup>36</sup> La Suisse importe pratiquement exclusivement les *produits pétroliers* de pays de l'UE. L'origine et la quantité de pétrole brut importé sous-jacente ne peuvent pas être déterminées avec précision.

En 2024, comme l'année dernière, les États-Unis et le Nigéria étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut – plus de 90 % de tout le pétrole brut importé en Suisse provenait de ces deux pays. Des parts moins importantes ont été importées d'Algérie, de Libye et du Kazakhstan. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d'importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (cf. *Figure 34*). Entre 2012 et 2014, la Libye était le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. À partir de 2015, le Nigéria a occupé cette position et les importations de Libye se sont effondrées, avant de se rétablir en 2017 et de se classer, jusqu'en 2021, toujours plus ou moins en troisième position au niveau de l'ensemble des importations de pétrole brut. Au cours des deux dernières années, l'Algérie a pris la position de la Libye. Depuis 2020, les États-Unis jouent un rôle de plus en plus important dans les importations de pétrole brut. Depuis 2023, ils sont devenus le principal fournisseur de pétrole brut en Suisse. Depuis 2010, le pétrole russe ne joue plus un grand rôle au niveau de l'approvisionnement de la Suisse. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source : Avenenergy Suisse, 2025).

### 5.4.3 Importations de pétrole brut et de produits pétroliers



**Figure 35:** Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la *Figure 35*, les importations pétrolières globales tendent à baisser depuis l'an 2000 (courbe verte). En 2018, elles sont passées juste au-dessous de la barre des 10 millions de tonnes pour la première fois depuis 1970, confirmant ainsi une tendance à long terme. Cette baisse peut s'expliquer par des effets de substitution (le gaz ou les pompes à chaleur remplacent le mazout), par les mesures d'efficacité énergétique, par la consommation croissante de carburants biogènes, par la diminution des degrés-jours de chauffage, par le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe sur le CO<sub>2</sub> grevant les combustibles fossiles). En 2019, les importations ont augmenté par rapport à l'année précédente, car il a fallu compenser le recours aux réserves obligatoires autorisé à l'automne 2018 (en raison des moindres importations à la suite du bas niveau historique des eaux). En 2020 et en 2021, les importations de produits pétroliers ont fortement chuté, principalement en raison de la pandémie de COVID-19 et de la baisse de la demande qui en a résulté. En 2022, les importations de pétrole brut ont augmenté de près d'un tiers par rapport à 2021, tandis que les importations de produits pétroliers ont continué à baisser. En raison des températures très élevées, les importations de mazout, en particulier, ont continué à diminuer. L'évolution observée en 2023 est in-

verse : dans l'ensemble, les importations pétrolières ont augmenté de 7,2 % par rapport à 2022. Les importations de pétrole brut ont en revanche reculé de près de 10 %, tandis que les importations de produits pétroliers ont connu une hausse de 15 %. Début 2023, en raison des grèves prolongées en France, les livraisons à la raffinerie de Cressier ont été limitées. Les réserves obligatoires ont par ailleurs dû être rééquilibrées. En raison du faible niveau de l'eau dans le Rhin, de la liaison ferroviaire perturbée entre l'Allemagne et la Suisse et des grandes incertitudes sur les marchés des huiles minérales en raison de l'agression de la Russie contre l'Ukraine, l'OFAE avait libéré les stocks obligatoires entre l'été et l'automne 2022. En 2023, le secteur de l'aviation a poursuivi son rétablissement : les importations de kérosène ont augmenté de 19 % par rapport à 2022 (2022 : +70 % par rapport à 2021). En 2024, les importations de pétrole brut et de produits pétroliers sont restées stables par rapport à l'année précédente.

Les conditions météorologiques, la conjoncture et l'évolution des prix sont tenues pour être à l'origine des fluctuations à court terme. Globalement, le pétrole et ses produits dérivés demeurent un agent énergétique important (plus de 46 % de la consommation finale d'énergie, cf. *Figure 25*). Mais en l'occurrence ici également, la sécurité de l'approvisionnement est garantie malgré la dépendance de l'étranger, la Suisse étant intégrée dans un marché mondial qui fonctionne bien et qui peut normalement compenser les fluctuations à court terme. Fondamentalement, disposer de ses propres raffineries représente un avantage pour la Suisse, mais une fermeture éventuelle ne menacerait pas l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles, puisqu'il est possible d'importer la totalité des produits pétroliers finis (en 2024, 99 % des produits finis provenaient de l'UE). Des volumes supplémentaires de produits pétroliers devraient toutefois être importés par les modes de transport existants (navigation rhénane, rail, route, oléoduc SAPPRO) (cf. *chapitre 5.4.1*). En cas d'indisponibilité de la seule raffinerie suisse en exploitation située à Cressier avec, simultanément, des problèmes d'approvisionnement via la navigation rhénane ou l'oléoduc SPPRO, l'OFAE s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole. En cas d'urgence, il serait toutefois possible de recourir temporairement aux vastes réserves obligatoires constituées en Suisse pour compenser un éventuel manque de produits pétroliers pendant plusieurs mois (sources : Avenenergy Suisse, 2025 / OFAE, 2023d).

#### **Stockage obligatoire de produits pétroliers**

Les réserves obligatoires de produits pétroliers servent à approvisionner le pays sans interruption avec ces agents énergétiques au cas où l'approvisionnement de la Suisse serait entravé. Les causes possibles d'une perturbation de l'approvisionnement sont nombreuses : de la rupture des importations due à des troubles dans les pays de production aux perturbations des voies de transport ou de la navigation sur le Rhin en raison du niveau bas ou élevé des eaux ou d'une défectuosité des écluses, en passant par l'indisponibilité des raffineries ou des oléoducs et les perturbations des réseaux logistiques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Cependant, l'expérience montre qu'une combinaison d'événements dommageables affectant les infrastructures logistiques ou TIC est nécessaire pour qu'une importante pénurie survienne en Suisse. S'agissant des produits pétroliers, le défi de l'approvisionnement consiste à les importer de manière sûre en quantité suffisante et de les distribuer en Suisse. Le stockage obligatoire de produits pétroliers joue donc un rôle important pour pallier les ruptures d'importations prolongées (en semaines, voire en mois). Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers (y compris les stocks obligatoires visant à suppléer le gaz naturel) dépend de la couverture des besoins visée<sup>37</sup>. Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

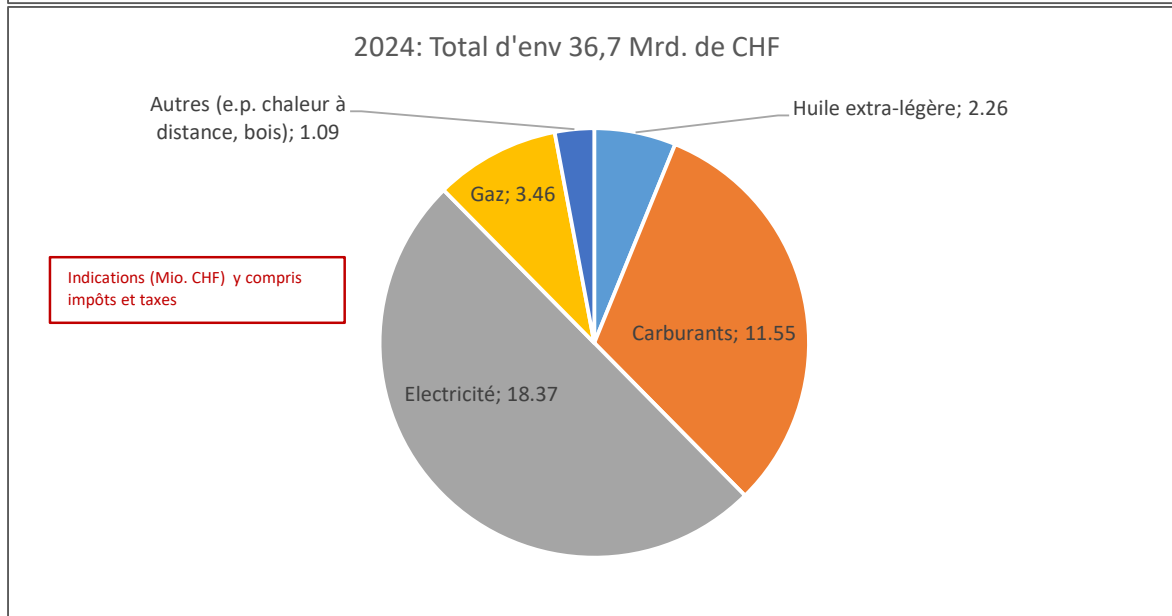
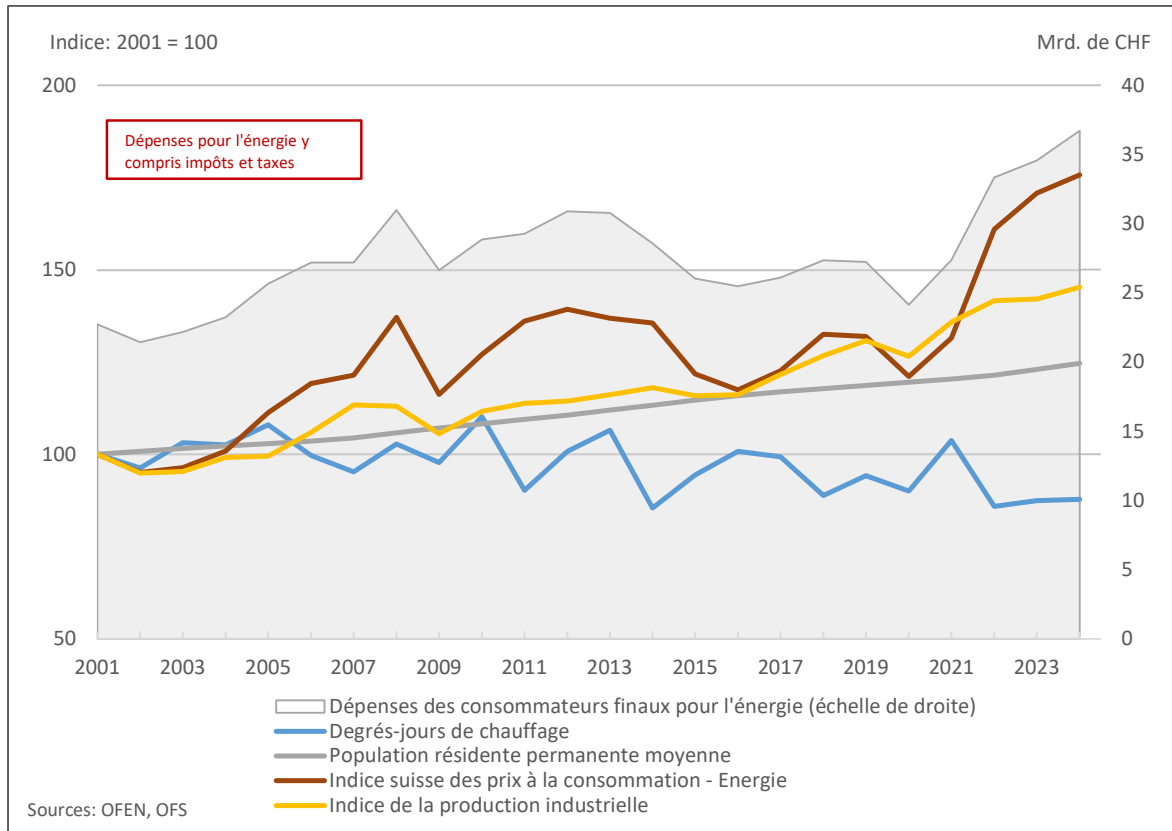
<sup>37</sup> En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pourvoir à des stocks suffisants pour couvrir la consommation intérieure de produits pétroliers pendant au moins 90 jours. Pour la plupart des produits, la Suisse va au-delà de ces exigences, puisque, notamment, elle n'a pas d'accès direct à la mer (essence pour les voitures : 4,5 mois, kérosène : 3 mois, diesel : 4,5 mois, mazout : 4,5 mois, mazout extraléger pour suppléer au gaz naturel dans les installations bicom bustibles : 4,5 mois).

## 6 Champ thématique Dépenses et prix

Outre la sécurité et le respect de l'environnement, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions de l'approvisionnement énergétique durable. L'art. 89 de la Constitution fédérale et l'art. 1 de la loi sur l'énergie visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. La Stratégie énergétique 2050 a pour but de transformer progressivement le système énergétique de la Suisse, sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi, dans ce champ thématique, le monitoring se concentre sur les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie, sur les prix de l'énergie et sur les différentes composantes des prix. En raison de la forte augmentation des prix du négoce de l'énergie en Europe à la suite de l'agression russe contre l'Ukraine, l'année 2022 a laissé des traces importantes tant au niveau des prix pour les clients finaux que des dépenses en énergie. Certaines augmentations de coûts et de prix, dues aux dépenses supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, ont été intégrées dans les prix de détail à partir de 2023 seulement, en raison de la répercussion différée des coûts sur les clientes et clients finaux et pour des raisons liées à la collecte des données. Cela concerne surtout les prix de l'électricité. Les autres agents énergétiques pris en compte dans la comparaison internationale affichent un recul des prix en 2023 et en 2024, en Suisse et à l'étranger. Dans le cas des produits pétroliers, cette baisse est telle que le niveau des prix d'avant 2022 a de nouveau été atteint.

### 6.1 Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie

Les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie comprennent toutes les dépenses réalisées en Suisse par les consommateurs finaux pour les combustibles pétroliers, les carburants, l'électricité, le gaz, le charbon, le bois et la chaleur à distance. Elles se calculent sur la base des quantités d'énergie vendues chaque année en Suisse (y compris le carburant vendu en Suisse à des consommateurs étrangers) et sur les prix de vente correspondants. Elles comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts (par ex. : taxe sur le CO<sub>2</sub>, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée). La consommation d'énergie autoproduite est considérée comme gratuite, même si sa production a impliqué des investissements et génère des coûts d'exploitation. Les prix de l'énergie et la consommation énergétique influencent les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie. La consommation énergétique dépend quant à elle notamment des conditions météorologiques, de la situation économique générale et spécialement de la production industrielle, de la croissance démographique ainsi que des parcs de logements et de véhicules.



**Figure 36:** Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations (électricité provisoire pour 2024)) et des importants facteurs d'influence (indexés) ; répartition par agents énergétiques

La *Figure 36* présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 36,7 milliards de francs en 2024. En 2020, les dépenses avaient atteint leur niveau le plus bas depuis 2004 (24,1 milliards de francs). Depuis, elles ont fortement augmenté : en 2021 de 13 % (pour un total d'environ de 27,3 milliards de francs), en 2022 de 22 % (pour un total de 33,4 milliards de francs), en 2023 de 4 % (à 34,6 milliards de francs) et en 2024 de 6 %. L'augmentation des dépenses a été entraînée par la hausse des prix de l'énergie. L'indice partiel de l'indice suisse des prix à la consommation qui représente l'énergie a ainsi progressé d'environ 34 % depuis 2021. La hausse a été

particulièrement prononcée entre 2021 et 2024 concernant les dépenses pour l'électricité (75 %) et pour le gaz (26 %).

En 2024, les combustibles et les carburants fossiles (combustibles pétroliers, carburants, gaz, charbon)<sup>38</sup> représentaient encore à peine la moitié des dépenses totales pour l'énergie, soit 17,3 milliards de francs – une part qui n'a plus été aussi basse depuis 1980. Environ 18,4 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité, les autres dépenses étant consacrées au bois et à la chaleur à distance (1,1 milliard de francs)<sup>39</sup>. Entre 2001 et 2020, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,3 % par an en moyenne. De 2021 à 2024, période au cours de laquelle l'année de crise 2022 se distingue par des augmentations particulièrement élevées, les dépenses pour l'énergie ont fortement augmenté. En conséquence, elles ont été, en 2024, supérieures de 52 % (ou 12,6 milliards) aux dépenses de l'année 2020. Le taux de croissance annuel des dépenses énergétiques entre 2001 et 2024 atteint ainsi 2 %. La croissance de la production industrielle (1,6 % par an) et de la population (0,9 % par an) a contribué à cette évolution. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière semblable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables (par ex. le parc de véhicules et le parc de logements). En d'autres termes, l'élasticité-prix à court terme de la demande est faible dans ce domaine. En raison de la pandémie de COVID-19, la consommation d'énergie a diminué en 2020, notamment celle de carburant. Compte tenu des prix bas, cela a entraîné des dépenses exceptionnellement faibles pour l'énergie. En 2021, les quantités consommées et les dépenses ont de nouveau augmenté et les années 2022 à 2024 ont été marquées par des prix en hausse et par les dépenses plus élevées en résultant. Les quantités consommées de gaz et d'électricité ont reculé en 2022 et en 2023, surtout en raison des températures douces (faible nombre de degrés-jours de chauffage), puis ont de nouveau légèrement augmenté en 2024 pour ces deux agents énergétiques bien que le nombre de degrés-jours de chauffage reste faible, ou très légèrement plus élevé qu'en 2023. La consommation de carburant augmente continuellement depuis l'effondrement de 2020, mais n'a pas encore atteint le niveau de 2019. L'amélioration de l'efficacité énergétique peut modérer la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (cf. *Figure 13 : intensité énergétique et électrique*) (sources : OFEN, 2025a / OFS, 2025a).

## 6.2 Prix de l'énergie

Le monitoring des prix de l'énergie pour le consommateur final fournit des indications sur la rentabilité de l'approvisionnement en énergie et sur l'attractivité de la place économique suisse. Outre de nombreux autres facteurs, le positionnement concurrentiel des entreprises suisses dépend des prix de l'énergie en Suisse comparativement à l'étranger. Toutefois, les comparaisons de prix internationales sont entachées de certaines difficultés, parce qu'elles ne reposent pas sur des statistiques uniformes et qu'elles ne sont pas totalement robustes. De plus, l'évaluation de l'évolution des prix peut différer selon la perspective. Une augmentation des prix peut par ex. apparaître tout à fait avantageuse d'un point de vue macroéconomique si elle est liée à une internalisation de coûts autrement supportés par la communauté. Une telle augmentation de prix peut aussi rester sans effet notable sur l'attractivité de la place lorsqu'elle s'explique par des développements du marché global de l'énergie observables dans tous les pays. Mais pour les consommateurs finaux d'énergie, des prix plus élevés signifient des dépenses énergétiques supérieures. Les prix de l'énergie se composent de plusieurs éléments influencés par de nombreux facteurs. La décomposition des prix pour le consommateur final en leurs composantes fournit des indications sur les possibles déterminants des prix et sur leur influence. Les impôts et les taxes sont d'importants facteurs d'influence. Ils expliquent pour une part les différences de prix sur les marchés internationaux, en sus des différences spécifiques aux pays concernant les coûts de transport pour les réseaux énergétiques, les

<sup>38</sup> En 2024, 4,8 % de l'essence et du diesel consommés étaient d'origine biogène, c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas de produits pétroliers (Statistique globale suisse de l'énergie 2024, p. 1) ; en 2024, la part du biogaz indigène injecté est passée à 1,7 % des importations de gaz (Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 23).

<sup>39</sup> Les dépenses pour l'énergie englobent non seulement les dépenses consacrées à l'énergie et au transport, mais également tous les impôts et les taxes (par ex. taxe sur le CO<sub>2</sub>, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.).

structures de marché (notamment la taille du marché et son intensité concurrentielle) et les coûts de production des sources d'énergie non négociables ou négociables de manière limitée à l'international. Ci-après, le monitoring s'intéresse à l'évolution, en comparaison internationale, des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux industriels en Suisse, à l'évolution des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux en Suisse et à l'évolution des différentes composantes de ces prix.

### 6.2.1 Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale

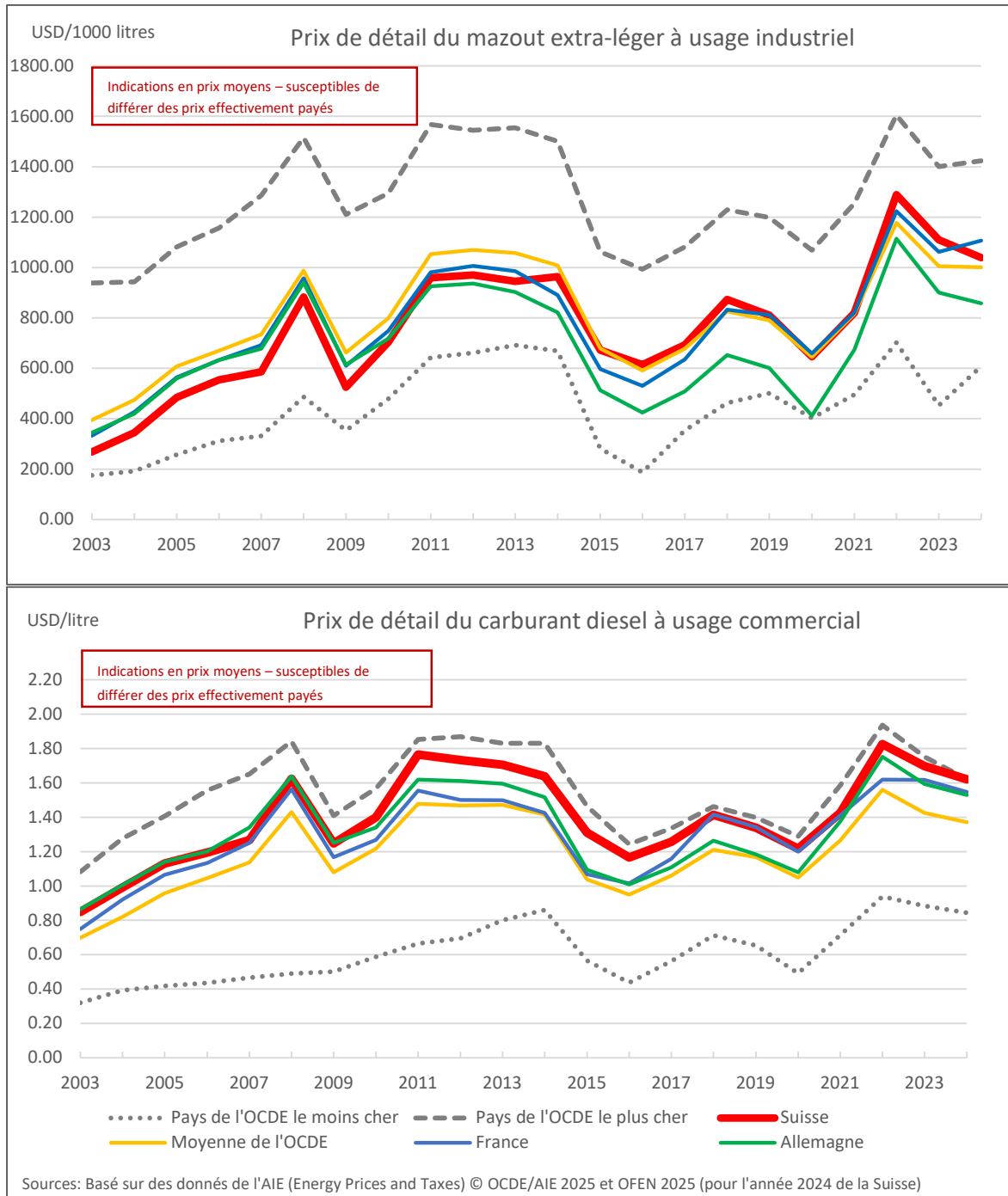
Les prix de détail (sans les impôts préalables déductibles par l'industrie, comme la TVA) du mazout, du diesel, du gaz naturel et de l'électricité pour les clients industriels en Suisse sont présentés ci-après en comparaison internationale. Il s'agit de moyennes annuelles (la moyenne sur douze mois pouvant différer des prix effectivement payés), de prix nominaux convertis en dollars américains sur la base du taux de change actuel. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats<sup>40</sup>. Certains agents énergétiques ne sont pas présentés parce qu'ils ne sont pas suffisamment pertinents pour la place industrielle suisse. On compare les prix facturés au consommateur final industriel en Suisse avec ceux facturés dans une sélection de pays voisins. Pour faciliter la mise en perspective, les valeurs de ces pays sont complétées par la moyenne de l'OCDE et par les valeurs du pays de l'OCDE où les prix sont le plus ou le moins élevés sur l'année. Notons que le prix le plus élevé ou le plus bas n'est pas enregistré nécessairement chaque année dans le même pays<sup>41</sup>. Ces valeurs extrêmes sont des indicateurs de la distribution. L'évolution des prix sur les marchés internationaux des matières premières (en particulier s'agissant des produits pétroliers) et sur les marchés de gros européens (pour l'électricité et le gaz naturel), ainsi que l'évolution des cours de change et les éléments spécifiques aux pays mentionnés ci-dessus constituent d'importants facteurs influençant les prix.

À la suite de l'agression russe contre l'Ukraine, les prix de l'énergie ont connu en 2022 de fortes hausses, tous agents énergétiques confondus. Depuis, les prix des produits pétroliers (mazout et diesel) ont de nouveau légèrement baissé, sans pour autant revenir au niveau de 2021. Les prix du gaz ont augmenté en 2023 avant de baisser quelque peu en 2024. Les prix de l'électricité ont quant à eux de nouveau augmenté en 2023 et 2024. De manière générale, les prix suisses sont élevés en comparaison internationale. L'évolution des prix en France et en Allemagne laisse penser que l'évolution des prix en Suisse dépend fortement de ceux des marchés de gros européens et des régulations mises en place en Europe. Sur les marchés de gros européens, les prix du gaz naturel ont en particulier fortement augmenté ces dernières années, davantage que les prix du gaz en moyenne globale de l'OCDE. En Europe, les prix de l'électricité sont à leur tour largement influencés par les prix du gaz étant donné que les centrales à gaz sont encore utilisées dans de nombreux pays pour couvrir la demande d'électricité et, plus particulièrement, lors des pics de la demande.

---

<sup>40</sup> Une part des coûts des produits énergétiques considérés (surtout les coûts d'achat d'énergie à l'étranger) est libellée en devises étrangères, de sorte que les fluctuations de change du franc suisse n'ont pas ou peu d'effets, puisque les règlements sont en dollars américains. Mais une autre part des coûts (par ex. coûts de réseau, coûts d'exploitation ou coûts de distribution) est largement générée en francs suisses, si bien que les fluctuations de change influencent le résultat des règlements internationaux.

<sup>41</sup> Au fil des ans, le nombre de pays pris en considération a augmenté, plusieurs pays ayant rejoint l'AIE.



**Figure 37:** Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel)

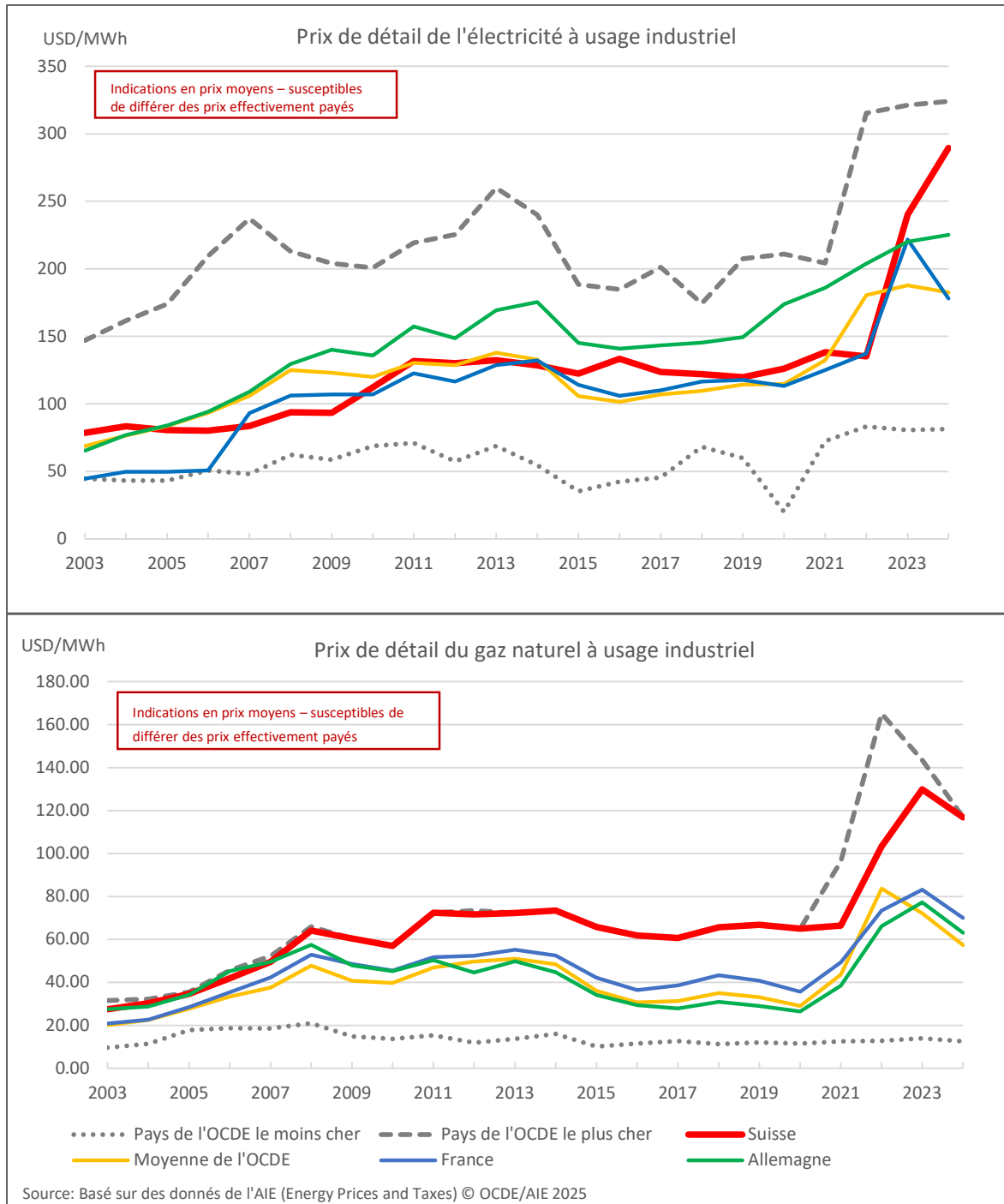
Le pétrole brut et les agents énergétiques issus de son raffinage, le mazout et le diesel, sont négociés au niveau mondial, ce qui explique en partie la similitude du développement de leurs prix dans la plupart des pays représentés (cf. Figure 37). En 2024 également, le prix du **mazout** suisse est resté supérieur à la moyenne de l'OCDE. En 2023 et en 2024, les prix mondiaux ont baissé par rapport au pic<sup>42</sup> atteint en 2022. En Suisse, les baisses de prix ont été similaires à celles observées en Allemagne. En France, ils étaient en 2024 légèrement supérieurs à ceux observés en Suisse. Si l'on observe l'évolution au cours des ans, on constate que les prix ont toutefois augmenté un peu plus fortement en Suisse par rapport aux

<sup>42</sup> On notera que les prix indiqués n'ont pas été corrigés de l'effet du renchérissement.

autres pays. Une explication, au moins partielle, pourrait résider dans le relèvement progressif de la taxe sur le CO<sub>2</sub>, de 12 francs par tonne de CO<sub>2</sub> lors de son introduction en 2008 à 120<sup>43</sup> francs par tonne de CO<sub>2</sub>. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Malgré cela, en 2024, les prix du mazout n'étaient que légèrement plus élevés en Suisse qu'en moyenne des pays de l'OCDE. Le prix du **diesel** en Suisse était, en 2024 aussi, légèrement supérieur à celui pratiqué en France et en Allemagne. Il est désormais le plus élevé en comparaison des pays de l'OCDE alors que les années précédentes, c'est en Finlande que le diesel était le plus cher. Les prix de ce produit pétrolier ont également baissé l'année dernière dans tous les pays sous revue ainsi qu'en moyenne des pays de l'OCDE. En France, les allègements fiscaux instaurés en 2022 pour le diesel sont arrivés à échéance l'an dernier. Depuis, les prix se situent approximativement au niveau de ceux de l'Allemagne (cf. courbe bleue de la *Figure 37*). Le monitoring ne livre aucune information sur le prix de l'essence en comparaison internationale, car l'essence ne joue qu'un rôle secondaire dans l'industrie (source : OCDE/AIE, 2025a).

---

<sup>43</sup> Ce montant est en vigueur depuis 2022.



**Figure 38:** Prix de détail moyens nominaux de l'électricité<sup>44</sup> et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change actuel)

Le **prix de l'électricité** pour la clientèle de l'industrie dépend de nombreux facteurs d'influence, notamment des technologies employées dans la production, de la quantité d'électricité demandée et de sa flexibilité temporelle ou de la structure du marché. Ces facteurs sont tous influencés par la politique énergétique et se reflètent dans les prix des marchés de gros européens. Les évolutions observées en Europe influencent, de manière déterminante, aussi les prix sur le marché de gros en Suisse. En plus du prix pour l'énergie, les clients finaux paient également pour l'utilisation du réseau ainsi que des taxes. Jusqu'en 2020, les prix de l'électricité en Suisse sont restés en grande partie stables en comparaison

<sup>44</sup> Pour la Suisse, les prix de détail de la catégorie de consommation 10-20 GWh sont représentés dans le graphique.

avec la moyenne des pays de l'OCDE (cf. Figure 38). En 2021 et surtout en 2022, les prix en moyenne de l'OCDE ont plus fortement augmenté qu'en Suisse, par ex. en Allemagne. En Suisse, les fortes augmentations de prix sur les marchés européens ne sont reflétées que dans les prix de l'année 2023<sup>45</sup> pour des raisons liées à la collecte des données. En 2024, les prix ont encore augmenté en Suisse alors qu'ils ont baissé dans certains pays comparables (France, OCDE). Les prix suisses étaient ainsi nettement supérieurs aux prix de l'Allemagne et de la France et aussi aux prix de la moyenne de l'OCDE. Les causes de cette évolution peuvent être variées : en 2023, la majeure partie de l'augmentation des prix était le fait de la hausse des prix du marché pour l'électricité sur les marchés de gros européens en 2022 et en 2023. En conséquence, les tarifs ont également augmenté en 2024 pour les clients de l'industrie dans l'approvisionnement de base. En Suisse, une grande partie des clients de l'industrie n'est toutefois pas dans l'approvisionnement de base, mais achète l'électricité sur le marché libre, comme leurs concurrents européens. En raison de l'approvisionnement échelonné sur plusieurs années de la plupart des entreprises, le niveau de prix plus élevé du marché de gros se répercute également de manière différée dans le temps sur les prix de détail payés et affichés par ces entreprises. Pour cette raison, le prix effectivement payé pour l'électricité peut en outre fortement s'écarter du prix moyen indiqué dans le présent rapport et, suivant la stratégie d'achat, dépend plus ou moins fortement des variations actuelles des prix. Les prix de gros, qui ont baissé ces derniers temps, se manifesteront donc au cours des prochaines années de référence. Les chiffres ne tiennent pas compte du fait que les entreprises à forte consommation d'électricité peuvent se faire rembourser, en partie ou en totalité, le supplément de 2,3 ct/kWh perçu sur le réseau afin de promouvoir l'électricité issue des énergies renouvelables<sup>46</sup>. Le supplément de 1,2 ct/kWh, prélevé pour la première fois en 2024 pour le financement de la réserve d'électricité (force hydraulique, centrales de réserve), devrait aussi avoir contribué à l'augmentation des tarifs de l'électricité facturés à l'industrie, au même titre que les tarifs d'utilisation du réseau qui ont augmenté en 2024. Les différences de niveau entre les pays doivent toutefois être interprétées avec prudence, notamment parce que les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées de certaines taxes comprises dans le prix.

S'agissant du **gaz naturel**, les prix en Suisse sont nettement supérieurs à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE. La Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, 2011 et de 2013 à 2020. En 2021, la Suède a remplacé la Suisse en tant que pays le plus cher de l'OCDE, entre autres probablement à la suite de l'augmentation continue de la taxe sur le CO<sub>2</sub> dans ce pays au fil des ans (120 euros/tonne en 2024<sup>47</sup>). En 2024, la Suisse était de nouveau le pays le plus cher de l'OCDE. Lors de l'établissement du présent rapport, le tarif facturé à l'industrie pour le gaz naturel en Suède n'était toutefois pas encore disponible dans la base de données de l'AIE. En Suisse, en France et en Allemagne, on constate de nettes hausses de prix en 2022 et en 2023, tandis que les prix ont légèrement baissé en 2024. Les prix plus élevés étaient provoqués principalement par la forte augmentation des prix sur le marché de gros européen en raison de l'agression russe contre l'Ukraine. Le fait que l'Europe doive importer davantage de gaz naturel liquéfié (GNL) crée une situation de concurrence entre l'Europe et l'Asie pour ces livraisons. Les prix du gaz européens s'alignent donc davantage sur les prix du gaz en Asie, qui étaient ces dernières années généralement plus élevés que les prix européens. L'écart entre la Suisse et d'autres pays de l'OCDE est considérable, en particulier par rapport au Canada, le pays de l'OCDE où les prix étaient les moins élevés en 2024. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières : en Amérique du Nord, les prix de gros sur le marché du gaz sont nettement plus bas qu'en Asie ou en Europe, en raison de la forte production de gaz sur le continent nord-américain. Pour pouvoir transporter le gaz naturel, par exemple depuis l'Amérique du Nord, l'Afrique australe ou la

<sup>45</sup> Puisque depuis 2023, l'Office fédéral de la statistique relève l'indice des prix à la production et à l'importation tous les trois mois et non plus chaque année, les augmentations de prix des années 2022 et 2023 se reflètent de manière cumulée dans les chiffres de l'année 2023. Il n'apparaît donc pas que l'augmentation effective des prix de l'électricité pour les clients finaux s'est répartie sur ces deux années.

<sup>46</sup> Conformément à l'art. 39 LEnE, les consommateurs finaux dont les frais d'électricité représentent au moins 5 % mais moins de 10 % de la valeur ajoutée brute obtiennent un remboursement partiel du supplément perçu sur le réseau qu'ils ont acquitté ; si les frais d'électricité représentent au moins 10 % de la valeur ajoutée brute, ils obtiennent le remboursement intégral du supplément qu'ils ont acquitté. En 2022 (dernière année pour laquelle des chiffres sont disponibles), 254 consommateurs finaux ont reçu des remboursements. Pour 149 consommateurs finaux, il s'agissait d'un remboursement complet.

<sup>47</sup> [Taxation du Carbone en Suède](#)

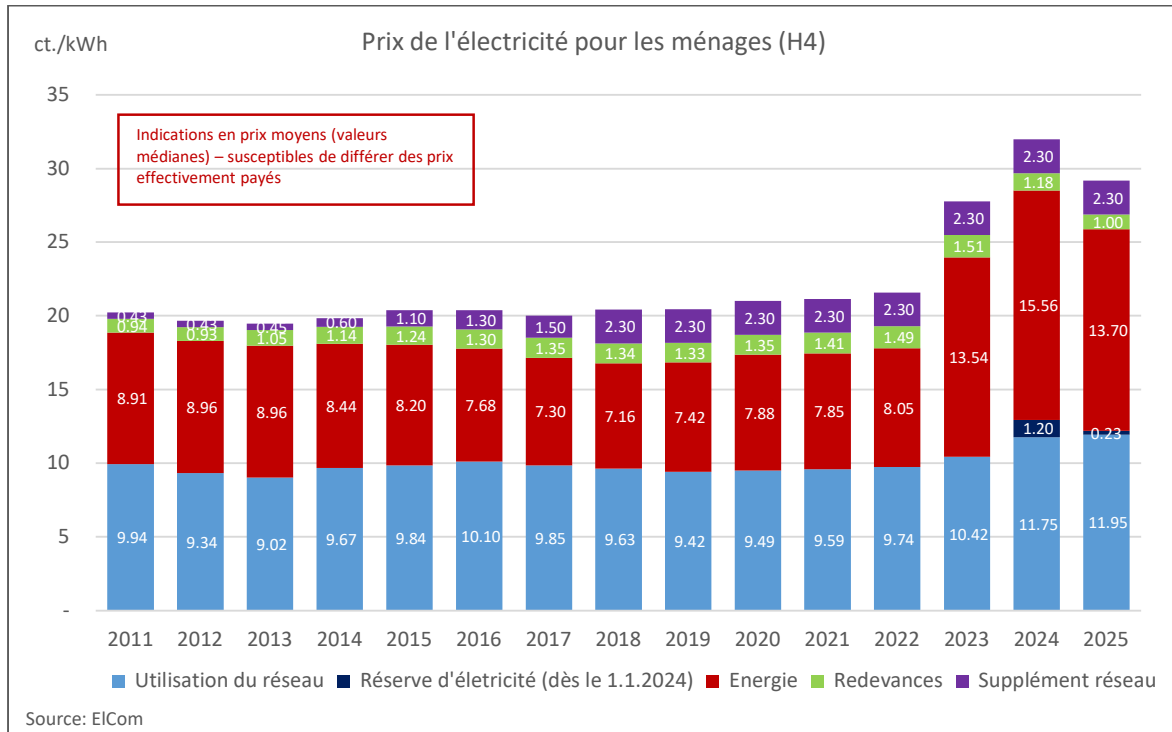
péninsule arabe vers l'Europe, il doit être liquéfié et acheminé par navires GNL. Le processus de liquéfaction du gaz naturel, en particulier, consomme beaucoup d'énergie et coûte donc cher. En Suisse, comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO<sub>2</sub> frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises<sup>48</sup> peuvent se faire exempter de la taxe pour autant qu'elles s'engagent à réduire leurs émissions en contrepartie, ce qui n'apparaît toutefois pas dans les présents chiffres. Certes, ces entreprises paient aussi le prix de détail, mais elles peuvent obtenir sur demande le remboursement de la taxe. Pourtant, la taxe sur le CO<sub>2</sub> n'explique que partiellement le prix relativement élevé et elle ne fournit aucune explication pour les années antérieures à 2008. On peut chercher des explications supplémentaires dans les coûts de réseau élevés (ils sont dus par ex. au nombre assez limité de raccordements par kilomètre) et dans l'intensité concurrentielle. En effet, les marchés gaziers des pays qui ont servi à la comparaison étaient intégralement ouverts pendant la période de comparaison. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelques centaines de clients finaux pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. Le 19 septembre 2025, le Conseil fédéral a mis en consultation un nouveau projet de loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), après que des modifications étendues aient été apportées au premier projet de l'automne 2024 à la suite de sa mise en consultation. La loi prévoit entre autres le libre accès au marché pour tous les consommateurs finaux, règle l'obligation de stocker du gaz pour l'hiver et comble des lacunes institutionnelles en prévoyant un responsable de la zone de marché qui coordonne le réseau de transport et en créant une autorité de régulation. Depuis juin 2020, le marché du gaz dans la région de Lucerne est par ailleurs entièrement ouvert à la suite d'une décision de la Commission de la concurrence (sources : OCDE/AIE, 2025a / Conseil fédéral, 2025I / COMCO, 2020).

---

<sup>48</sup> Jusqu'en 2024, année constituant la base des chiffres, il s'agissait notamment des entreprises de certains secteurs dont la taxe est élevée par rapport à leur création de valeur, ce qui affecterait fortement leur compétitivité internationale ; cf. ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, annexe 7 (activités donnant droit de participer au système d'échange de quotas d'émission [SEQUE]). Ces entreprises obtiennent, sur demande, le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Les grandes entreprises à forte émission de CO<sub>2</sub> participent au SEQUE et sont (elles aussi) exonérées de cette taxe.

## 6.2.2 Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises

L'évolution des tarifs de l'électricité et leurs composantes est présentée ci-après pour les profils de consommation des ménages, des grandes entreprises et des petites entreprises de l'approvisionnement de base. Les données indiquées sont des moyennes, les prix pouvant varier considérablement en Suisse entre les gestionnaires de réseau (en raison des différences de taxes, de coûts de réseau et de tarifs de l'énergie). On peut consulter les tarifs des communes et des gestionnaires de réseau de distribution sur le site internet des prix de l'électricité mis en ligne par l'EICom ([www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)).

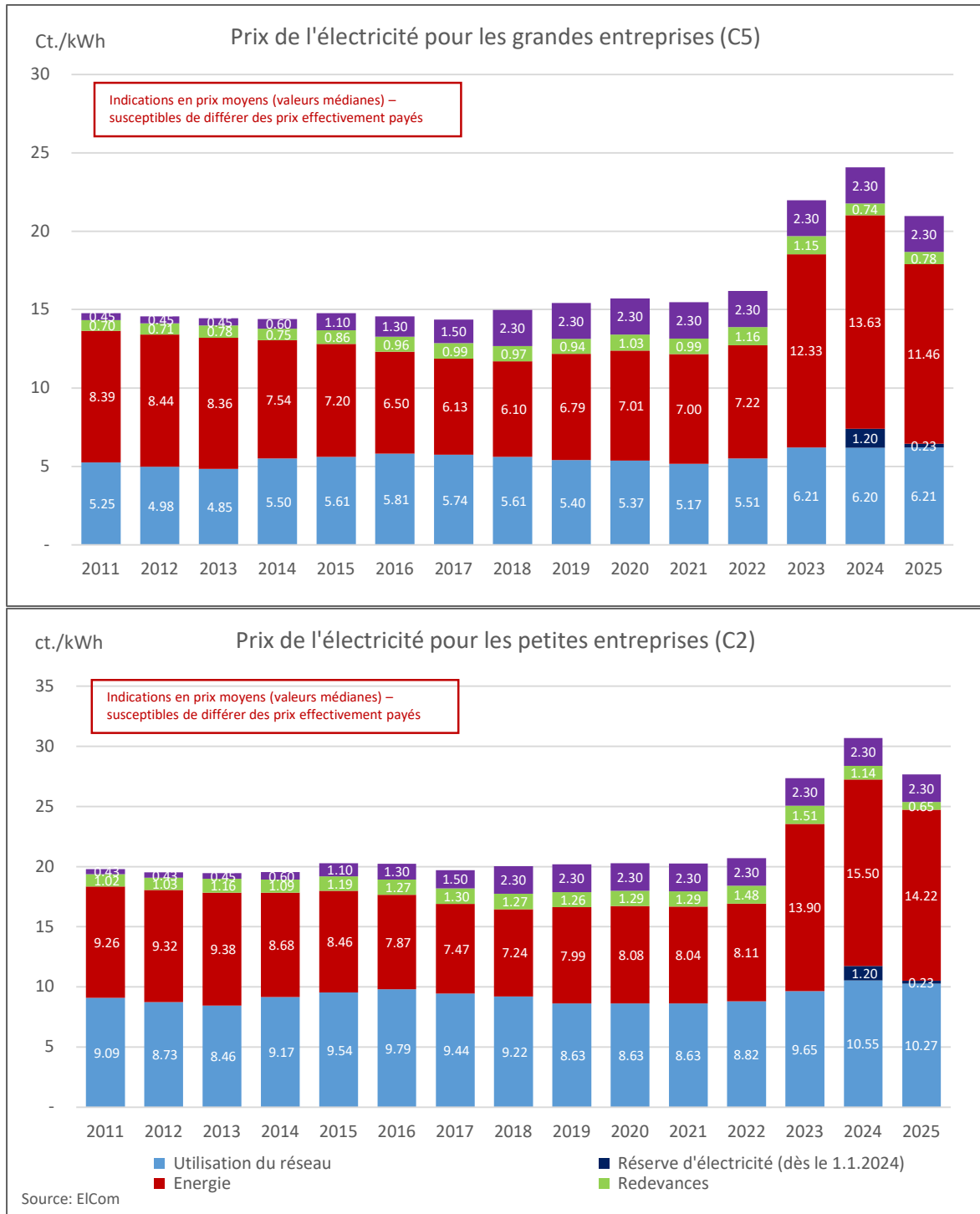


**Figure 39:** Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *Figure 39* illustre l'évolution du prix moyen de l'électricité et de ses composantes pour le profil de consommateur H4 (une consommation finale de la catégorie H4 correspond à un logement de cinq pièces, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation annuelle est de 4500 kWh). En 2025, les tarifs totaux pour les ménages ont baissé par rapport à l'année précédente (-2,81 ct./kWh)<sup>49</sup>. Les tarifs d'utilisation du réseau n'ont que légèrement augmenté de 11,75 à 11,95 ct./kWh. Les coûts de la réserve d'hiver ont diminué de 1,2 à 0,23 ct./kWh. Les prix de l'énergie sont passés de 15,56 à 13,70 ct./kWh en raison de la détente sur le marché. Les redevances aux collectivités publiques sont restées relativement stables par rapport à l'année dernière. Les gestionnaires de réseau fixent les tarifs pour l'année à venir jusqu'à la fin du mois d'août, ces tarifs étant ensuite fixes pendant un an. Si les prix d'achat de l'énergie augmentent en cours d'année, le gestionnaire de réseau peut tenir compte de ces coûts plus élevés seulement dans les tarifs de l'année suivante<sup>50</sup>. Le supplément réseau, qui finance notamment l'encouragement de la production électrique renouvelable, est resté inchangé en 2025 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Au total, le prix de l'électricité pour les ménages a baissé au 1<sup>er</sup> janvier 2025 de 31,99 à 29,18 ct./kWh (source : EICom, 2025b).

<sup>49</sup> Selon les calculs effectués par l'EICom en septembre 2025, les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base baissent pour les ménages en 2026, cf. communiqué de presse du 9 septembre 2025 (les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'EICom les tarifs de l'année à venir).

<sup>50</sup> Cf. la vidéo explicative sur le site de l'EICom : [Questions fréquentes](#) (admin.ch)



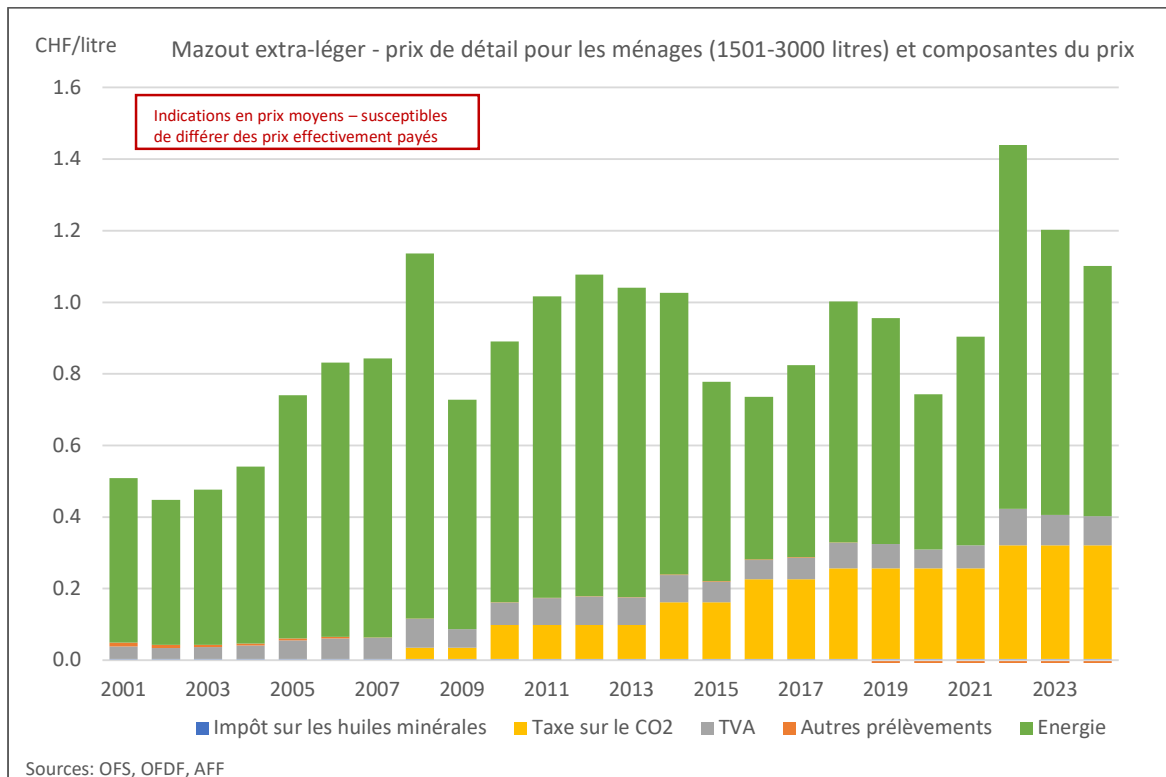
**Figure 40:** Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La Figure 40 présente l'évolution pour les **clients commerciaux et industriels** de l'approvisionnement de base. Les composantes du tarif sont restées stables jusqu'en 2021 pour le profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh) et ont légèrement augmenté en 2022. En 2023, les tarifs ont enregistré une hausse importante en raison de la situation tendue sur le marché, qui s'est poursuivie, mais de manière moins marquée en 2024. Cela vaut également pour le profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh). Au total, ces deux profils affichent en 2023 et en 2024 des tarifs de l'électricité en forte progression. En 2025, les tarifs ont de nouveau baissé pour les deux profils en raison de la détente sur le marché de l'énergie et de coûts plus bas pour la réserve d'électricité. Il convient de noter que les tarifs de l'électricité mentionnés pour les grandes entreprises (C5) ne s'appliquent

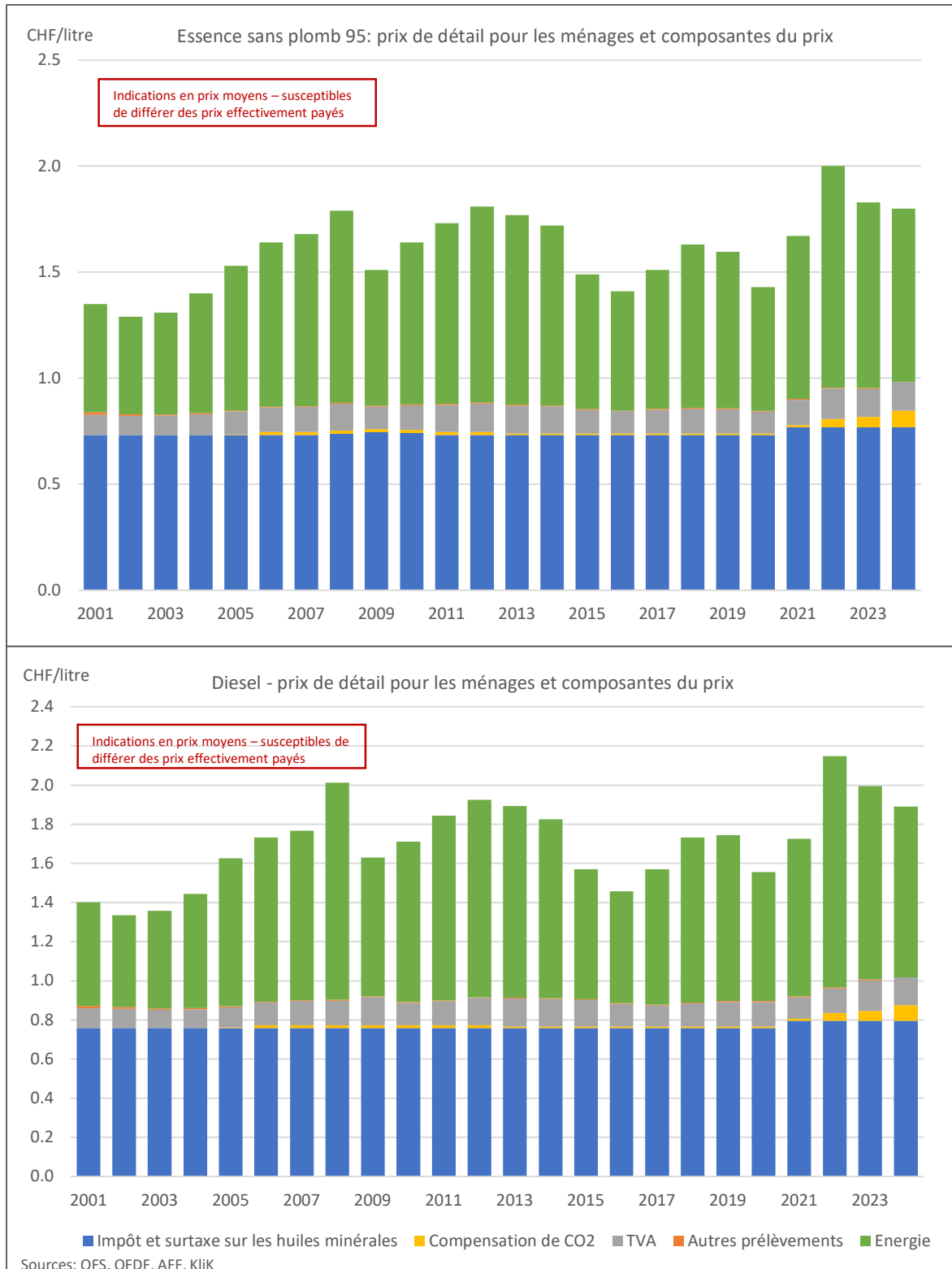
qu'aux clients qui ne font pas usage de leur droit de s'approvisionner en électricité sur le marché libre. Les prix de l'énergie payés par les clients qui achètent leur électricité sur le marché libre ne sont pas collectés par l'Elcom, même si leur part augmente d'année en année. En 2024, environ 66 % des gros consommateurs s'approvisionnaient sur le marché libre et consommaient près de 82 % de l'électricité librement commercialisable. En outre, certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie ont, sous certaines conditions, la possibilité de se faire rembourser totalement ou en partie le supplément sur les coûts du réseau qu'elles ont versé (sources : EICOM, 2025a+b / OFEN, 2024b).

### 6.2.3 Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages

L'indicateur montre l'évolution des prix de détail du mazout, de l'essence (sans plomb 95) et du diesel ainsi que l'évolution des diverses composantes du prix. Les prix de détail se composent de la part correspondant à l'énergie (c'est-à-dire le produit pétrolier), des impôts et taxes (y compris la TVA et la taxe sur le CO<sub>2</sub>) de même que de la compensation des émissions causées par le trafic. Les « Autres prélèvements » regroupent les contributions de stockage obligatoire de Carburant et une contribution à un fonds d'Avenergy Suisse et Provisiogas. Les produits pétroliers sont négociés sur les marchés de gros mondiaux. Les fluctuations de prix en Suisse sont dues pour l'essentiel aux fluctuations des taux de change (tous les produits pétroliers étant importés), aux frais de transport, à la situation concurrentielle sur le marché indigène et aux fluctuations des prix des marchés mondiaux, qui dépendent de nombreux facteurs (notamment le contrôle des quantités en situation cartellaire, la situation géopolitique dans les pays de production, la situation conjoncturelle, les températures, les attentes du marché).



**Figure 41:** Mazout extraléger : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)



**Figure 42:** Essence et diesel : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

Après une année 2022 turbulente en raison de l'agression russe contre l'Ukraine, les marchés de l'énergie se sont progressivement rétablis en 2023 et en 2024, ce qui s'est répercuté sur les prix des produits pétroliers pour les clients finaux en Suisse. Les prix de l'énergie sur les marchés internationaux restent toutefois à un niveau plus élevé que durant les années avant 2022. En conséquence, la composante

« énergie » a conduit à de légères baisses des prix des combustibles et des carburants en 2023. En raison de la part plus élevée de l'énergie dans le prix total, la baisse des prix en 2024 par rapport à 2023 est plus importante pour le mazout (environ 12 %) que pour les carburants (essence -3 % et diesel -9 %). L'évolution à long terme des impôts et taxes<sup>51</sup> sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est nettement plus élevée et très stable pour les **carburants** (cf. Figure 42). Ses légères fluctuations sont principalement dues à la taxe sur la valeur ajoutée qui est intégrée au prix de vente et varie donc au fil du temps avec les fluctuations de prix du produit<sup>52</sup>. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (cf. Figure 41), la taxe sur le CO<sub>2</sub> contribue dorénavant à une part substantielle du prix pour les clients finaux. Destinée à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, elle frappe les combustibles fossiles comme le mazout et le gaz naturel depuis 2008. Elle a été progressivement relevée depuis 2008 parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour les combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Elle est de 120 francs par tonne de CO<sub>2</sub> (soit 31,8 ct./l) depuis 2022, ce qui correspond au maximum légal actuel. Aucune taxe sur le CO<sub>2</sub> n'est perçue sur les carburants, mais les importateurs de carburants fossiles sont tenus de compenser une partie des émissions causées par le trafic<sup>53</sup>. La communauté de compensation que constitue la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO<sub>2</sub> (KliK), à qui reviennent pratiquement toutes les émissions en 2024, exige des importateurs de carburants affiliés une contribution qui se monte à 8 ct par litre de carburant depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024. Sur ces 8 ct, 5 ct doivent servir à couvrir tous les coûts occasionnés à la fondation en lien avec la réalisation de l'obligation de compenser. Selon le rapport d'activité, les 3 ct restants sont prélevés par la fondation KliK pour pouvoir payer les sanctions dans l'éventualité où l'obligation de compenser n'est pas réalisée ou pour éviter qu'un cas donnant lieu à des sanctions ne se produise. En 2026, l'OFEV pourra vérifier, quelle partie de la contribution des membres de KliK est effectivement répercutée sur les clients finaux. Entre 2013 et 2021, les coûts de cette obligation de compenser s'inscrivaient à environ 1 ct./l de carburant vendu. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des réserves suffisantes à couvrir la consommation intérieure pendant une certaine durée. Une redevance est perçue pour financer la constitution de ces réserves. Elle est prélevée en même temps que la contribution à un fonds d'Avenergy Suisse et de Provisiogas. En 2024, elles ont baissé à 0 ct./l pour l'essence et à 0,15 ct./l pour le diesel. Un remboursement de 2,5 ct./l a été autorisé pour le mazout<sup>54</sup> (sources : OFS, 2025c / OFDF, 2025 / AFF, 2025 / KliK, 2025).

<sup>51</sup> Sont réputés impôts et taxes : la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les huiles minérales, la surtaxe sur les huiles minérales, les obligations de constituer des réserves ordonnées par l'État et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> causées par les transports.

<sup>52</sup> Les modifications du taux de TVA comme le relèvement de 0,1 % au 1<sup>er</sup> janvier 2018 expliquent aussi une petite partie des variations.

<sup>53</sup> Conformément à l'art. 28b ss de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (loi sur le CO<sub>2</sub>)

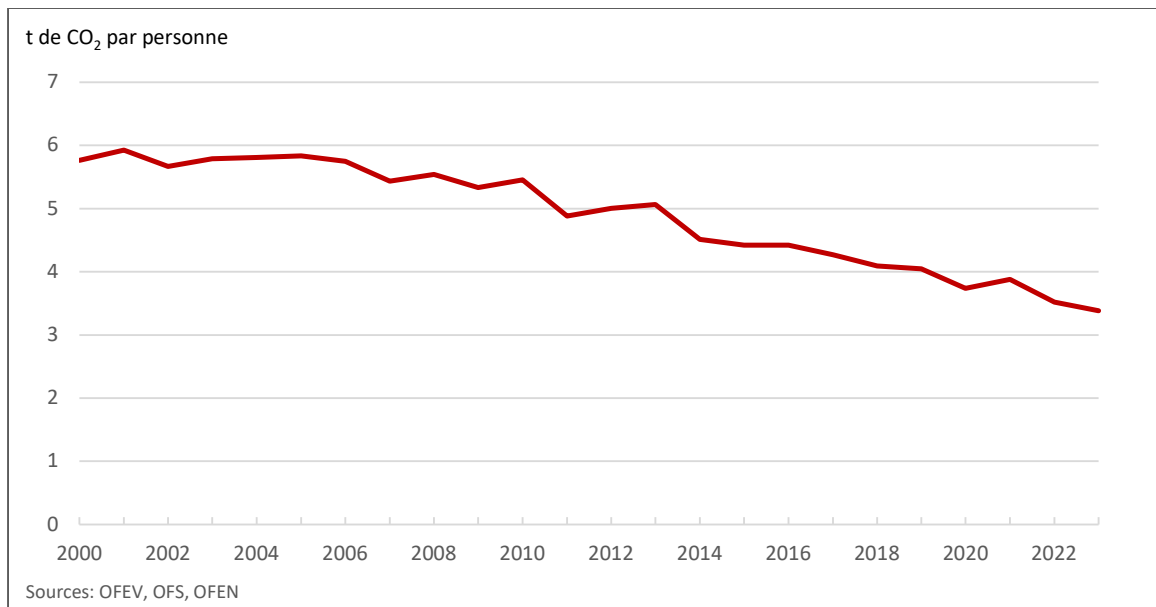
<sup>54</sup> Commencé en 2018, le remboursement des contributions pour les réserves obligatoires de mazout s'est poursuivi en 2024. L'OFAE a approuvé une augmentation des contributions pour la constitution de réserves obligatoires de mazout à 2,5 ct./l de carburant au 1<sup>er</sup> août (cf. rapport annuel 2024 de Carburants).

## 7 Champ thématique Émissions de CO<sub>2</sub>

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisqu'environ trois quarts des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Stratégie énergétique 2050 contribue à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Elle contribue ainsi à la réalisation des objectifs de la politique climatique prévus par la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (loi sur le CO<sub>2</sub>) et la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) (sources : Conseil fédéral, 2019b+2021a+2022f / Feuille fédérale, 2022+2024). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Il émane surtout de la combustion des combustibles et carburants fossiles (mazout, gaz naturel, essence, diesel). Le monitoring annuel observe par conséquent l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne, globalement, par secteurs et en perspective de l'évolution d'autres indicateurs pertinents. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'OFEV, conformément aux directives de la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à l'année 2023 incluse.

### 7.1 Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne et par année

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent comment la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie d'ici 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette visé par la LCI (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Cette valeur cible doit également être respectée pour les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. Dans un monde à zéro émission nette dans lequel toutes les émissions évitables doivent être éliminées jusqu'en 2050, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par personne.



**Figure 43:** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne et par année (en tonnes de CO<sub>2</sub> par personne)<sup>55</sup>

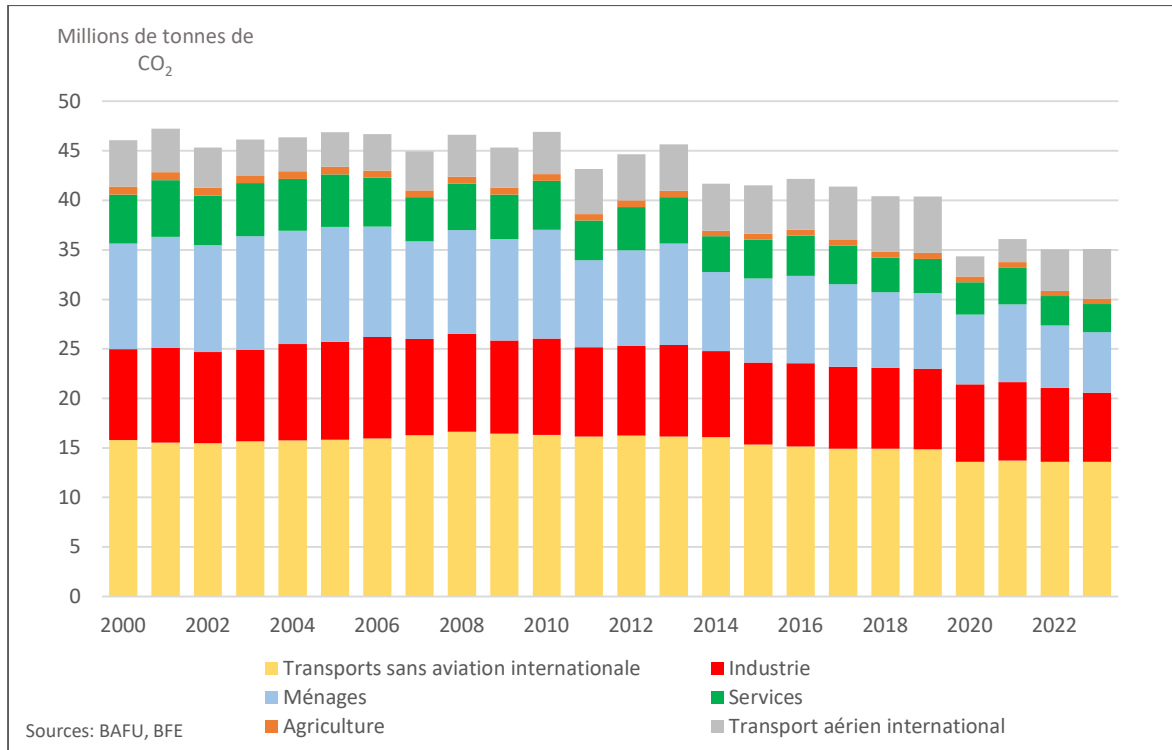
En Suisse, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (cf. Figure 43). Le volume global d'émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an

<sup>55</sup> Délimitation conforme à la loi sur le CO<sub>2</sub> (sans le transport aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

2000 (cf. Figure 44 ci-après), alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période. On assiste donc à un découplage de plus en plus marqué entre la croissance démographique et les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. En 2023, les émissions indigènes liées à l'énergie par habitant se montaient à environ 3,4 tonnes, soit 41 % en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)<sup>56</sup>. En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique à faible taux d'émissions de CO<sub>2</sub> et de la forte part du secteur des services dans la création de valeur. Afin de pouvoir atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, les émissions liées à l'énergie par personne doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici (sources : OFEV, 2025 / OFS, 2025a / OFEN, 2025a).

## 7.2 Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : valeurs globales et par secteur

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie proviennent de l'utilisation de combustibles et de carburants fossiles. La figure suivante présente leur volume total, ainsi que leur répartition par secteur de consommation.



**Figure 44:** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO<sub>2</sub>)

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (cf. Figure 44; y c. *transport aérien international*) atteignaient au total près de 35,1 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2023, soit tout juste 24 % de moins qu'en l'an 2000.

- **Transports** : la plus grande partie de ces émissions (part : 39 % en 2023, sans le transport aérien international) provient des transports, le trafic routier motorisé en produisant une large part<sup>57</sup>. Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports ont baissé de près de 2 millions de tonnes entre l'an 2000 et 2023. Après un fléchissement au début des années 2000, les émissions du transport aérien international n'ont cessé de progresser depuis 2005 et représentaient 5,7 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2019.

<sup>56</sup> À titre de comparaison, les émissions indigènes de tous les gaz à effet de serre par personne étaient d'environ 4,6 tonnes en 2023. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,6 tonnes), cela correspond à une diminution d'environ 39 %. En pourcentage, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par personne ont donc diminué un peu plus que les gaz à effet de serre dans leur ensemble.

<sup>57</sup> Dans différentes publications, l'OFEN présente le pourcentage des émissions de gaz à effet de serre relevant des transports par rapport au total de ces émissions. Cette part correspond actuellement au tiers (33 %) de ce total.

En raison de la pandémie de COVID-19, elles ont toutefois fortement reculé en 2020. Avec 4,2 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2022 et 5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2023 (part : 14 %), elles étaient encore nettement inférieures aux valeurs antérieures<sup>58</sup>.

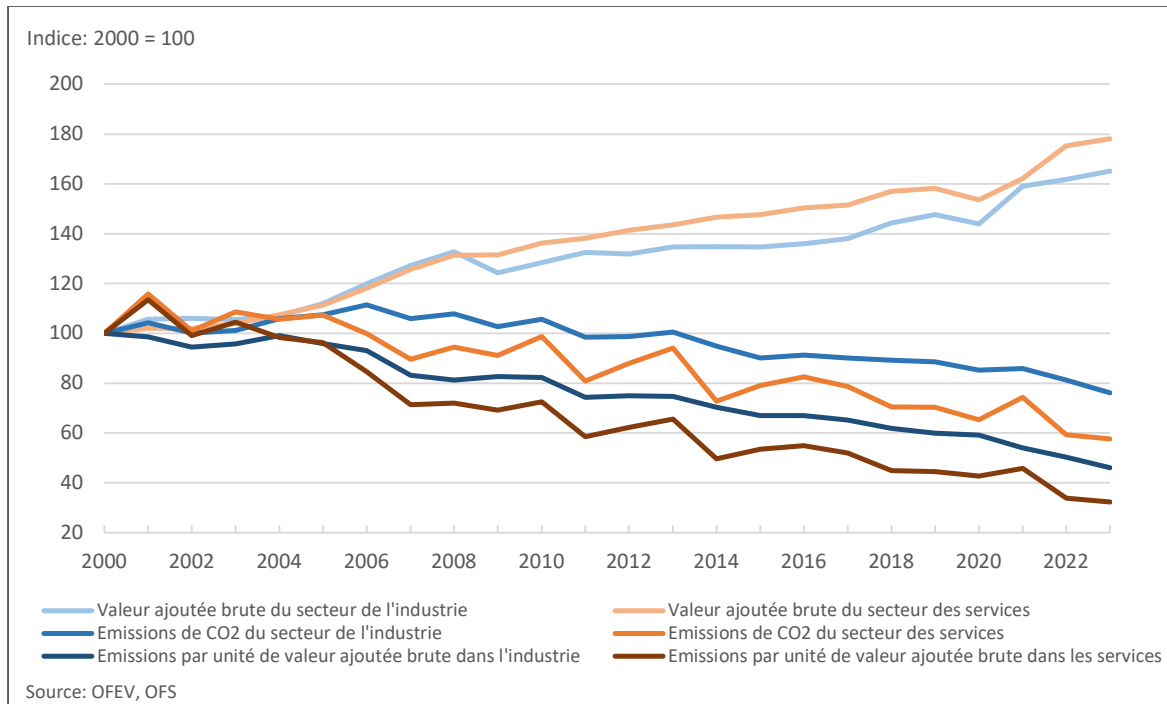
- **Industrie** : les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie de l'industrie (part : 20 % en 2023) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une légère baisse depuis l'an 2000, en raison notamment de la bonne efficacité des mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une dissociation de la production industrielle et des émissions de CO<sub>2</sub>. Les fluctuations au fil du temps sont avant tout liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques.
- **Ménages** : en ce qui concerne les ménages, les émissions (part : 17 % en 2023) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis l'an 2000, les émissions ont diminué, bien que la surface habitable chauffée ait augmenté. Cette évolution témoigne également d'un gain d'efficacité et d'une substitution accrue vers des technologies pauvres en CO<sub>2</sub>. Toutefois, étant donné qu'un grand nombre de systèmes de chauffage fossiles sont encore en service, les émissions annuelles dépendent fortement des conditions météorologiques. Les émissions sont plus élevées les années où les hivers sont froids et plus faibles les années où les températures sont plus clémentes à cette saison.
- **Services** : La même remarque s'applique au secteur des *services*, dans lequel les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (part : 8 % en 2023) sont également en léger recul depuis l'an 2000, mais présentent des fluctuations observables dues aux conditions météorologiques.
- **Agriculture** : dans l'agriculture, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis l'an 2000, leur part dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> étant très faible (part : 2 % en 2023). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans l'agriculture, et non les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie.

Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie ont peu changé depuis l'an 2000. La contribution du secteur des transports (sans le transport aérien international) a progressé (de 34 % à 39 %), tandis que celle des ménages a baissé (de 23 % à 17 %) (sources : OFEV, 2025 / OFEN, 2025a).

---

<sup>58</sup> Le transport aérien international ne figure pas dans le bilan international et n'est donc pas pris en compte lorsque l'on évalue la réalisation des objectifs de la politique climatique. S'il y était inclus, il représenterait environ 12 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. Au sein du secteur des transports, la part des émissions occasionnées par le transport aérien s'inscrirait à 37,6 %.

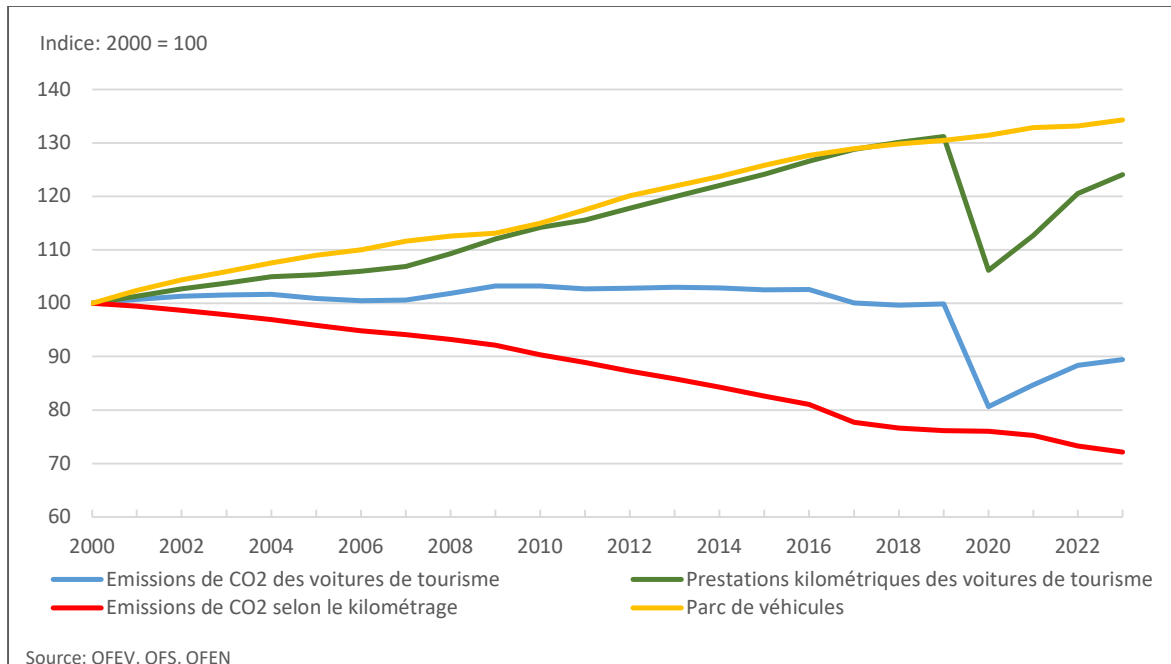
### 7.3 Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : industrie et services



**Figure 45:** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *Figure 45* présente l'évolution indexée des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que sa relation à la valeur ajoutée brute. Elle met en lumière le découplage croissant de la valeur ajoutée et des émissions de CO<sub>2</sub>, tant dans l'industrie que dans les services. Alors que la valeur ajoutée brute a sensiblement augmenté depuis l'an 2000 dans ces deux secteurs, les émissions y ont baissé dans l'un et l'autre, de sorte que la création de valeur actuelle induit nettement moins d'émissions de CO<sub>2</sub> qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée jusqu'en 2022, la taxe sur le CO<sub>2</sub> grevant les combustibles (y c. les engagements de réduction pris par les entreprises exemptées de redevance) devrait notamment avoir apporté une contribution importante à cette évolution. Une évaluation des effets de cette taxe à ce stade a confirmé cette supposition. Comme nous l'avons déjà mentionné, les fluctuations annuelles sont principalement causées par les conditions météorologiques et par la conjoncture (sources : OFEV, 2025 / OFS, 2025b / Ecoplan, 2017 / Eco-plan/EPFL/FHNW, 2015).

## 7.4 Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie : voitures de tourisme



**Figure 46:** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *Figure 46* illustre l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées aux voitures de tourisme face à celle du parc de véhicules et des prestations kilométriques (soit l'ensemble des trajets parcourus par toutes les voitures de tourisme, exprimé en millions de véhicules-kilomètres). Le graphique montre que les émissions de CO<sub>2</sub> dues aux voitures de tourisme sont désormais nettement inférieures à leur niveau de l'an 2000, tandis que le parc de véhicules et les prestations kilométriques ont encore augmenté jusqu'en 2019. L'influence de la pandémie de COVID-19 sur les prestations kilométriques est clairement perceptible pendant les années 2020 et 2021, alors que le parc de véhicules n'a pas cessé de croître durant cette période également.

Les émissions par prestations kilométriques (c'est-à-dire les émissions par kilomètre-véhicule) ont baissé depuis l'an 2000 et l'amélioration de l'efficacité (moins d'émissions de CO<sub>2</sub> par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère. Les prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves<sup>59</sup>, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) devraient contribuer à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2023, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 10,14 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit près de 2,1 millions de tonnes de moins qu'en l'an 2000. L'accroissement du parc de véhicules et des prestations kilométriques a donc compensé dans une certaine mesure les gains d'efficacité obtenus. La part des émissions de CO<sub>2</sub> liées aux voitures de tourisme dans le total des émissions dues aux transports (sans le transport aérien international) est actuellement de plus de 75 % (source : OFEV, 2025).

<sup>59</sup> À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO<sub>2</sub> pour les voitures de tourisme neuves. Depuis 2021, les valeurs de consommation et d'émissions de CO<sub>2</sub> selon la procédure de mesure WLTP (procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers) sont utilisées dans le cadre de l'exécution de ces prescriptions. Les valeurs WLTP sont en moyenne supérieures de plus de 20 % aux données utilisées auparavant et sont donc plus réalistes que les données utilisées jusqu'en 2020 selon la procédure de mesure NCEC (nouveau cycle de conduite européen). À la suite du passage à la procédure de mesure WLTP, les valeurs cibles pour les émissions de CO<sub>2</sub> ont également été adaptées, de 95 à 118 g de CO<sub>2</sub>/km pour les voitures de tourisme et de 147 à 186 g de CO<sub>2</sub>/km pour les véhicules utilitaires légers. En 2024, les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> des véhicules de tourisme neufs étaient de 113,9 g de CO<sub>2</sub>/km, soit légèrement plus élevées que celles de l'année précédente. Pour la deuxième fois après 2023, elles étaient inférieures à la valeur cible définie dans la loi sur le CO<sub>2</sub>. Les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules de livraison et des tracteurs à sellette légers neufs s'établissaient à 192,4 g de CO<sub>2</sub>/km ; elles étaient ainsi supérieures à la valeur cible (OFEN, 2025f). Avec la nouvelle loi sur le CO<sub>2</sub>, qui est entrée en vigueur le 1.1.2025, les valeurs cibles pour les véhicules neufs ont été renforcées par rapport aux années précédentes. Les voitures de tourisme peuvent, en moyenne, émettre au maximum 93,2 g de CO<sub>2</sub>/km, les voitures de livraison et tracteurs à sellette légers au maximum 153,9 CO<sub>2</sub>/km (Feuille fédérale 2024).

## 7.5 Autres effets sur l'environnement

La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est ancrée dans l'art. 89 de la Constitution fédérale et dans l'art. 1 de la loi sur l'énergie, qui visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie. Les émissions de gaz à effet de serre en général et les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en particulier sont des indicateurs essentiels pour évaluer les effets sur l'environnement de l'approvisionnement en énergie et de la Stratégie énergétique 2050. En outre, l'approvisionnement en énergie et les mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050 entraînent d'autres effets sur l'environnement, par ex. sur les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage.

Ces autres aspects environnementaux revêtent de l'importance en particulier parce que la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables donnera la priorité aux énergies renouvelables et de ce fait au développement d'installations correspondantes, tout en tenant compte des dispositions légales en matière d'environnement et de protection des eaux. Or, les domaines environnementaux mentionnés ne sont souvent pas munis d'indicateurs quantitatifs fiables pour permettre le suivi régulier des effets. Lorsque des indicateurs sont disponibles, rares sont les cas où des références directes à la Stratégie énergétique 2050 sont possibles<sup>60</sup>. Pour les domaines cités, il faut dès lors examiner les effets dans des cas précis ou des projets choisis. À cet effet, il est nécessaire de mener des analyses approfondies qui dépassent le cadre du monitoring annuel (cf. la réflexion sur les conséquences environnementales du rapport quinquennal dans le cadre du monitoring)<sup>61</sup>.

---

<sup>60</sup> L'Office fédéral de l'environnement relève et suit divers indicateurs environnementaux. Une [vue d'ensemble](#) est disponible sur son site Internet

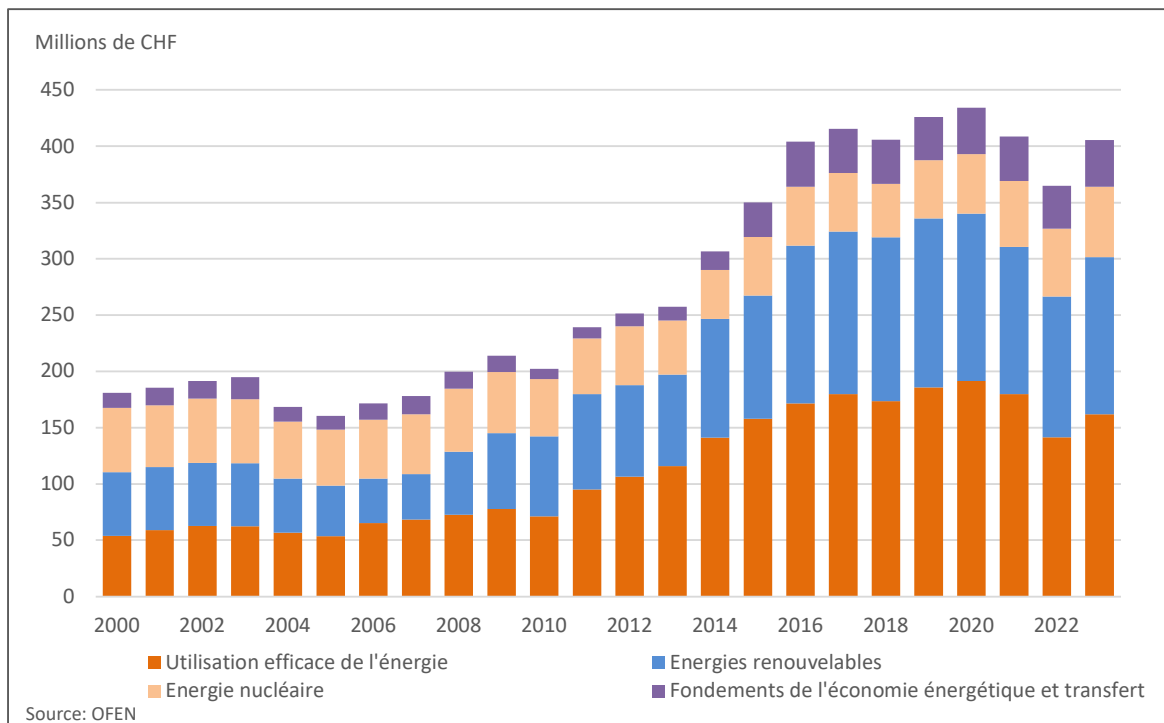
<sup>61</sup> Conseil fédéral 2022c : Stratégie énergétique 2050. Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring, chapitre 7

## 8 Champ thématique Recherche et technologie

Les objectifs à long terme de la Stratégie énergétique 2050 supposent que le développement technologique se poursuive. Pour le promouvoir de façon ciblée, la Suisse alloue des ressources à la recherche énergétique. En règle générale, des indicateurs ne permettent pas de mesurer les progrès accomplis dans les domaines de la recherche et de la technologie. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique, ces dépenses servant d'indicateur des efforts consentis dans ce domaine. Au demeurant, le monitoring mentionne les activités et programmes de recherche courants.

### 8.1 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

L'OFEN relève depuis 1977 les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique. Les relevés reposent sur des projets financés, en tout ou en partie, par les pouvoirs publics (Confédération et cantons), par le Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse) ou par la Commission européenne. La figure ci-après présente l'évolution de l'ensemble des dépenses des pouvoirs publics pour la recherche énergétique depuis 1990, ventilée selon quatre domaines de recherche qui donnent sa structure principale à la statistique de la recherche énergétique suisse. Ces fonds sont alloués notamment au domaine des EPF, aux universités et hautes écoles spécialisées, aux établissements de recherche d'importance nationale, aux établissements de recherche non commerciaux hors du domaine des hautes écoles et à l'économie privée.



**Figure 47:** Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)<sup>62</sup>

Entre 2005 et 2020, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. Figure 47). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation dans le cadre de la Stra-

<sup>62</sup> Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

tégie énergétique 2050 et du plan d'action « Recherche énergétique suisse coordonnée ». Le développement et la mise en place, par Innosuisse, des pôles de compétence suisses en recherche énergétique (SCCER), les programmes de recherche nationaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71)<sup>63</sup> du Fonds national suisse (FNS) de même que le développement ciblé des projets pilotes, de démonstration et des projets phares de l'OFEN ont fortement contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2023 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 406 millions de francs (2022 : 365 millions de francs). Le recul observé en 2022 s'explique par le fait que le programme d'encouragement Énergie (SCCER) est arrivé à son terme en 2020. Le niveau de 2021 a été retrouvé en 2023, pour diverses raisons : les fluctuations de la participation à des programmes-cadres de l'UE, les appels à projets de l'initiative Flagship d'Innosuisse, qui comprenaient aussi des thèmes pertinents pour l'énergie en 2021 et en 2023, ainsi que l'augmentation des versements dans le cadre du programme d'encouragement SWEET (*voir ci-dessous*).

Conformément aux priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie des dépenses sont réparties entre les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (39,9 % en 2023) et *Énergies renouvelables* (34,3 % en 2023). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche *Énergie nucléaire (fission nucléaire et fusion nucléaire)* sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales ayant légèrement baissé par rapport à l'année précédente pour atteindre 15,4 % en 2023 (16,6 % en 2022). La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 10,2 % (source : OFEN, 2024c+2025d).

## 8.2 Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

En mai 2024, l'OFEN et l'OFEV ont lancé le *septième appel d'offres*<sup>64</sup> dans le cadre du **programme d'encouragement de la recherche énergétique SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**, sur le thème « Addressing Hard-To-Abate Emissions to Reach the Net-Zero Target of Switzerland », avec un budget total de 21,5 millions de francs. La réalisation de l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050 que s'est fixé la Suisse nécessite de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre dans tous les secteurs. Or, dans l'industrie, en particulier dans le domaine du ciment et des usines d'incinération des ordures ménagères ainsi que dans le domaine de l'agriculture, il restera des émissions difficiles à éviter. Il est possible de les réduire en recourant au captage et au stockage du CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage CCS) et de les extraire de l'atmosphère avec des technologies d'émission négative (NET). Le partenariat « ACHIEVE » mené par l'Empa étudiera, pendant 6 à 8 ans, des solutions concrètes pour y parvenir .

Le *sixième appel d'offres*, doté d'un budget total de 8 millions de francs, portait sur les infrastructures critiques telles que les centrales électriques, les ouvrages d'accumulation ou le réseau électrique. Les travaux de recherche devront analyser l'influence de la transformation de l'approvisionnement énergétique sur les infrastructures critiques ainsi que la vulnérabilité du système énergétique face aux dangers techniques, naturels et sociétaux. Les risques liés au changement climatique présentent, dans ce cadre, un intérêt particulier. L'appel d'offres a été conçu en collaboration avec le National Center for Climate Services (NCCS) et a été remporté en août 2024 par le partenariat RECIPE (Resilient Infrastructure for the Swiss Energy Transition) mené par l'EPFZ.

Le *quatrième et le cinquième appel d'offres* de mars et septembre 2022 étaient intitulés « Co-Evolution of the Swiss Energy System and Swiss Society and its Representation in Coordinated Simulations » (budget global : 10 millions de francs) et « Sustainable Fuels and Platform Chemicals » (budget global : 15 millions de francs). Le partenariat « CoSi » (Co-Evolution and Coordinated Simulation of the Swiss Energy System and Swiss Society), dirigé par l'Université de Bâle, a remporté l'appel d'offres pour les travaux de

<sup>63</sup> [Programme | Programme national de recherche Énergie](#)

<sup>64</sup> La liste de tous les appels d'offres est disponible sur le site de l'OFEN : [Aperçu des appels d'offres \(admin.ch\)](#).

recherche sur la co-évolution, le partenariat reFuel.ch, dirigé par le Laboratoire fédéral d'essai des matériaux et de recherche (Empa), celui sur le thème des carburants durables.

Le programme SWEET lance régulièrement des appels d'offres pour des projets de partenariat, les derniers projets prenant fin en 2032. Ce programme vise à soutenir exclusivement des projets de partenariat qui traitent des thèmes de recherche centraux en lien avec la Stratégie énergétique 2050. Dirigé par l'OFEN, il est axé sur la recherche orientée vers les solutions et la démonstration des résultats obtenus. Depuis le lancement du programme en 2021, l'OFEN soutient neuf partenariats dans le cadre de SWEET avec un montant d'environ 84 millions de francs (y compris le partenariat du sixième appel d'offres). Ces partenariats réunissent des représentants de 40 institutions du domaine des EPF, des universités, des hautes écoles spécialisées, des instituts de recherche, des associations, du secteur privé et des villes, qui eux-mêmes collaborent avec 261 partenaires chargés de la mise en œuvre issus de 215 institutions relevant principalement du secteur privé.

Lors de la session de printemps 2025, le Parlement a approuvé un crédit de 35,6 millions de francs jusqu'en 2028 pour le programme SWEETER (SWiss research for the EnErgy Transition and Emissions Reduction) qui complète les travaux du programme SWEET. Après 2028, SWEETER devra être intégré, dans des proportions similaires, aux messages relatifs à l'encouragement de la formation, de la recherche et de l'innovation (messages FRI). Le programme doit apporter des réponses rapides et ciblées aux questions à la fois nouvelles et urgentes qui se posent en lien avec la sécurité d'approvisionnement et la transformation du système énergétique en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 (sources : OFEN, 2024b+2025f / Conseil fédéral, 2020+2024a).

En 2021, l'**Initiative Flagship** d'Innosuisse a marqué le lancement d'un autre programme d'encouragement destiné aux grands partenariats. Elle porte sur des domaines qui concernent de larges pans de l'économie et/ou de la société. En 2021, le premier appel d'offres consacré à la « décarbonisation » se référait clairement à la recherche énergétique. Dans le cadre de cet appel d'offres, Innosuisse a approuvé 15 projets auxquels participent 85 partenaires de recherche suisses et 221 partenaires de la mise en œuvre tels que des entreprises et des organisations à but non lucratif<sup>65</sup>. Dans le cadre de son deuxième appel d'offres, intitulé « Solutions disruptives pour la transition mondiale vers la neutralité carbone », Innosuisse a approuvé en automne 2023 huit projets d'une durée de 3 à 5 ans, pour un budget global de 35,4 millions de francs (source : Innosuisse, 2025).

**L'OFEN encourage la recherche énergétique orientée vers les applications.** Cette recherche s'inscrit dans le « plan directeur de la recherche énergétique » de la Confédération, qui est remanié tous les quatre ans par la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et couvre tant la recherche scientifique que les projets pilotes et de démonstration. Concernant la recherche énergétique, le concept mis à jour pour la période allant de 2025 à 2028<sup>66</sup> place toujours l'accent sur une perspective globale du système énergétique. La recherche doit prendre en compte à la fois des aspects technologiques et des aspects relevant des sciences sociales. Les priorités de la recherche sont les cinq domaines économie, société et mesures politiques, systèmes énergétiques, habitat et travail, mobilité et processus industriels. En 2024, environ 47 millions de francs ont été alloués au total à l'encouragement des projets de recherche et de développement (toutes technologies et tous thèmes confondus, y c. les coûts de transfert et de coordination) ainsi que des projets pilotes et de démonstration. La brochure « Recherche énergétique et innovation », actualisée chaque année, fournit une vue d'ensemble des résultats particulièrement intéressants des programmes de recherche de l'OFEN (source : OFEN, 2025d)<sup>67</sup>.

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires : 62,5 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2023, notamment

---

<sup>65</sup> La liste des projets Flagship actuels est publiée sur le site Internet d'Innosuisse : [Projets Flagship en cours \(innosuisse.ch\)](https://www.innosuisse.ch/Projets-Flagship-en-cours)

<sup>66</sup> Le plan directeur de la recherche énergétique de la Confédération actuel est disponible sur le site de l'OFEN : [Commission fédérale pour la recherche énergétique CORE](#)

<sup>67</sup> Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous : [Recherche et cleantech \(admin.ch\)](#) et [ARAMIS – La base de données de recherche de l'Administration Fédérale – Accueil](#)

pour garantir que la Suisse dispose à l'avenir également des bases techniques et scientifiques nécessaires pour exploiter les installations nucléaires existantes et pour suivre et évaluer de manière fiable les développements technologiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSP), le PSI et l'EPFL couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire<sup>68</sup>. L'OFEN mène un monitoring du développement de la technologie nucléaire dans le cadre des rapports du Conseil fédéral à l'intention de l'Assemblée fédérale. L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire, LENu, constitue la base juridique. L'OFEN a ainsi chargé le PSI, l'EPFZ et l'EPFL d'étudier de manière approfondie divers aspects de l'énergie nucléaire et de la fusion dans le cadre de l'étude « Monitoring de la technologie de l'énergie nucléaire et de la fusion <sup>69</sup> ». Les auteurs de l'étude partent du principe que la construction de nouvelles centrales nucléaires ne peut pas se faire sans le soutien de l'État. Parallèlement, l'OFEN a publié une note (en allemand) sur l'exploitation à long terme des centrales nucléaires suisses<sup>70</sup>. Il ressort de cette note que les exploitants des centrales nucléaires suisses planifient actuellement une exploitation à long terme de 60 ans tout au plus. Selon l'appréciation de l'OFEN, cette planification semble être solide, de sorte que les centrales nucléaires concernées pourront en principe être exploitées pendant 60 ans. Compte tenu des prix du marché actuels et prévisibles, les investissements nécessaires à cet effet devraient également pouvoir être amortis sur la période d'exploitation restante.

**Sur le plan international**, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le biais de l'OFEN à plus de 20 programmes de recherche de l'AIE sur la quarantaine qu'elle compte (programmes de coopération technologique ou TCP pour « Technology Collaboration Programmes »<sup>71</sup>). Au niveau européen, la Suisse participe dans la mesure du possible, à travers le Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), aux programmes-cadres de recherche et d'innovation (PCRI) de l'UE. L'OFEN participe à l'organisation et au développement de la recherche énergétique au niveau européen, notamment par l'intermédiaire du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET, qui ne fait pas partie des PCRI) et de partenariats cofinancés relevant des programmes-cadres européens. S'agissant du paquet Horizon 2021-2027, la Suisse dispose d'une réglementation transitoire depuis le 1<sup>e</sup> janvier 2025 dont l'état actuel peut être consulté sur le site du SEFRI<sup>72</sup>. Les acteurs de la recherche et de l'innovation en Suisse peuvent ainsi de nouveau participer à des projets et en diriger dans le cadre de presque tous les appels d'offres du Conseil européen de la recherche. L'association complète et dans les meilleurs délais possibles de la Suisse au paquet Horizon reste l'objectif déclaré du Conseil fédéral (sources : OFEN, 2025d / SEFRI, 2025).

---

<sup>68</sup> <https://www.ensi.ch/fr/recherche-sur-la-securite/> / <https://www.psi.ch/fr/nes/> / <https://www.epfl.ch/>

<sup>69</sup> [Technology Monitoring of Nuclear Energy](#)

<sup>70</sup> [Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken.pdf \(en allemand\)](#)

<sup>71</sup> [www.energieforschung.ch > Recherche et cleantech > Collaboration internationale](#)

<sup>72</sup> [Paquet Horizon 2021–2027](#)

## 9 Champ thématique Environnement international

L'environnement international est important pour la Suisse, parce qu'elle est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et qu'elle dépend des importations d'énergie – en particulier dans le domaine fossile. Les développements qui surviennent au niveau du cadre juridique en Europe sont cruciaux sur le plan de la régulation. De plus, les efforts internationaux de protection du climat jouent un rôle important. Le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

### 9.1 Évolution des marchés globaux de l'énergie

**Pétrole** : la production mondiale de pétrole a continué d'augmenter en 2024. L'Agence d'information sur l'énergie américaine (EIA) indique qu'elle était en moyenne mondiale de 102,62 millions de barils par jour. Selon les prévisions, l'augmentation devrait se poursuivre en 2025 pour atteindre 104,66 millions de barils par jour. Cette augmentation est en particulier due à une production en hausse dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+<sup>73</sup>, les États-Unis ayant contribué de manière considérable à ce résultat et atteint un nouveau niveau record avec plus de 13,4 millions de barils par jour en 2024. Une nouvelle hausse modérée de la production américaine est attendue en 2025. Les quantités augmentent aussi dans d'autres États qui ne font pas partie de l'OPEP+, parmi lesquels le Brésil et la Norvège. L'OPEP+ a réduit sa production, une mesure prolongée en 2023 et en partie maintenue en 2024. En 2025, une augmentation de la production des pays de l'OPEP+ est toutefois à l'ordre du jour, surtout si les prix du pétrole restent bas. Dans l'ensemble, la croissance plus forte de la production, en particulier dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+, entraîne un excédent d'offre sur le marché pétrolier en 2025, la croissance de la demande mondiale étant plus faible qu'au cours des années de reprise qui ont suivi la pandémie de COVID-19. En 2024, la demande mondiale avait atteint un niveau record. Cette année-là, différents facteurs l'ont influencée. La croissance économique mondiale est restée modérée, ce qui a aussi tempéré le prix du pétrole, au même titre que l'augmentation de l'offre en raison des quantités produites dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+. La demande continue d'être tirée par les pays non-membres de l'OCDE. Selon l'EIA, l'Inde va contribuer de manière déterminante à l'augmentation de la demande au niveau mondial ; elle est responsable d'environ un quart de la croissance mondiale de la demande en 2024/25. Dans ce pays, la demande de carburant, en particulier, est en augmentation, tandis que sur les marchés établis (entre autres la Chine, l'UE et le Japon), la part croissante de véhicules électriques et les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique limitent la consommation de pétrole. Le recul de la demande observé dans ces pays compense en partie la croissance enregistrée dans les pays émergents.

**Gaz naturel** : la production mondiale de gaz naturel est restée plutôt stable en 2024. Aux États-Unis, elle a enregistré un recul pour la première fois depuis 2020, en particulier en raison d'une diminution de l'activité de forage, les prix du gaz étant bas. Globalement, les prix du gaz ont à nouveau baissé ces deux dernières années, après le pic record de 2022. Le marché international du gaz naturel reste toutefois volatil, surtout en raison des incertitudes géopolitiques. Ces dernières n'ont ni déclenché une poussée générale mondiale ni un effondrement de la production entre 2024 et 2025. D'après les données provisoires de l'AIE pour 2024, la demande mondiale de gaz naturel a augmenté de 2,8 %. 40 % des besoins supplémentaires sont dus à l'Asie, et plus particulièrement à la Chine et à l'Inde. La demande en gaz naturel n'a que légèrement augmenté aux États-Unis et en Europe. Selon les données de l'AIE, des capacités d'exportation supplémentaires de GNL de 300 milliards de mètres cubes (bcm) devraient être mises en service d'ici 2030, ce qui entraînera une augmentation de 50 % de l'offre mondiale de GNL disponible.

**Charbon** : avec une augmentation à plus de 9 milliards de tonnes, la production mondiale de charbon a atteint un sommet record en 2024. Les principaux moteurs de cette croissance ont été la Chine, qui produit toujours un peu plus de la moitié du charbon mondial, ainsi que l'Inde, où la production a également connu

<sup>73</sup> L'OPEP (organisation des pays exportateurs de pétrole) est une organisation internationale qui regroupe actuellement 12 pays exportateurs de pétrole. Elle a été fondée en 1960 et son siège se trouve à Vienne. L'OPEP+ compte davantage de pays producteurs de pétrole (par ex. la Russie, le Kazakhstan) qui ne sont pas membres de l'OPEP mais qui coopèrent lorsque des décisions sont prises concernant la production de pétrole.

une forte hausse. Dans les pays industrialisés tels que les États-Unis et en Europe, en revanche, la production et la consommation ont fortement reculé. Les moteurs de la demande de charbon restent les besoins élevés en électricité dans les pays émergents – malgré les prix plus élevés du CO<sub>2</sub> – et une production d'électricité fluctuante à partir de sources renouvelables. L'AIE s'attend, en 2025, à voir stagner la production de charbon au niveau élevé de 2024 (sources : OCDE/AIE 2025b+c+d).

**CO<sub>2</sub> dans le système européen d'échange de quotas d'émission** : les contrats annuels jusqu'en 2028 se situent entre 70 et 80 euros par tonne de CO<sub>2</sub>. En 2024, les prix du CO<sub>2</sub> ont fluctué entre 50 et 75 euros par tonne de CO<sub>2</sub>. En raison des prix du CO<sub>2</sub> plus bas au début de 2024, la production d'électricité avec du gaz était légèrement meilleur marché, mais a été quelque peu évincée par la production d'électricité à base de charbon en raison de l'augmentation des prix du gaz au deuxième semestre de l'année. Cette évolution a accru la demande de certificats de CO<sub>2</sub>.

**Électricité** : selon l'AIE, la demande mondiale d'électricité augmentera annuellement de 4 % au cours de la période de 2025 à 2027 par rapport à une croissance de 4,3 % en 2024 et à une demande mondiale d'environ 29 000 TWh. Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation de la demande d'électricité en Asie et aux USA, ainsi que par la consommation d'électricité croissante des serveurs pour les applications de l'intelligence artificielle (IA). La consommation d'électricité brute de la Chine s'est approchée de la barre des 10 000 TWh à la fin de 2024. Depuis 2023, la Chine est responsable de plus d'un tiers de la consommation d'électricité mondiale. Malgré un ralentissement d'environ 5 % de sa croissance économique, la consommation d'électricité a augmenté d'environ 7 % par rapport à l'année précédente, tant en 2023 qu'en 2024. Aux États-Unis, le deuxième plus gros consommateur d'électricité au monde après la Chine, la demande a augmenté de 2 % en 2024, ce qui représente un nouveau record. En 2023, la demande avait reculé de 1,8 % en raison de conditions météorologiques plus clémentes et d'un affaiblissement de la production. En Inde, la consommation d'électricité a augmenté de 5,8 % en 2024 par rapport à l'année précédente, une hausse due à une forte croissance économique. L'été ayant été moins chaud, la progression est plus faible qu'en 2023.

La part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité mondial a augmenté en 2024 à plus de 30 % et devrait, en 2025, dépasser pour la première fois la part du charbon. La production renouvelable estimée pour 2024 s'élève à 9848 TWh (2023 : 8958 TWh). L'AIE s'attend à ce que la production électrique à partir de charbon diminue légèrement pour la première fois en 2025, après une hausse qui était encore de 0,8 % en 2024. Le recul de la production électrique à partir de charbon devrait être très important aux États-Unis et en Europe, mais il sera sans doute plus ou moins compensé par une augmentation en Asie. Selon l'AIE, les combustibles fossiles sont la principale source d'énergie pour la production d'électricité aux États-Unis<sup>74</sup>, le gaz naturel étant la source la plus importante en 2024 (env. 43 %), suivi par les énergies renouvelables (24 %), le nucléaire (18 %) et le charbon (15 %). En 1990, les sources renouvelables ne représentaient qu'environ 12 % de la production d'électricité. Depuis 2008, le gaz naturel remplace progressivement le charbon : aujourd'hui, la part du gaz naturel est presque trois fois plus élevée que celle du charbon.

Après que la consommation d'électricité de l'UE a diminué pour la deuxième année consécutive en 2023 (-3 % par rapport à 2022), elle a légèrement augmenté en 2024 (1 %). Cette évolution est principalement due à l'électrification croissante et au développement des centres de données. Après les sommets historiques enregistrés par les prix de l'électricité en 2022, la situation s'est sensiblement améliorée sur le marché depuis, ce qui a conduit à une baisse des prix de gros de l'électricité. En 2024, l'indice des prix de l'électricité européen<sup>75</sup> était en moyenne de 74 euros par MWh – soit 22 % inférieur à 2023. Sur une base annuelle, les prix se sont établis entre 36 euros par MWh en Suède et 109 euros par MWh en Irlande. En comparaison annuelle, les plus grandes baisses de prix au niveau national ont été observées en France (-40 %) et en Suède (-30 %) (sources : OCDE/AIE 2025e / COM 2025e+f).

---

<sup>74</sup> [U.S. electricity generation mix by source 2024 | Statista](#)

<sup>75</sup> Indice du prix de gros moyen de l'électricité sur le marché européen

## 9.2 Évolutions dans l'UE

### 9.2.1 Nouvelle commission de l'UE et orientation pour la législature 2024-2029

Après l'élection du Parlement européen en juin 2024, la nouvelle Commission européenne présidée par Ursula von der Leyen a entamé ses travaux à fin 2024. Le nouveau commissaire européen à l'énergie et au logement, le Danois Dan Jørgensen, a été confirmé par le Parlement en novembre 2024. Ursula von der Leyen a fixé les nouvelles priorités de la Commission européenne pour les cinq prochaines années dans le programme stratégique 2024-2029<sup>76</sup>. Ces priorités portent entre autres sur le renforcement de la compétitivité, sur l'approfondissement du marché unique et sur la poursuite de la transition écologique. Le rapport publié en septembre 2024 par Mario Draghi sur l'avenir de la compétitivité de l'UE<sup>77</sup> a joué un rôle important dans l'élaboration du programme d'Ursula von der Leyen. Concernant le secteur de l'énergie, ce rapport met l'accent sur la planification centralisée et sur les grands investissements et identifie l'énergie comme l'un des principaux facteurs du retard concurrentiel de l'UE par rapport à d'autres régions du monde.

S'agissant de la politique énergétique, la nouvelle Commission de l'UE met davantage l'accent sur la compétitivité économique, sur la mise en œuvre pratique des mesures existantes et sur le renforcement de la résilience économique et géopolitique. Un objectif central reste la sécurité d'approvisionnement, en particulier dans le contexte des tensions géopolitiques actuelles. La diversification des sources d'énergie, le développement de l'infrastructure pour les énergies renouvelables et l'hydrogène ainsi que les partenariats énergétiques stratégiques avec des États tiers sont prioritaires. Parallèlement, l'extension et l'intégration des réseaux d'électricité et de gaz sont accélérées afin d'assurer un approvisionnement en énergie flexible et stable. À cela viennent s'ajouter les objectifs de politique industrielle, qui visent à améliorer les conditions-cadres pour les industries qui consomment beaucoup d'énergie et renforcer la position de l'Europe en tant que site pour les technologies respectueuses du climat. En font notamment partie les investissements dans l'hydrogène vert, le stockage du CO<sub>2</sub> (CCS), les technologies de stockage innovantes et la promotion des approches neutres à l'égard de la technologie, par exemple l'énergie nucléaire. Un autre accent est placé sur l'accélération des procédures de planification et d'approbation pour les projets d'infrastructure énergétique ainsi que sur la suppression des obstacles réglementaires. Cela devrait non seulement permettre de réduire le retard pris dans la mise en œuvre des projets existants, mais aussi d'accroître l'acceptation de la transition énergétique par la population.

On constate dans l'ensemble une orientation de la politique énergétique pragmatique et proche de l'économie. La nouvelle Commission de l'UE accorde moins d'importance aux nouvelles initiatives législatives et met davantage l'accent sur la mise en œuvre systématique, la faisabilité économique et la stabilité géopolitique de la stratégie énergétique et climatique européenne. Les évolutions de la politique énergétique au sein de l'UE conservent leur importance centrale pour la Suisse également, en raison de sa situation géographique et de son étroite interdépendance avec l'UE.

### 9.2.2 Pacte vert pour l'Europe

Au cours de la législature précédente, Ursula von der Leyen, avait fait du Pacte vert pour l'Europe une priorité absolue. En la matière, la nouvelle Commission de l'UE a choisi l'adaptation plutôt que le rejet. L'objectif de la neutralité climatique à l'horizon 2050 est certes conservé, mais compte tenu des défis économiques et géopolitiques croissants, la ligne politique change. À l'avenir, la stratégie de la Commission de l'UE se concentrera davantage sur la mise en œuvre des mesures existantes, sur l'allègement de la charge des entreprises et du secteur agricole ainsi que sur un lien plus étroit entre la protection du climat et la capacité industrielle et concurrentielle (source : COM(2016) 860 final).

---

<sup>76</sup> [Priorities 2024-2029 – European Commission](https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029_en) (https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029\_en)

<sup>77</sup> Draghi, Mario : The future of European competitiveness, Part A+B, septembre 2024.

### 9.2.3 Boussole pour la compétitivité

La Boussole pour la compétitivité publiée le 29 janvier 2025 par la Commission de l'UE reprend les trois piliers du rapport Draghi – encourager l'innovation, décarboniser l'économie et renforcer sa compétitivité, réduire les dépendances pour asseoir la sécurité économique – et s'appuie sur le Pacte vert. L'énergie constitue un thème transversal central. Pour promouvoir l'innovation, la Commission de l'UE mise sur des investissements ciblés, notamment par l'intermédiaire du programme TechEU (entre autres pour le stockage de l'énergie) ainsi que sur les applications d'IA dans le secteur énergétique et de meilleures conditions-cadres pour les technologies propres. Dans le domaine de la décarbonisation et de la compétitivité, l'accent est placé sur l'énergie à prix abordable. Le Pacte pour une industrie propre et le Plan d'action pour une énergie abordable (voir ci-dessous) visent à réduire les dépendances énergétiques de nature structurelle, à renforcer les investissements dans les réseaux et à encourager les nouveaux instruments de marché. Pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, la Commission de l'UE a par ailleurs annoncé un Pacte pour la Méditerranée<sup>78</sup> qui vise à encourager les énergies renouvelables dans la région. Elle prévoit également l'achat commun de matières premières et un plan pour arrêter complètement les importations d'agents énergétiques russes (feuille de route REpowerEU).

La boussole prévoit cinq catalyseurs horizontaux pour accroître la compétitivité : réduire les formalités administratives, supprimer les obstacles au marché unique, permettre un financement plus efficace, promouvoir des compétences et des emplois de qualité et assurer une meilleure coordination. Dans ces domaines, l'énergie est également un thème abordé, par exemple dans le cadre de la réduction des formalités administratives (par ex. Decarbonisation Accelerator Act), de l'amélioration de la coordination et de l'introduction de nouveaux instruments de financement. Le changement stratégique est frappant : la décarbonisation est désormais principalement considérée comme un facteur de compétitivité économique et moins comme une tâche socioécologique, comme c'était encore le cas avec le Pacte vert (sources : COM 2025b, COM(2025) 30 final).

#### *Pacte pour une industrie propre et plan d'action pour une énergie abordable*

Le 26 février 2025, la Commission de l'UE a présenté le plan d'action pour une énergie abordable, qui fait partie du Pacte pour une industrie propre. Le plan prévoit huit mesures pour réaliser quatre objectifs centraux : baisse des coûts de l'énergie, achèvement de l'union de l'énergie<sup>79</sup>, encouragement des investissements et anticipation des crises énergétiques. L'accent est placé sur la baisse des coûts de l'énergie, en particulier par l'amélioration de l'efficacité des redevances pour l'utilisation du réseau, des taxes plus basses, de meilleures conditions sur le marché du gaz et le développement des options de flexibilité comme le stockage et la gestion de la charge. Les contrats à long terme (vente directe d'électricité, ou power purchase agreements, PPA), les contrats de différence (contracts for difference, CFD) et les investissements dans les réseaux et la numérisation doivent aussi faire baisser les coûts.

L'achèvement de l'union de l'énergie doit avoir lieu par le biais d'une intégration plus poussée du marché, par des mesures d'électrification ciblées et par une nouvelle stratégie d'investissement dans les énergies propres (« Clean Energy Investment Strategy »). Une task force<sup>80</sup> dédiée, instituée le 16 juin 2025, accompagne la mise en œuvre de cette mesure. Pour promouvoir les investissements, il est prévu d'instaurer un contrat tripartite entre les pouvoirs publics, les producteurs d'énergie et l'industrie. Cette mesure vise à établir la sécurité de planification et la transparence pour les investissements dans l'énergie. Concernant la sécurité de l'approvisionnement, la Commission de l'UE annonce des mesures législatives afin de pouvoir mieux réagir aux crises énergétiques, notamment aussi des mesures contre les interruptions de l'approvisionnement et la volatilité des prix.

<sup>78</sup> L'UE prévoit d'encourager le développement des énergies renouvelables, entre autres en Algérie, au Maroc, en Tunisie et en Égypte et de les rendre exploitables pour l'UE.

<sup>79</sup> Union de l'énergie : la stratégie générale en matière de politique énergétique de l'UE, qui existe depuis 2015, comprend cinq dimensions : (1) sécurité, solidarité et confiance, (2) un marché intérieur de l'énergie entièrement intégré, (3) l'efficacité énergétique (4) la protection du climat et le passage à une économie émettant moins de CO<sub>2</sub> (5) la recherche, l'innovation et la compétitivité.

<sup>80</sup> La taskforce de l'Union de l'énergie est constituée de représentantes et de représentants de haut rang de la Commission et des États de l'UE. Elle est soutenue, le cas échéant, par des institutions compétentes de l'UE comme l'Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et la Banque européenne d'investissement (BEI). Elle est dirigée et modérée par la Commission de l'UE.

Dans l'ensemble, le plan n'apporte pas de nouveaux instruments fondamentaux, mais s'appuie sur les mesures existantes du plan REPowerEU et de la réforme du marché de l'électricité. L'accent est clairement placé sur la compétitivité et sur la baisse des prix de l'énergie. L'accent renforcé sur le GNL – aussi issu de pays tiers comme les États-Unis ou le Qatar – mérite d'être relevé, car il indique un abandon du principe européen actuel consistant à ne pas soutenir les projets liés aux énergies fossiles.

Pour la Suisse, qui est étroitement intégrée au marché de l'énergie européen, l'orientation de l'UE, particulièrement en ce qui concerne la stratégie GNL et l'évolution des prix, est pertinente. Des prix de l'électricité et du gaz plus bas dans l'UE ont un effet positif sur le marché de l'énergie suisse (sources : COM(2015) 80 final; COM(2025) 79 final; COM(2025) 85 final; COM(2025a)

#### 9.2.4 Feuille de route REPowerEU

La feuille de route REPowerEU publiée en mai 2025 est une extension dans le contexte du plan REPowerEU de 2022 visant à réduire la dépendance de l'UE à l'égard des importations d'énergies fossiles de Russie. La feuille de route doit désormais mettre fin à cette dépendance, tant sur le plan structurel que juridique. Le 17 juin 2025, la Commission de l'UE a présenté une proposition législative pour l'arrêt progressif des importations d'énergies fossiles russes. L'objectif est de mettre fin à toutes les importations du gaz acheminé par gazoduc, du gaz naturel liquéfié (GNL) et du pétrole de Russie d'ici à la fin de 2027.

Concrètement, la proposition prévoit qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, plus aucun nouveau contrat d'importation ne pourra être conclu pour le gaz acheminé par gazoduc et le GNL de Russie. Une phase transitoire est prévue pour les contrats en cours. L'arrêt complet des importations de pétrole russe est fixé au 1<sup>er</sup> janvier 2028, sur la base de plans de diversification nationaux. Les contrats à court terme existants doivent se terminer avant la mi-juin 2026, les contrats à long terme portant sur les importations de gaz – GNL compris – au plus tard au début 2028. Les services de terminaux GNL destinés à des clients russes seront également interdits à partir de 2026. Les contrats à long terme de services de terminaux doivent prendre fin au plus tard en 2028. Parallèlement, la proposition oblige les États membres à présenter des plans de diversification concrets pour le gaz et le pétrole d'ici mars 2026. La Commission de l'UE et l'Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) surveilleront la mise en œuvre et peuvent intervenir en cas de risques pour l'approvisionnement. De nouvelles dispositions visant à renforcer la transparence doivent en outre être introduites, obligeant les entreprises à transmettre des informations détaillées sur la provenance et les voies de transport du gaz importé (sources : COM(2022) 230 final / COM(2025) 440 final/2 / COM (2025c) / COM(2025) 828 final).

#### 9.2.5 Cadre financier pluriannuel (CFP)

Le 16 juillet 2025, la Commission de l'UE a présenté la proposition de nouveau cadre financier pluriannuel (CFP) pour la période 2028 à 2034, qui met clairement l'accent sur l'énergie et la protection du climat. Environ 700 milliards d'euros doivent être alloués aux investissements verts, notamment pour des mesures de décarbonisation, pour le développement des réseaux d'électricité, d'hydrogène et de stockage, ainsi que pour l'encouragement de technologies énergétiques propres. Le nouveau Fonds européen pour la compétitivité regroupe les subventions destinées aux infrastructures énergétiques et aux investissements dans les technologies propres. Au moins 35 % des ressources du CFP sont liés aux mesures relatives au climat et à l'énergie. En outre, les investissements privés doivent être mobilisés grâce à des garanties et à de nouveaux instruments de financement. Le programme « Connecting Europe Facility » (CEF) reste en outre un instrument de financement central pour l'infrastructure énergétique transfrontalière. Le programme CEF pour l'énergie doit être renforcé de façon ciblée afin d'encourager les investissements dans les réseaux d'électricité, d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> ainsi que les projets de stockage.

Le financement doit être assuré par les recettes du commerce des droits d'émission et du mécanisme d'ajustement aux frontières (CBAM). Il est prévu que le Parlement et le Conseil en discutent à partir de l'automne 2025, de sorte que le CFP puisse être adopté avant le début de l'année 2028 (sources : COM(2025d); COM(2025) 571 final).

## 9.2.6 Paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens »

Le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » (« Clean Energy Package ») est en vigueur depuis 2019 dans l'UE afin de concrétiser l'Union de l'énergie. Il s'agit d'un vaste train de mesures comportant de nouvelles règles sur le marché de l'électricité, les énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance. Les règles sont intégrées à l'« acquis communautaire énergétique » de l'UE. La disposition de la directive sur le marché de l'électricité de l'UE est particulièrement pertinente pour la Suisse : les gestionnaires de réseau de transport d'électricité doivent garantir qu'au moins 70 % des capacités de réseau pertinentes pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont mis à disposition pour ces échanges. Cette règle est en vigueur depuis 2020, mais les États membres peuvent demander des dérogations jusqu'en 2025. En d'autres termes, la capacité doit être augmentée à 70 % de manière linéaire à partir du niveau de départ d'ici fin 2025. La règle ne dit pas que 70 % de la capacité doivent être réservés aux échanges d'électricité dans l'UE. Le traitement des pays tiers comme la Suisse n'est pas encore réglé. La Commission de l'UE veut toutefois créer une base juridique lors de la révision du « Network Code » ou code de réseau pour l'attribution des capacités. Concernant la prise en compte de la Suisse dans la règle des 70 %, de plus amples détails sont présentés au ch. 9.2.9. L'accord sur l'électricité garantirait à la Suisse de pouvoir participer au couplage du marché et d'être intégrée à tous les processus européens dans le domaine de l'électricité (source : COM(2016) 860 final).

## 9.2.7 Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020 et 2030 des objectifs quantitatifs dans les domaines suivants : émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques. L'évolution actuelle par rapport à ces objectifs se présente comme suit (sources : COM(2024) 404 final) :

- **Émissions de gaz à effet de serre** : les émissions de gaz à effet de serre de l'UE (y c. le transport aérien international) ont reculé de 37 % entre 1990 et 2023. En 2023, elles ont baissé de 8,3 % par rapport à 2022. L'UE s'est fixé pour 2030 un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % par rapport à 1990. Elle vise la neutralité climatique à l'horizon 2050.
- **Énergies renouvelables** : en 2023, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE s'inscrivait à 24,5 %. Cette part devrait passer à au moins 42,5 % d'ici 2030. Les États membres doivent viser 45 %.
- **Efficacité énergétique** : en 2023, la consommation énergétique primaire de l'UE était de 1211 millions de tonnes d'équivalent pétrole, un niveau historiquement bas. La directive sur l'efficacité énergétique prévoit d'ici 2030, dans l'UE, une réduction contraignante de la consommation énergétique finale de 11,7 % par rapport à un scénario de référence basé sur l'année 2020<sup>81</sup>. En 2023, les États membres de l'UE se situaient à environ 22 % au-dessus de l'objectif.

## 9.2.8 Mise en œuvre des « Network Codes » dans le domaine de l'électricité

Dans l'UE, plusieurs « Network Codes » ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont en vigueur sous la forme de règlements d'application de la Commission européenne. Ils peuvent être classés en quatre catégories : exploitation du réseau (règles pour l'exploitation sûre et stable du réseau électrique), raccordement au réseau (exigences pour le raccordement d'installations au réseau électrique), marché (règles pour les échanges transfrontaliers d'électricité) et cybersécurité (mesures pour protéger le réseau électrique des cyberattaques). Il s'agit de dispositions très techniques qui jouent toutefois un rôle majeur dans le développement du marché intérieur de l'électricité et dans l'exploitation du réseau électrique. Les

<sup>81</sup> Il en découle un maximum de 763 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut pour la consommation énergétique finale dans l'UE et de 993 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut pour la consommation énergétique primaire.

réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion<sup>82</sup>, celles concernant l'attribution des capacités à long terme<sup>83</sup> et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité<sup>84</sup> sont particulièrement importantes pour l'échange d'électricité aux frontières suisses. Ces réglementations excluent explicitement la Suisse des nouvelles plateformes de négoce, tant qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas signé.

Les dispositions relatives à l'octroi de capacités et à la gestion des problèmes de congestion mettent en place le couplage des marchés sur le marché européen de l'électricité : grâce à des enchères implicites, ce couplage réunit dans le négoce à court terme (*day ahead* et *intraday*), au sein d'un marché intégré de l'électricité, des activités commerciales auparavant séparées qui concernent l'attribution de capacités de transport et l'échange d'électricité. Le couplage des marchés accroît l'efficacité du marché et réduit les différences de prix entre les régions. Sans accord sur l'électricité, la Suisse est toutefois exclue de cette évolution et ne peut pas profiter des avantages de l'intégration au marché.

Indépendamment de ce qui précède, Swissgrid entretient des relations étroites avec les gestionnaires de réseaux de transport dans les pays voisins et met volontairement en œuvre de nombreux « Network Codes » ou codes de réseau, en particulier ceux qui sont pertinents pour la sécurité de l'exploitation du réseau, par exemple dans le cadre du Synchronous Area Framework Agreement (SAFA). À titre de solution transitoire pragmatique, Swissgrid a conclu des accords de droit privé avec les régions de calcul de capacité Italy North et CORE. Ces accords ont été approuvés par les autorités de régulation compétentes et la Commission de l'UE et permettent de prendre en compte la Suisse sur le plan technique dans le cadre des calculs de capacité, y compris la prise en compte des flux suisses dans le cadre de la règle de 70 %. Cette approche devrait permettre de réduire les flux de transit indésirables et de garantir la sécurité du système. Toutefois, ces accords ne sont pas contraignants en vertu du droit international, doivent être renouvelés régulièrement et ne remplacent donc pas un accord sur l'électricité. Les codes de réseau font partie de l'acquis européen en matière d'électricité, qui devrait être pleinement mis en œuvre en Suisse dans le cadre d'un accord sur l'électricité.

### 9.2.9 Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz

**Marché du gaz :** la Suisse est un pays de transit pour le gaz qui est généralement transporté depuis la France et l'Allemagne vers l'Italie. Depuis août 2017, le gaz provenant d'Italie peut également être envoyé vers le nord. Cette possibilité d'exportation depuis l'Italie est intéressante sur le plan économique lorsque les prix sur le marché de gros italien sont inférieurs à ceux qui prévalent sur les marchés correspondants en France ou en Allemagne. C'était notamment le cas en janvier 2021 et à plusieurs reprises par la suite, raison pour laquelle du gaz italien a depuis également transité par la Suisse vers la France et l'Allemagne. Le paquet de mesures sur les marchés du gaz et de l'hydrogène (*voir chapitre ci-après*) est entré en vigueur en août 2024. Il fait partie du paquet climatique global « Ajustement à l'objectif 55 ».

**Règlement concernant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel :** après l'agression russe contre l'Ukraine, l'UE a imposé à la Russie jusqu'à présent 18 séries de sanctions. La Russie y a réagi en limitant notamment ses livraisons de gaz naturel à l'Europe. De son côté, l'UE a adopté en juin 2022 un nouveau règlement sur le stockage du gaz<sup>85</sup>. Elle veut ainsi s'assurer que, malgré les perturbations sur le marché gazier, les réservoirs de gaz soient pleins dans l'UE avant l'hiver et puissent être utilisés conjointement par les États membres. En juillet 2025, l'UE a décidé de prolonger le règlement jusqu'à fin 2027. Son échéance était à l'origine prévue à fin 2025. Elle a par ailleurs décidé des modifications : les réservoirs de gaz sur le territoire des États membres ne doivent plus être remplis

---

<sup>82</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

<sup>83</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

<sup>84</sup> Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

<sup>85</sup> Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

qu'entre 75 % et 80 % et la date butoir du 1<sup>er</sup> novembre 2022 est étendue à la période courant entre octobre et le 1<sup>er</sup> décembre. En avril 2022, l'UE avait déjà lancé une plateforme énergétique<sup>86</sup> pour permettre aux États membres d'acheter du gaz en commun. L'objectif est de diversifier l'approvisionnement en gaz et de coordonner les négociations avec les fournisseurs. De cette manière, l'UE veut éviter que les États membres ne surenchérisent les uns sur les autres dans l'acquisition du gaz. La durée de validité du règlement, prévue à l'origine jusqu'à fin 2023, a été prolongée<sup>87</sup> d'une année en décembre 2023 et remplacé en août 2024 par le paquet de mesures sur les marchés du gaz et de l'hydrogène. Avec la feuille de route REPowerEU, l'UE entend mettre fin à sa dépendance face aux énergies fossiles russes et poursuivre la diversification dans l'approvisionnement en gaz et en pétrole (*cf. chap. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*).

Les mesures à prendre en cas de menace sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz sont définies dans le règlement « SoS » au niveau européen. L'un des éléments essentiels du règlement<sup>88</sup> révisé en 2017 est le principe de solidarité, en vertu duquel les États membres voisins se soutiennent mutuellement en cas de crise grave afin d'assurer l'approvisionnement énergétique des ménages et des principaux services sociaux et concluent des contrats bilatéraux entre eux. Fin 2024, seuls 9 des 40 accords bilatéraux nécessaires avaient été conclus<sup>89</sup>. Dans le contexte de la crise énergétique, la Commission européenne a fixé fin 2022 des règles standard<sup>90</sup> pour les États membres qui n'avaient pas encore conclu d'accord de solidarité. Cela permet de garantir que chaque État membre puisse bénéficier de mesures de solidarité de la part d'un autre État membre. L'UE a mis ces règles standard en vigueur avec le nouveau paquet de mesures sur les marchés du gaz et de l'hydrogène au début du mois d'août 2024. La Suisse n'est pas liée à cette clause. La conclusion d'un accord de solidarité avec un pays tiers comme la Suisse n'est pas obligatoire, même si ce pays fait transiter du gaz d'un État membre à un autre. De son côté, la Suisse a signé un accord de solidarité avec l'Italie et l'Allemagne (*cf. chap. 5.3*).

Jusqu'en 2020, la Suisse a participé ponctuellement et sur invitation de la Commission européenne, en tant qu'observatrice, aux séances du Groupe de coordination pour le gaz institué par l'UE après la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine (*cf. chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). Depuis, la Suisse n'est plus invitée, à l'exception de quelques réunions pendant la pandémie et la crise énergétique (sources : COM(2021) 550 final / COM(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

## 9.2.10 Développements dans le domaine de l'hydrogène

Le 13 décembre 2024, le Conseil fédéral a adopté la stratégie nationale en matière d'hydrogène. À l'avenir, la Suisse dépendra probablement des importations d'hydrogène, raison pour laquelle les échanges transfrontaliers d'hydrogène avec les pays européens voisins seront essentiels. Il est donc important que les normes et les garanties d'origine soient harmonisées au niveau international pour l'hydrogène. En 2023, la Commission européenne a définitivement adopté deux règlements délégués de la Commission sur la définition de l'hydrogène renouvelable dans l'UE. Le premier fixe les conditions dans lesquelles les sources d'énergie à base d'hydrogène peuvent être considérées comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (*Renewable Fuel of Non-Biological Origin – RFNBO*) au sens de la directive sur les énergies renouvelables (RED II). Le second définit une méthodologie pour calculer les émissions de gaz à effet de serre des RFNBO tout au long du cycle de vie. La Commission estime qu'avec la publication de ces définitions, une production d'électricité renouvelable de 500 TWh sera nécessaire d'ici 2030 pour atteindre

---

<sup>86</sup> Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz.

<sup>87</sup> Règlement (UE) 2023/2919 du Conseil du 21 décembre 2023 modifiant le règlement (UE) 2022/2576 en ce qui concerne la prolongation de sa période d'application.

<sup>88</sup> Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

<sup>89</sup> Allemagne-Danemark, Allemagne-Autriche, Italie-Slovénie, Estonie-Lettonie, Lituanie-Lettonie, Estonie-Finlande, Slovénie-Croatie et Danemark-Suède.

<sup>90</sup> Art. 27 du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz.

l'objectif de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE d'ici 2030. Le 8 juillet 2025, la Commission européenne a par ailleurs transmis au Parlement et au Conseil européen une méthode de calcul des émissions de gaz à effet de serre pour l'hydrogène et les combustibles à faible teneur en carbone. Cette méthode complète celles qui existent déjà pour l'hydrogène et les combustibles renouvelables d'origine non biogène et complète ainsi le cadre juridique de l'UE en matière d'hydrogène<sup>91</sup>.

Avec l'adoption de la directive de l'UE concernant les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène<sup>92</sup> et du règlement de l'UE<sup>93</sup> correspondant, l'UE a décidé des conditions-cadres et des réglementations complètes relatives à l'hydrogène. Ce paquet législatif établit des règles communes pour le marché intérieur des gaz renouvelables, du gaz naturel et de l'hydrogène. Parallèlement, l'UE a créé un cadre juridique pour une infrastructure et des marchés de l'hydrogène spécifiques et pour une planification intégrée des réseaux. Elle introduit en outre des règles de protection des consommateurs et renforce la sécurité de l'approvisionnement. L'UE a enfin défini les positions sur le futur marché du gaz et de l'hydrogène (notamment la manière dont les réseaux de gaz et d'hydrogène seront dissociés ainsi que la limitation de l'ajout d'hydrogène aux points d'interconnexion transfrontaliers à un volume de 2 % afin de garantir une qualité de gaz harmonisée).

Les dispositions réglementaires adoptées pour les conduites de transport d'hydrogène s'appliquent aussi aux conduites de raccordement avec des pays tiers (comme la Suisse). Pour être raccordée au réseau d'hydrogène européen, la Suisse doit donc conclure un accord intergouvernemental sur les règles d'exploitation de la conduite. En conséquence, les prescriptions réglementaires de l'UE doivent aussi être examinées pour les conduites d'hydrogène en Suisse si ces conduites servent au transit, à l'exportation ou à l'importation d'hydrogène en provenance ou à destination des États membres de l'UE voisins.

La mise en place d'une infrastructure d'hydrogène performante au sein de l'UE est largement soutenue par les pouvoirs publics à travers différents programmes d'encouragement, tels que les projets d'intérêt commun (PIC) ou les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC). Une banque européenne de l'hydrogène<sup>94</sup> a entre autres été créée pour le démarrage du marché de l'hydrogène au sein de l'UE et pour les importations d'hydrogène en provenance de l'extérieur de l'UE. Elle se fonde sur l'initiative allemande H2Global, où l'hydrogène est acheté par le biais d'un appel d'offres du côté de l'offre et vendu par le biais d'un appel d'offres du côté de la demande. La différence éventuelle entre l'offre et la demande est financée par des fonds publics.

### 9.3 Politique climatique internationale

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**, les pays signataires se sont réunis en novembre et en décembre 2024 à l'occasion de la 29<sup>e</sup> conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Baku (COP29). Lors de la conférence, un nouvel objectif financier collectif a été adopté pour la période après 2025. Les États se sont mis d'accord sur un nouvel objectif financier de 300 milliards de dollars par an, à atteindre à partir de 2035. Cet accord permettra de renforcer les investissements dans les mesures de protection du climat et de soutenir, en particulier, les pays les plus pauvres. La COP29 a par ailleurs permis l'adoption de règles efficaces applicables à la mise en œuvre du mécanisme de marché mondial. Ce mécanisme permet aux pays de réaliser, dans le cadre de l'accord sur le climat, des projets de pro-

---

<sup>91</sup> Règlement délégué (UE) 2025/2359 de la Commission du 8 juillet 2025 complétant la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil en précisant une méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone.

<sup>92</sup> Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE

<sup>93</sup> Règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684 et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009

<sup>94</sup> [Banque européenne de l'hydrogène – Commission européenne \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-communications/infographic/Item?id=12345)

tection du climat à l'étranger et d'imputer les réductions d'émissions obtenues à leur propre objectif climatique. La Suisse a œuvré à l'instauration de règles qui préviennent un double décompte des réductions d'émissions et établissent un marché efficace pour la réduction des émissions.

L'Accord de Paris, adopté en décembre 2015 par les différentes nations, est en vigueur depuis le 4 novembre 2016. Il renoue avec la deuxième période d'engagement du Protocole de Kyoto et oblige tous les États à prendre des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ceci dans le but commun de contenir à nettement moins de 2 degrés Celsius la hausse globale de la température par rapport au niveau préindustriel, des efforts devant être entrepris afin de limiter l'augmentation à 1,5 degré Celsius. Les autres objectifs de cet accord consistent à améliorer les capacités d'adaptation face aux conséquences inévitables du changement climatique et à adapter les flux financiers en visant un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques. La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (UNFCCC) regroupe actuellement 198 parties et a été ratifiée par 195 États ainsi que par l'UE.

La Suisse a signé l'Accord de Paris en 2015 et l'a ratifié à l'automne 2017. Elle a annoncé un engagement de réduction des gaz à effet de serre de 50 % à l'horizon 2030 par rapport à 1990. En vue de mettre en œuvre l'accord sur le plan national d'ici 2030, une révision partielle de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour la période postérieure à 2024 est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Depuis la ratification de l'Accord de Paris, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques. Avec le « Biennial Transparency Report », elle doit en outre continuer de faire rapport tous les deux ans au Secrétariat de la Convention-cadre sur le climat des Nations Unies de l'évolution de ses émissions de gaz à effet de serre, des mesures de réduction des émissions et d'adaptation prévues et de sa contribution au financement international pour le climat. L'Accord de Paris engage par ailleurs tous les États à présenter, tous les cinq ans, leurs contributions déterminées au niveau national (« *Nationally Determined Contributions* », NDC). Il s'agit d'objectifs climatiques définis au niveau national, avec lesquels les États s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. La Suisse a transmis dans les délais, en janvier 2025, son NDC actualisé avec les objectifs pour l'horizon 2035. Fin mars 2023, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son rapport de synthèse du 6<sup>e</sup> cycle d'évaluation. Ce rapport résume l'état des connaissances sur le changement climatique, ses effets et ses risques en général, ainsi que les possibilités de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de s'adapter aux conséquences du changement climatique. (sources : Conseil fédéral, 2024I+2021a / OFEV, 2024 / IPCC, 2021+2023).

## 9.4 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

Le 20 décembre 2024, le Conseil fédéral a pris connaissance de la fin matérielle des négociations entre la Suisse et l'UE concernant le **paquet d'accords visant à stabiliser et à développer les relations de la Suisse avec l'UE**, qui comprend un **accord sur l'électricité**. Les négociations ont formellement pris fin le 21 mai 2025 avec la signature, par les négociateurs en chef de la Suisse et de l'UE, des accords du paquet Suisse-UE. Le 13 juin 2025, le Conseil fédéral a ouvert la procédure de consultation sur l'approbation et la mise en œuvre du paquet d'accords visant à stabiliser et à développer les relations entre la Suisse et l'UE. La consultation s'est terminée le 31 octobre 2025. Le message à l'attention du Parlement doit être adopté au cours du premier trimestre 2026.

Avec l'accord sur l'électricité, la Suisse ferait partie du **marché intérieur européen de l'électricité**. Il s'agit d'une contribution considérable au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la garantie d'un fonctionnement stable du réseau. L'intégration étroite au système électrique européen peut être ainsi garantie sur le plan du droit international et les acteurs suisses bénéficient des mêmes droits d'accès au marché de l'UE. L'accord sur l'électricité crée aussi des opportunités commerciales importantes pour les centrales hydrauliques flexibles suisses et simplifie la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050.

Avec l'accord sur l'électricité, la Suisse reprend l'**acquis européen en matière d'électricité** avec les exceptions et précisions mentionnées dans l'accord. L'acquis de l'UE en matière d'électricité est, pour l'essentiel, composé du paquet de mesures de l'UE pour une énergie propre de 2019 et englobe le Règlement sur le marché intérieur de l'électricité (UE/2019/943) et la Directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (UE/2019/944), le Règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité (UE/2019/941), le Règlement instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (UE/2019/942) et le Règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT, UE/1227/2011). La Suisse reprendra également certaines parties de la Directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (UE/2018/2011) et garantira un niveau élevé de protection de l'environnement dans le secteur de l'électricité, conformément aux six directives pertinentes de l'UE. Avec l'accord sur l'électricité en tant qu'accord sur le marché intérieur, les règles institutionnelles spécifiquement négociées par la Suisse avec l'UE en matière de surveillance juridique, d'application du droit et de règlement des différends s'appliqueraient également, et la Suisse garantirait, conformément à l'approche dite « à deux piliers », une surveillance indépendante des aides dans le domaine de l'électricité, mais équivalente à celle de l'UE.

La Suisse mettrait en œuvre l'accord sur l'électricité en deux étapes. La première étape consiste à modifier la LApEI, la LENE et la Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE) et coïncide avec l'entrée en vigueur de l'accord. Elle comprend les éléments essentiels au fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, entre autres pour le couplage du marché suisse au marché européen ainsi que l'ouverture du marché à toutes les consommatrices finales et à tous les consommateurs finaux. Cette ouverture leur donne le droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les consommatrices finales et les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à un certain seuil par an auraient le droit de rester dans un approvisionnement de base régulé avec des prix régulés. L'ouverture du marché pour toutes les consommatrices finales et tous les consommateurs finaux sera accompagnée de mesures étendues destinées à garantir que le marché fonctionne et à protéger les consommatrices et les consommateurs. La première étape comprend entre autres aussi des directives supplémentaires pour le désenchevêtrement de la gestionnaire de réseau de transport Swissgrid, pour les grands gestionnaires de réseau de distribution comptant plus de 1000 000 clients, des adaptations de l'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité produite par de petites installations et des règles relatives à la surveillance et à la transparence dans le secteur de l'électricité. Une deuxième étape débutera au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur de l'accord sur l'électricité. Elle englobera d'autres éléments techniques de la régulation du marché et du réseau. La compétence de régulation des tarifs du réseau devrait en outre être cédée à l'EiCom au plus tard cinq ans après l'entrée en vigueur de l'accord.

Dans le cadre de la **coopération régionale**, la Suisse participe depuis février 2011, en qualité d'observatrice active et permanente, au Forum pentalatéral de l'énergie. Les ministres de l'énergie allemand, français, belge, hollandais, luxembourgeois, autrichien et suisse collaborent sur une base volontaire dans le cadre de ce forum, dont les travaux portent sur l'intégration des marchés de l'électricité, l'exploitation du réseau, la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'avenir du système énergétique. Les pays participants organisent régulièrement des exercices communs pour faire face aux crises électriques. Le dernier exercice de ce type s'est déroulé en septembre 2025 au Luxembourg. Des représentants de Swissgrid et de l'OFEN y ont participé pour la Suisse.

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales** dans le domaine énergétique et climatique. Dans le cadre d'une visite de travail en Norvège en juin 2025, le conseiller fédéral Albert Rösti a signé avec le ministre norvégien de l'énergie Terje Aasland un accord sur le stockage du CO<sub>2</sub>. Cet accord permet l'exportation et le stockage de CO<sub>2</sub> suisse en Norvège ainsi que le commerce de CO<sub>2</sub> retiré de l'atmosphère (appelé « émissions négatives »). Les entreprises suisses pourront ainsi acheter des émissions négatives à la Norvège et inversement, et ce conformément aux normes internationales de l'Accord de Paris. En septembre 2025, des accords similaires ont été conclus avec le Danemark, qui permettent l'exportation et le stockage durable de CO<sub>2</sub> suisse dans ce pays. Dans le domaine des énergies renouvelables, la Suisse observe le développement de l'hydrogène vert et la mise en place de la future infrastructure européenne

(Hydrogen Backbone). À cet effet, la Suisse participe depuis 2024, en tant qu'observatrice, au groupe de travail trilatéral sur le corridor sud de l'hydrogène avec l'Autriche, l'Italie et l'Allemagne.

La Suisse s'engage pour la **coopération multilatérale** dans le cadre des institutions internationales de l'énergie, dont l'*Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)* à Abu Dhabi et le *Comité de l'énergie durable de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU)* à Genève. Les thèmes centraux sont entre autres la mobilité électrique, les innovations numériques, la transition équitable vers des sources d'énergie durables et la coopération technique avec des pays en Europe de l'Est, dans le Caucase et en Asie centrale. La Suisse met particulièrement l'accent sur son adhésion à l'*Agence internationale de l'énergie (AIE)*. En juin 2025, la Suisse a participé à la dixième conférence annuelle mondiale sur l'efficacité énergétique. En présence du Directeur de l'OFEN, Benoît Revaz, une Déclaration Ministérielle a été approuvée, dans laquelle les gouvernements ont réaffirmé leur engagement en faveur de mesures plus strictes en matière d'efficacité énergétique et ont souligné les mesures importantes à prendre pour réaliser des progrès plus importants dans tous les secteurs de consommation finale. Pour la Suisse, l'AIE joue un rôle clé pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de ses pays membres, pour le développement de projets de recherche internationaux et pour soutenir la transition énergétique via l'électrification des systèmes énergétiques. La Suisse a aussi contribué en tant qu'actrice responsable à l'*Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) de l'ONU*. La Suisse s'intéresse tout particulièrement à la sécurité et à la sûreté nucléaires dans le monde, à l'application des garanties, à la coopération technique ainsi qu'au soutien apporté aux États membres grâce à des méthodes scientifiques nucléaires, par ex. dans les domaines de la médecine, de l'eau et de l'agriculture.

Ces dernières années, la Suisse a en outre participé activement aux négociations sur la modernisation du Traité sur la Charte de l'énergie (Energy Charter Treaty, ECT) du 17 décembre 1994, un accord multilatéral visant à encourager le commerce, les investissements et l'efficacité dans le secteur de l'énergie<sup>95</sup>. En décembre 2024, après presque quatre ans de négociations, la Conférence de la Charte de l'énergie – l'instance dirigeante suprême du traité – a définitivement adopté la réforme. Bien qu'entretemps, l'UE, EURATOM et plusieurs États membres de l'UE, dont l'Allemagne, la France et l'Espagne, se soient retirés, la réforme est largement soutenue sur le plan international. Une majorité des États membres de l'UE fait toujours partie de l'ECT. La nouvelle mouture du traité modernise les dispositions relatives à la protection des investissements, conformément aux développements dans les forums multilatéraux et à la pratique contractuelle dans les accords bilatéraux d'investissement, accroît l'intégrité et la transparence dans le règlement des litiges et précise le droit des États de réguler dans l'intérêt public. La possibilité d'exclure les agents énergétiques fossiles de la protection des investissements a été introduite pour les parties au traité qui le souhaitent. La Suisse utilise cette possibilité de façon ciblée pour exclure les agents énergétiques particulièrement nuisibles au climat. Le traité modernisé correspond au mandat de négociation du Conseil fédéral et il est dans l'intérêt de la Suisse. Il est prévu que le Conseil fédéral ouvre la consultation ordinaire sur la ratification du traité modernisé au début de l'année prochaine (sources : Conseil fédéral 2022b+2023d+2024e+f+g+m+2025e+f) / DETEC, 2024+2025 / OFEN 2025f).

---

<sup>95</sup> Traité sur la Charte de l'énergie, RS 0.730.0

## Liste bibliographique et des sources

Avenergy Suisse (2025) : Rapports annuels 2013-2024.

AFF (2025) : Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2024.

ASIG (2025) : Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2024.

COM(2015) 80 final: Communication de la Commission européenne, « Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique »

COM(2016) 860 final : Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.

COM(2021) 550 final : Communication de la Commission sur le Paquet « Ajustement à l'objectif 55 » : atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.

COM(2022) 230 final : Communication de la commission, Plan REPowerEU.

COM(2022) 360 final : Communication de la commission, « Des économies de gaz pour se préparer à l'hiver ».

COM(2022) 361 final : Proposition de Règlement du conseil arrêtant des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

COM(2025) 30 final : Communication de la Commission européenne, « Une boussole pour la compétitivité de l'UE ».

COM(2025) 79 final : Communication de la Commission européenne, « Plan d'action pour une énergie abordable »

COM(2025) 85 final : Communication de la Commission européenne, « Le pacte pour une industrie propre ».

COM(2025) 440 final/2 : Communication de la Commission européenne, « Roadmap towards ending Russian energy imports ».

COM(2025) 828 final : Proposition de Règlement du Parlement européen et du conseil relatif à la suppression progressive des importations de gaz naturel russe et à l'amélioration de la surveillance des dépendances énergétiques potentielles, et modifiant le règlement (UE) 2017/1938.

COM(2025) 571 final : Proposition de Règlement du Conseil fixant le cadre financier pluriannuel pour les années proposition de Règlement du Conseil fixant le cadre financier pluriannuel pour les années 2028 à 2034.

COM (2025a) : Communiqué de presse de la Commission européenne du 16 juin 2025, « New Energy Union Task Force to reinforce pan-European energy cooperation ».

COM (2025b) : Communiqué de presse de la Commission européenne du 19 janvier 2025, « An EU Compass to regain competitiveness and secure sustainable prosperity ».

COM (2025c) : Communiqué de presse de la Commission européenne du 17 juin 2025, « Commission proposes gradual phase-out of Russian gas and oil imports into the EU ».

COM (2025d) : Communiqué de presse de la Commission européenne du 16 juillet 2025, « An ambitious budget for a stronger Europe: 2028-2034 ».

COM (2025e) : Commission européenne, Direction générale de l'énergie : rapport trimestriel sur les marchés européens du gaz, quatrième trimestre 2024.

COM (2025f) : Commission européenne, Direction générale de l'énergie : rapport trimestriel sur les marchés européens de l'électricité, quatrième trimestre 2024.

COMCO (2020) : Commission de la concurrence, Communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.

Conseil fédéral (2013) : Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale « Pour

la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire »),  
FF 2013 6771.

Conseil fédéral (2016) : Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3679.

Conseil fédéral (2019a) : Communiqué de presse du 3 juillet 2019 sur le train de mesures destiné à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale.

Conseil fédéral (2019b) : Communiqué de presse du 3 avril 2019. Le Conseil fédéral fixe l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques à juin 2019.

Conseil fédéral (2020) : Message relatif à un projet d'arrêté fédéral sur un crédit d'engagement destiné au programme d'encouragement de la recherche SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) pour les années 2021 à 2032, FF 2020 1885.

Conseil fédéral (2021a) : Stratégie climatique à long terme de la Suisse.

Conseil fédéral (2021b) : Message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666.

Conseil fédéral (2022a) : Communiqué de presse du 23 novembre 2022, Le Conseil fédéral approuve le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau d'électricité.

Conseil fédéral (2022b) : Communiqué de presse du 25 février 2022, Le Conseil fédéral définit l'orientation du paquet de négociation.

Conseil fédéral (2022c) : Stratégie énergétique 2050, Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring.

Conseil fédéral (2022d) : Communiqué de presse du 23 septembre 2022, Le Conseil fédéral recommande de commuter les installations bicombustibles.

Conseil fédéral (2022f) : Message relatif à la révision de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour la période postérieure à 2024, FF 2022 2651.

Conseil fédéral (2023a) : Communiqué de presse du 15 décembre 2023, Le Conseil fédéral met en vigueur une modification d'ordonnance relative à l'offensive éolienne.

Conseil fédéral (2023b) : Communiqué de presse du 17 mars 2023, Le conseil fédéral met en vigueur des modifications d'ordonnances pour la promotion de l'énergie solaire.

Conseil fédéral (2023c) : Message relatif à la modification de la loi sur l'énergie (dénommé « projet de loi pour l'accélération des procédures »), FF 2023 1602.

Conseil fédéral (2023d) : Communiqué de presse du 8 novembre 2023, Le Conseil fédéral discute des options possibles concernant le Traité sur la Charte de l'énergie.

Conseil fédéral (2024a) : Message relatif à l'arrêté fédéral sur un crédit d'engagement destiné au programme d'encouragement de la recherche SWEETER (Swiss research for the EnErgy Transition an Emissions Reduction) pour les années 2025 à 2036.

Conseil fédéral (2024b) : Communiqué de presse du 19 mars 2024, Le conseiller fédéral Albert Rösti signe un accord de solidarité sur le gaz avec l'Allemagne et l'Italie.

Conseil fédéral (2024c) : Communiqué de presse du 28 août 2024, Le Conseil fédéral fixe à nouveau un objectif volontaire d'économies de gaz pour l'hiver 2024/25.

Conseil fédéral (2024d) : Communiqué de presse du 26 juin 2024, Le Conseil fédéral souhaite continuer à accélérer le développement des réseaux électriques.

Conseil fédéral (2024e) : Communiqué de presse du 26 juin 2024, Le Conseil fédéral dresse un état des lieux des négociations en cours.

Conseil fédéral (2024f) : Communiqué de presse du 18 mars 2024, La présidente de la Confédération Viola Amherd et la présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen ouvrent les négociations entre la Suisse et l'UE.

- Conseil fédéral (2024g) : Communiqué de presse du 8 mars 2024, Relations Suisse-UE : le Conseil fédéral approuve le mandat de négociation définitif.
- Conseil fédéral (2024i) : Communiqué de presse du 13 septembre 2024, Le Conseil fédéral maintient une réserve de gaz pour la Suisse un hiver de plus.
- Conseil fédéral (2024j) : Communiqué de presse du 1<sup>er</sup> mars 2024, Le conseil fédéral veut inscrire la réserve d'électricité dans la loi.
- Conseil fédéral (2024k) : Communiqué de presse du 28 août 2024, Initiative « Stop au blackout » : le Conseil fédéral propose un contre-projet indirect.
- Conseil fédéral (2024l) : Communiqué de presse du 20 septembre 2024. COP29 sur le climat : le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.
- Conseil fédéral (2024m) : Communiqué de presse du 20 novembre 2024. Le Conseil fédéral approuve la modernisation du Traité sur la Charte de l'énergie.
- Conseil fédéral (2024n) : Communiqué de presse du 20 novembre 2024. Le Conseil fédéral met en vigueur le premier volet de la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr.
- Conseil fédéral (2024o) : Communiqué de presse du 30 octobre 2024. Pas d'aide financière pour les installations bicom bustibles.
- Conseil fédéral (2025a) : Communiqué de presse du 27 août 2025. Le développement de la production hydroélectrique nécessite une adaptation de la liste des projets.
- Conseil fédéral (2025b) : Communiqué de presse du 27 août 2025. Ordonnances sur les mesures de solidarité en cas de pénurie de gaz : le Conseil fédéral poursuit les travaux.
- Conseil fédéral (2025c) : Communiqué de presse du 14 mai 2025. Cinq centrales de réserve pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité à partir de 2026.
- Conseil fédéral (2025d) : Communiqué de presse du 25 juin 2025. Banc d'essai d'Ansaldo comprenant une turbine à gaz, à disposition dès février 2027 comme centrale de réserve.
- Conseil fédéral (2025e) : Communiqué de presse du 13 juin 2025. Paquet Suisse-UE : le Conseil fédéral approuve les accords et lance la procédure de consultation.
- Conseil fédéral (2025f) : Communiqué de presse du 14 mai 2025. Accord sur l'électricité : le Conseil fédéral fixe les principaux points de la mise en œuvre.
- Conseil fédéral (2025g) : Communiqué de presse du 7 mars 2025. Le Conseil fédéral ouvre la procédure de consultation concernant la prolongation de l'ordonnance sur une réserve d'hiver.
- Conseil fédéral (2025h) : Communiqué de presse du 13 août 2025. Initiative « Stop au blackout » – Le Conseil fédéral adopte le message concernant le contre-projet indirect.
- Conseil fédéral (2025i) : Communiqué de presse du 21 mai 2025. Le Conseil fédéral transmet le message concernant l'accélération du développement des réseaux électriques.
- Conseil fédéral (2025j) : Communiqué de presse du 14 mai 2025. L'objectif volontaire d'économie de gaz pour l'hiver est atteint.
- Conseil fédéral (2025k) : Communiqué de presse du 26 septembre 2025. Pas d'objectif volontaire d'économie de gaz pour l'hiver 2025-2026.
- Conseil fédéral (2025l) : Communiqué de presse du 19 septembre 2025. Nouvelle consultation relative à la loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz.
- Conseil fédéral (2025m) : Le Conseil fédéral prolonge l'obligation de disposer de réserves de gaz pour la Suisse jusqu'en 2028, Communiqué de presse du 15 octobre 2025.
- DETEC (2021) : Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique.
- DETEC (2024) : Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- DETEC (2025) : Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.

- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015) : Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).
- Ecoplan (2017) : Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).
- Eicher + Pauli (2025) : Statistique suisse des énergies renouvelables 2024 (sur mandat de l'OFEN).
- EICom (2025a) : Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2024.
- EICom (2025b) : Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.
- EICom (2025c) : Commission fédérale de l'électricité, Transparence du marché en 2024.
- EICom (2025d) : Commission fédérale de l'électricité, Rapports sur le marché à terme et le marché spot.
- EICom (2025e) : Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2024.
- EICom (2025f) : Commission fédérale de l'électricité, Capacité de production hivernale – mise à jour – estimation de l'EICom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse d'ici 2030.
- EICom (2025g) : Commission fédérale de l'électricité, Adéquation du système électrique en 2028, 2030 et 2035 (en allemand, résumé en français).
- ENTSO-E (2024) : European Resource Adequacy Assessment, 2024 Edition.
- Feuille fédérale 2017 : Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2017 7485.
- Feuille fédérale (2022) : Loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique, FF 2022 2403.
- Feuille fédérale (2023a) : Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2023 2301.
- Feuille fédérale (2023b) : Loi fédérale sur l'accélération des procédures d'autorisation pour les installations éoliennes, FF 2023 1522.
- Feuille fédérale (2024) : Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, FF 2024 686.
- Feuille fédérale (2025) : Message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques (Accélération de l'extension et de la transformation des réseaux électriques), FF 2025 1832.
- GRD (2024) : Collecte de données sur la consommation propre et les composants de réseau intelligents auprès des gestionnaires de réseaux de distribution (sur mandat de l'OFEN).
- Innosuisse (2025) : Site internet et informations sur l'Initiative Flagship.
- IPCC (2021) : Intergovernmental Panel on Climate Change, 6<sup>e</sup> Rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.
- IPCC (2023) : Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report : Climate Change 2023.
- KliK (2025) : Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO<sub>2</sub> KliK, rapport annuel 2025.
- Noailly J., Wurlod J.-D. (2016) : The Impact of Green Innovation on Energy Intensity : An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries, Final report.
- OCDE/AIE (2025a) : Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2024.
- OECD/IEA (2025b) International Energy Agency, Oil 2025: Analysis and forecast to 2030.
- OECD/IEA (2025c) International Energy Agency, Global Gas Security Review 2024.
- OECD/IEA (2025d) International Energy Agency, Coal: Mid-Year Update 2025.

- OECD/IEA (2025e) International Energy Agency, Electricity: Mid-Year Update 2025.
- OFAC (2025) : Office fédéral pour l'aviation civile, extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2024 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
- OFAE (2023a) : Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 22 juillet 2022, la sécheresse perturbe l'approvisionnement de la Suisse en produits pétroliers.
- OFAE (2023b) : Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 18 août 2022, deuxième découvert dans les réserves obligatoires de produits pétroliers.
- OFAE (2023c) : Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 17 octobre 2023, les carburants et combustibles liquides ne sont plus sujets à pénurie.
- OFAE (2023d) : Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Rapport sur le stockage stratégique.
- OFDF (2025) : Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières : charge fiscale sur les carburants et combustibles 2024.
- OFEN (2014) : Évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse. Rapport conforme au règlement (UE) n° 994/2010.
- OFEN (2016) : Office fédéral de l'énergie, Plans d'action préventif et d'urgence pour le gaz de la Suisse.
- OFEN (2024a) : Office fédéral de l'énergie, Divers communiqués de presse de l'année 2024.
- OFEN (2024b) : Office fédéral de l'énergie, Remboursement du supplément réseau – récapitulatif des indicateurs 2021 et 2022.
- OFEN (2024c) : Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2023.
- OFEN (2025a) : Office fédéral de l'énergie, Statistique globale de l'énergie 2023.
- OFEN (2025b) : Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2024.
- OFEN (2025c) : Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2024.
- OFEN (2025d) : Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2024.
- OFEN (2025e) : Office fédéral de l'énergie, Rapport Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschlepper 2023 (en allemand avec résumé en français).
- OFEN (2025f) : Office fédéral de l'énergie, divers communiqués de presse de l'année 2025.
- OFEN (2025g) : Bilan suisse de l'électricité – valeurs mensuelles.
- OFEN (2025h) : Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse des énergies renouvelables, Edition 2024 (disponible seulement en allemand)
- OFEN/EICom/OFAE (2022) : Étude concernant l'adéquation du système suisse à court terme pour l'hiver 2022/2023 (en allemand uniquement).
- OFEN/Swissgrid (2025) : Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau
- OFEV (2024) : Office fédéral de l'environnement, communiqué de presse du 24 novembre 2024, COP 29 : accord sur un nouvel objectif financier pour les pays en développement.
- OVEF (2025) : Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse 2023.
- OFS (2025a) : Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2024.

- OFS (2025b) : Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2024.
- OFS (2024c) : Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2024.
- OFS/OFEV/ARE (2025) : Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
- Prognos (2012) : Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).
- Prognos (2015) : Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).
- Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020) : Perspectives énergétiques 2050+, sur mandat de l'OFEN.
- Prognos/TEP/Infras (2025a) : Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2023 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
- Prognos/TEP/Infras (2025b) : Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2023 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
- SEFRI (2025) : Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation, site internet sur l'état actuel de Horizon Europe.
- Swissgas et ASIG (2024) : Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.
- Swissgrid (2015) : Réseau stratégique 2025.
- Swissgrid (2025a) : Rapport annuel 2024.
- Swissgrid (2025b) : Réseau stratégique 2040.
- Swissolar (2024) : Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2024 (sur mandat de l'OFEN).
- Université de Bâle/EPFZ/Consentec (2022) : Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).
- Voigt S. et al. (2014) : Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement ?

## Table des illustrations

<b>Figure 1:</b> Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050 (sur la base de l'année de référence 2000).....	10
<b>Figure 2:</b> Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée).....	12
<b>Figure 3:</b> Évolution de la consommation énergétique finale par personne et par an depuis 2000 (valeurs indexées).....	14
<b>Figure 4:</b> Évolution de la consommation électrique par personne et par an depuis 2000 (valeurs indexées).....	15
<b>Figure 5:</b> Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh).....	16
<b>Figure 6:</b> Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport.....	18
<b>Figure 7:</b> Évolution de l'excédent d'importations et d'exportations d'électricité durant le semestre d'hiver (octobre à mars) et quantité d'importations nettes moyenne depuis 2000/2001.....	20
<b>Figure 8:</b> Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées).....	21
<b>Figure 9:</b> Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs).....	22
<b>Figure 10:</b> Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %).....	23
<b>Figure 11:</b> Évolution de la consommation d'énergie finale (modélisée) en Suisse en fonction de l'application.....	24
<b>Figure 12:</b> Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur.....	26
<b>Figure 13:</b> Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF).....	27
<b>Figure 14:</b> Installations PV pour la consommation propre (source : enquête auprès des GRD).....	28
<b>Figure 15:</b> Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024).....	33
<b>Figure 16:</b> Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années).....	34
<b>Figure 17:</b> Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km).....	40
<b>Figure 18:</b> Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport.....	41
<b>Figure 19:</b> Investissements (traits continus) et amortissements (en pointillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF).....	42
<b>Figure 20:</b> Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels.....	43
<b>Figure 21:</b> Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge.....	44
<b>Figure 22:</b> Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source : enquête auprès des GRD).....	45
<b>Figure 23:</b> Diversification de l'approvisionnement énergétique : parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale.....	46
<b>Figure 24:</b> Diversification de la production électrique : parts des agents énergétiques.....	47
<b>Figure 25:</b> Excédents des importations et production indigène (en TJ) ; part des importations dans la consommation énergétique brute (en %).....	48
<b>Figure 26:</b> Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2023.....	53
<b>Figure 27:</b> Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW).....	54
<b>Figure 28:</b> Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport.....	55

<b>Figure 29:</b> Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI).....	56
<b>Figure 30:</b> Ventes de gaz pour les installations mono- et bicom bustibles (parts en %).....	58
<b>Figure 31:</b> Consommation de gaz par groupes de clients (source: enquête ASIG).....	59
<b>Figure 32:</b> Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (sources : Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN).....	60
<b>Figure 33:</b> Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %) .....	61
<b>Figure 34:</b> Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %) .....	62
<b>Figure 35:</b> Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières .....	63
<b>Figure 36:</b> Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations (électricité provisoire pour 2024)) et des importants facteurs d'influence (indexés) ; répartition par agents énergétiques.....	66
<b>Figure 37:</b> Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel) .....	69
<b>Figure 38:</b> Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change actuel).....	71
<b>Figure 39:</b> Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh) .....	74
<b>Figure 40:</b> Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh) .....	75
<b>Figure 41:</b> Mazout extraléger : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres) .....	76
<b>Figure 42:</b> Essence et diesel : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l) .....	77
<b>Figure 43:</b> Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO <sub>2</sub> par habitant) .....	79
<b>Figure 44:</b> Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie : volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO <sub>2</sub> ).....	80
<b>Figure 45:</b> Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées).....	82
<b>Figure 46:</b> Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées) .....	83
<b>Figure 47:</b> Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel).....	85