Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN

Rapport de décembre 2024

Stratégie énergétique 2050

Rapport de monitoring 2024 (version détaillée)[1]

[1] La plupart des données sont relevées jusqu'en 2023.

Date : Décembre 2024

Lieu : Berne

Éditeur :

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

Internet :

www.monitoringenergie.ch

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 de matières

1 L'essentiel en bref 5
2 Introduction 8
2.1 Base juridique et but du monitoring 10
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 12
3 Champ thématique Consommation et production énergétiques 14
3.1 Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie 14
3.1.1 Consommation énergétique finale par personne et par an 15
3.1.2 Consommation électrique par personne et par an 16
3.1.3 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) 17
3.1.4 Production hydroélectrique 19
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
4 Champ thématique Développement du réseau 30
4.1 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport 30
4.2 Enfouissement de lignes 41
4.3 Investissement dans le réseau et amortissements 42
4.3.1 Investissement dans le réseau de transport et amortissements 42
4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements 43
4.4 Développement de réseaux intelligents 44
4.4.1 Compteurs intelligents (*smart meters*) 44
4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation) 45
4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité) 46
5 Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement 47
5.1 Vue d'ensemble 47
5.1.1 Diversification de l'approvisionnement énergétique 47
5.1.2 Dépendance vis-à-vis de l'étranger 49
5.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité 50
5.2.1 Adéquation du système et capacité de production hivernale 51
5.2.2 Production électrique, importation et consommation au cours de l'année 54
5.2.3 Capacité d'importation 55
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 ... 58
5.3.1 Installations bicombustibles ... 58
5.3.2 Normes relatives aux infrastructures ... 60
5.4 Sécurité de l'approvisionnement en pétrole ... 62
5.4.1 Diversification des moyens de transport ... 62
5.4.2 Portefeuille d'importation de pétrole brut ... 63
5.4.3 Importations de pétrole brut et de produits pétroliers ... 64
6 Champ thématique Dépenses et prix ... 66
6.1 Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie ... 66
6.2 Prix de l'énergie ... 68
6.2.1 Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale ... 69
6.2.2 Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises ... 73
6.2.3 Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages ... 75
7 Champ thématique Émissions de CO_2 ... 78
7.1 Émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant ... 78
7.2 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : valeurs globales et par secteur ... 79
7.3 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : industrie et services ... 81
7.4 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : voitures de tourisme ... 82
7.5 Autres effets sur l'environnement ... 83
8 Champ thématique Recherche et technologie ... 84
8.1 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique ... 84
8.2 Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique ... 85
9 Champ thématique Environnement international ... 88
9.1 Évolution des marchés globaux de l'énergie ... 88
9.2 Évolutions dans l'UE ... 90
9.2.1 Année électorale 2024 et nouveau Programme stratégique 2024-2025 ... 90
9.2.2 Évolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «Ajustement à l'objectif 55» ... 90
9.2.3 Réforme de la conception du marché européen de l'électricité ... 91
9.2.4 « Clean Energy Package » ... 92
9.2.5 Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques ... 92
9.2.6 Mise en œuvre des « Network Codes » dans le domaine de l'électricité ... 93
9.2.7 Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz ... 94
9.2.8 Développements dans le domaine de l'hydrogène ... 95
9.3 Politique climatique internationale ... 96
9.4 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie ... 97
Liste bibliographique et des sources ... 99
Table des illustrations ... 104

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. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables a fait évoluer la Stratégie énergétique 2050. La loi entre en vigueur le 1er 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 2024** expose la situation à la fin de l’année 2023. 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 2023, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 6798 gigawattheures (GWh), soit 10,2 % de la production nette totale d’électricité. En 2023, l’accroissement net par rapport à l’année précédente a été de 786 GWh ; depuis 2011, il est en moyenne de 415 GWh par an. La croissance est en grande partie due à l'expansion du secteur photovoltaïque. Un objectif pour 2035 de 35 000 GWh est ancrée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Un accroissement moyen de 2350 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cet objectif *(p. 17).*

Production hydroélectrique : elle a continuellement progressé depuis l’an 2000. En 2023, la production moyenne nette attendue était de 36 708 GWh. Elle a diminué de 66 GWh par rapport à l’année précédente. Toutefois, depuis 2012, elle a augmenté en moyenne de 95 GWh par an. Un objectif pour 2035 de 37 900 GWh est ancrée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Un accroissement moyen de 99 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cet objectif *(p. 19).*

Consommation énergétique finale par personne : en baisse depuis l’an 2000, elle était en 2023 inférieure de 28 % à l’année de référence 2000 (-25,6 % 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 %) de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. À titre de comparaison : ces dix dernières années, le recul moyen était d’environ 1,9 % par an (*p. 15)*.

Consommation électrique par personne : elle a augmenté jusqu’en 2006, mais cette tendance s’est inversée depuis. En 2023, elle était inférieure de 13,5 % à la valeur de l’an 2000 (-12,6 % 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 atteinte sans effort supplémentaire *(p. 16)*.

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, cette part a de nouveau augmenté et s’inscrivait à 28 % (2022 : 25,7 % ; 2000 : 17 %) *(p. 23*).

Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger : en 2023, les produits pétroliers représentaient plus de 46 % de la consommation finale d'énergie, l'électricité environ 26 % et le gaz naturel quelque 12 %. La part des carburants pétroliers a augmenté de 1,5 % par rapport à l'année précédente, ce qui est en premier lieu le fait des ventes plus élevées de pétrole d'aviation. La tendance à la baisse des combustibles se poursuit (-0,4 % pour le pétrole ; -1 % pour le gaz). 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 2023, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a certes diminué à 71,2 % (2022 : 73,7 %), mais elle est restée à un niveau élevé *(p. 47).*

Sécurité de l'approvisionnement en électricité : la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme reste au centre des préoccupations depuis l'agression russe contre l'Ukraine. L'OFEN a réalisé une étude sur la sécurité de l'approvisionnement et l'adéquation du système électrique pour l'hiver 2022/23. Elle tient compte des décisions arrêtées ou planifiées en Suisse ou en Europe et examine 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 *(à partir de la p. 50).*

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 2023, la part des compteurs intelligents sur la totalité des compteurs installés était déjà d'environ 39 %. Par rapport à 2022, cette part a augmenté de 8 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 36,4 milliards de francs en 2023, soit pratiquement 10 % de plus que l'année précédente. La croissance s'est toutefois ralentie (2022 : +22% par rapport à 2021). 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 de 30 % au cours des deux dernières années en raison de la situation tendue de l'approvisionnement énergétique après l'attaque de la Russie contre l'Ukraine. Durant cette même période, la hausse a été particulièrement prononcée concernant les dépenses pour l'électricité (62 %) et le gaz (40 %). En 2023, 16,9 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité et 18,4 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 le *prix de l'électricité* en Suisse en 2023 est à nouveau nettement supérieur à la moyenne des pays de l'OCDE. Les prix du *mazout* et du *diesel* en Suisse sont également supérieurs à la moyenne de l'OCDE. S'agissant du *gaz naturel*, l'agression russe contre l'Ukraine a entraîné en 2022 de fortes augmentations de prix dans presque tous les pays de l'OCDE. Les prix du gaz naturel ont toutefois à nouveau baissé en 2023 pour la moyenne des pays de l'OCDE, tandis qu'ils ont continué d'augmenter en Suisse et dans d'autres pays européens *(à partir de la p. 66)*.

Émissions de CO_2 : en Suisse, les émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2022, elles s'inscrivaient à environ 3,5 tonnes, soit 39 % 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 liées à l'énergie par habitant 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 habitant en 2050 *(à partir de la p. 78)*.

Recherche et technologie : depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté. Depuis 2014 surtout, on observe une nette hausse de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action « Recherche énergétique suisse coordonnée ». Depuis 2021, les ressources publiques pour la recherche énergétique reculent. Cela s'explique par l'achèvement fin 2020 du Programme d'encouragement Énergie (pôles de compétence suisses en recherche énergétique SCCER) : le domaine des EPF et Innosuisse ont donc moins contribué à la recherche énergétique en Suisse. Comme le programme d'encouragement SWEET de l'OFEN est moins bien doté que le programme d'encouragement Énergie, ce recul ne pourra probablement pas être entièrement compensé à l'avenir. En 2022, les dépenses atteignaient près de 365 millions de francs (valeur réelle ; 2021 : près de 408 millions de francs) *(p. 84)*.

Environnement international : après le sommet atteint en 2022, les prix de l'énergie ont de nouveau diminué. L'an dernier, la situation est toutefois restée tendue et volatile sur les marchés. Dans l'UE, la nouvelle législature 2024-2029 a débuté avec les élections au Parlement européen. Au cours de la législature écoulée, le Conseil de l'UE et le Parlement sont parvenus à des accords sur toutes les propositions présentées par la Commission en 2021 dans le vaste paquet législatif « Ajustement à l'objectif 55 » et les ont en grande partie formellement adoptées. La révision de la directive sur la taxation de l'énergie constitue une exception. Le 8 mars 2024, le Conseil fédéral a adopté le mandat de négociation définitif pour les négociations avec l'UE et ces négociations ont débuté dix jours plus tard. En automne, le Conseil fédéral dressera un état des lieux des négociations en cours *(à partir de la p. 88)*.

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_2 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 récemment *(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, 2023), 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 qui entrera en vigueur de manière échelonnée à partir du 1er janvier 2025. 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, 2023g), qui est en cours d'examen par le Parlement. Ce projet de loi 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 sectorielles. La loi, qui entre en vigueur le 1er 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_2, que le Parlement a adopté à la session de printemps 2024 et qui entre également en vigueur début 2025. 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 *(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 prévoit 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). Cette partie de la réserve d'électricité doit reposer sur une base légale ; le Conseil fédéral a adopté le message correspondant début mars 2024 (Conseil fédéral, 2024j), le projet est en cours d'examen par le Parlement.

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) », mais entend élaborer cette année encore un contre-projet indirect à l'initiative. Dans celui-ci, il souhaite lever l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires au sens d'une ouverture aux différentes technologies (Conseil fédéral, 2024k).

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 de référence actuellement en vigueur pour 2035. Avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'accent sera mis sur la production d'énergie durant le semestre d'hiver, ce qui nécessitera une adaptation du monitoring à partir de l'année de référence 2025. L'art. 74*a* 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'Office fédéral de l'énergie (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 indicatives ancrées dans la loi. Ce monitoring comprend deux produits principaux : un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2023 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2023), et un compte-rendu supplémentaire quinquennal.

Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant de l'économie 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 indicatives 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[2] 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 LEne 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 dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et seront ancrées dans la loi en tant qu'objectifs contraignants à partir du 1er janvier 2025 sur la base des Perspectives énergétiques 2050+ (Conseil fédéral, 2021b). 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), 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, 2019b+2021a).

[2] Stratégie énergétique 2050 – Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring (Conseil fédéral, 2022c).

Domaine	2020 selon la LEne	2035 selon la LEne ou la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables qui entre en vigueur le 1.1.2025 (entre parenthèses)	2050 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables qui entre en vigueur le 1.1.2025
Consommation énergétique moyenne par personne et par an	moins 16 %	moins 43 %	moins 53 %
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 3 %	moins 13 %	moins 5 %
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 térawatts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh (nouveau : 35 TWh)	au moins 45 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	aucune valeur indicative pour 2020	au moins 37,4 TWh (nouveau : 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)

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 via SuisseEnergie ;
- 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 indicatives et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques, les 43 indicateurs ainsi que les parties descriptives que couvre 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_2 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. 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, en matière d'économie énergétique et 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	• Consommation énergétique finale par personne et par an • Consommation électrique par personne et par an • Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) • Production électrique hydraulique • Évolution et moteurs de la consommation énergétique finale et de la consommation électrique • Consommation énergétique finale totale et par secteurs • Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale • Consommation énergétique en fonction de l'application • Consommation énergétique finale et consommation électrique par rapport au PIB (intensité énergétique/électrique) • Installations photovoltaïques pour la consommation propre (total et dans les RCP)
Développement du réseau	• État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport • Enfouissement de lignes (câblage souterrain) • Investissements dans le réseau et amortissements (réseau de transport et réseau de distribution) • Compteurs intelligents (smart meters) • Outils de régulation de la tension (transformation) • Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)
Sécurité de l'approvisionnement	*Perspective d'ensemble* • Consommation d'énergie finale par agents énergétiques (diversification) • Production électrique par agents énergétiques (diversification) • Solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires, production indigène (dépendance vis-à-vis de l'étranger) *Électricité* • Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité/adéquation du système (suivi descriptif) • Production électrique, importations et consommation au cours de l'année • Capacité d'importation (capacité de transfert nette ou NTC pour « net transfer capacity ») • Stabilité du réseau (violations du critère N-1) • Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau (SAIDI) *Gaz naturel* • Installations de type bicombustible / consommation des différents groupes de clientèle • Normes relatives aux infrastructures / critère N-1 *Pétrole* • Diversification des moyens de transport • Portefeuille d'importation du pétrole brut • Importation de pétrole brut et de produits pétroliers
Dépenses et prix	• Évolution et moteurs des dépenses énergétiques des consommateurs finaux • Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale • Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises • Évolution du prix des combustibles et des carburants pour les ménages
Émissions de CO_2	• Émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant • Émissions de CO_2 liées à l'énergie : globalement et par secteurs • Émissions de CO_2 liées à l'énergie : de l'industrie et des services, en fonction de la création de valeur brute • Émissions de CO_2 liées à l'énergie : des voitures de tourisme en fonction du parc et de la puissance des véhicules
Recherche et technologie	• Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique • Activités et programmes de recherche dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)
Environnement international	• Évolution des marchés globaux de l'énergie (suivi descriptif) • Évolutions au sein de l'UE (suivi descriptif) • Politique climatique internationale (suivi descriptif) • Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)

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 indicatives prévues par la LEne concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables de même que de la production électrique hydraulique. Les critères retenus correspondent aussi aux principes légaux prévoyant 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. 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 indicatives prévues par la loi sur l'énergie

La LEne en vigueur prévoit des valeurs indicatives 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, 2012) ont servi de base à la détermination de ces valeurs indicatives. 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[3]. 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 indicatives sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs indicatives absolues (*cf. ci-après*). Par le biais de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, de nouveaux objectifs contraignants pour 2035 et 2050, basés sur l'année de référence 2000, entrent en vigueur au 1er janvier 2025. Les graphiques et les commentaires suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles contraignantes.

[3] 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

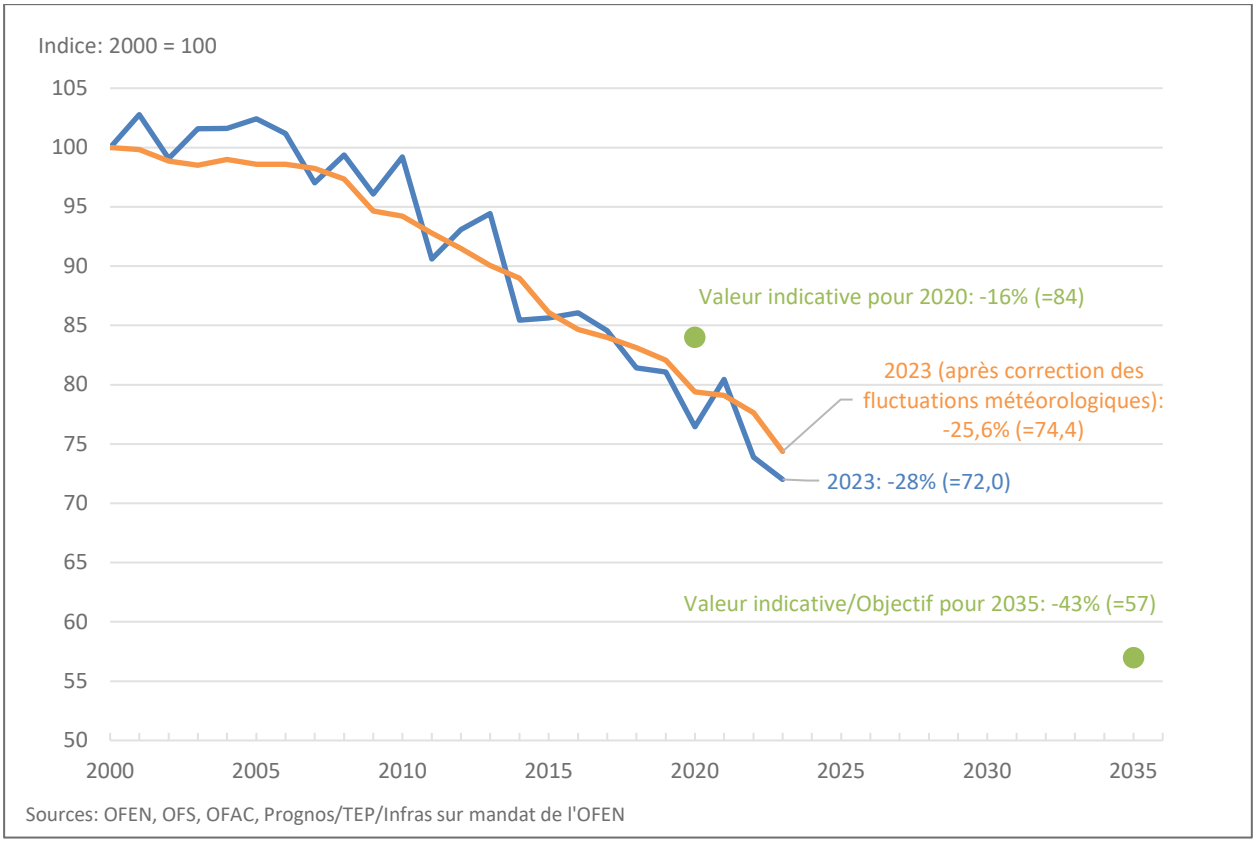

Figure 3: Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant 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 9,5 % entre l'an 2000 et 2023 (de -10,9 % sans le transport aérien international), alors que la population a augmenté de 23,7 % durant ce laps de temps. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par habitant par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi sur l'énergie en vigueur, de 43 % jusqu'en 2035. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ancre cette valeur de 43 % jusqu'en 2035 comme objectif dans la loi. En 2023, la consommation d'énergie finale par habitant était de 78,6 gigajoules (21,8 MWh), soit 28,0 % de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 25,6 %. À l'avenir, la consommation énergétique finale par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2 % par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative 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 0,3 % en 2023 par rapport à l'année précédente. Cela est principalement dû à la hausse de la consommation du transport aérien international. L'effet des températures plus froides (les degrés-jours de chauffage ont augmenté de 1,8 % par rapport à l'année précédente) sur la consommation d'énergie à des fins de chauffage a en revanche pu être surcompensé par des efforts en matière d'économies, des améliorations de l'efficacité et des effets de substitution. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2023, 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 2023, 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, 2024a / OFS, 2024a / OFAC, 2024 / Feuille fédérale, 2023a / Prognos/TEP/Infras, 2024a+b).

3.1.2 Consommation électrique par personne et par an

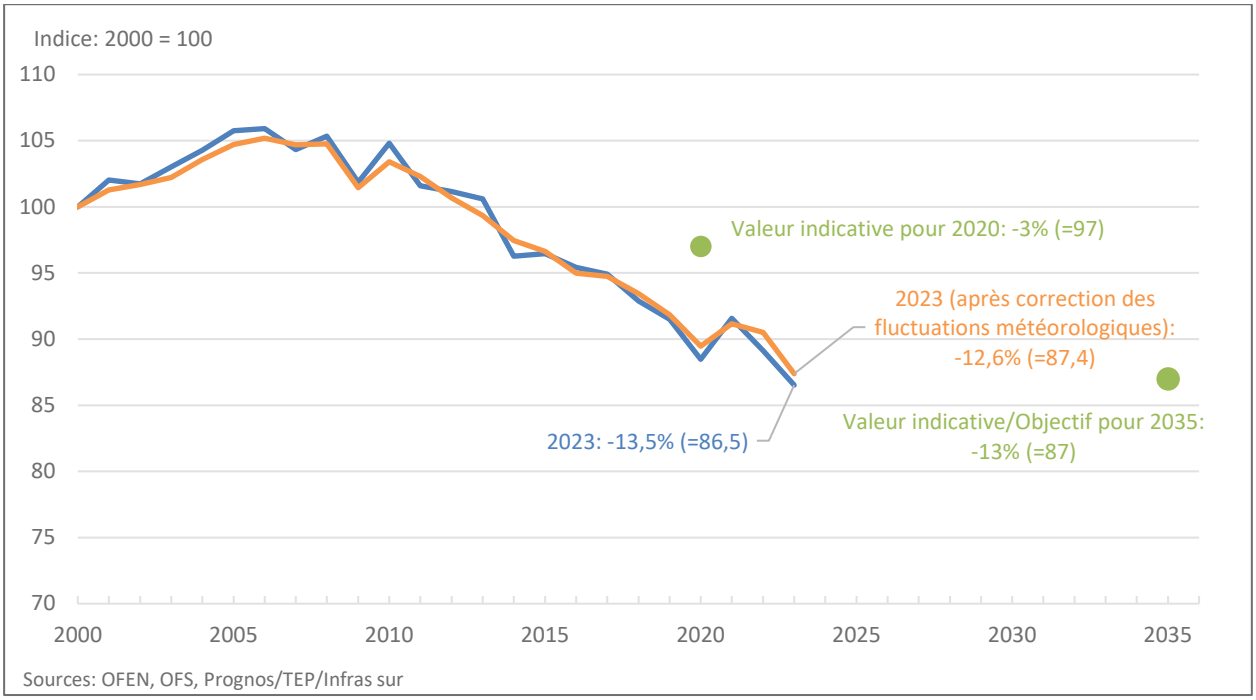

Figure 4: Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par habitant 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 3 % entre 2006 et 2023, alors que l'effectif de la population a progressé de 18,8 % 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 sur l'énergie en vigueur, la réduction visée de la consommation électrique par habitant est de 13 % jusqu'en 2035 par rapport à l'année de référence 2000. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ancre cette valeur de 13 % jusqu'en 2035 comme objectif dans la loi. En 2023, la consommation électrique par habitant était de 22,7 gigajoules (6308 kWh), soit 13,5 % de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 12,6 % *(cf. courbe orange)*. La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1,3 % 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_2). C'est pourquoi des efforts supplémentaires sont nécessaires si l'on veut atteindre la valeur indicative/l'objectif pour 2035 (-13 %). En 2023, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a reculé de 1,7 % par rapport à l'année précédente. Toutefois, sur l'ensemble de la période de l'an 2000 à 2023, la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a augmenté de 7,1 %. 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 contri-

bué à l'augmentation de la consommation électrique durant toute la période de l'an 2000 à 2022. 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, 2024a / OFS, 2024a / Feuille fédérale, 2023a / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2024a+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 indicatives 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. Il convient de noter que ces valeurs indicatives ne sont pas compatibles avec le nouvel objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Avec l'entrée en vigueur de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, de nouveaux objectifs contraignants en matière de développement et d'efficacité pour 2035 et 2050 s'appliquent à partir du 1er janvier 2025.

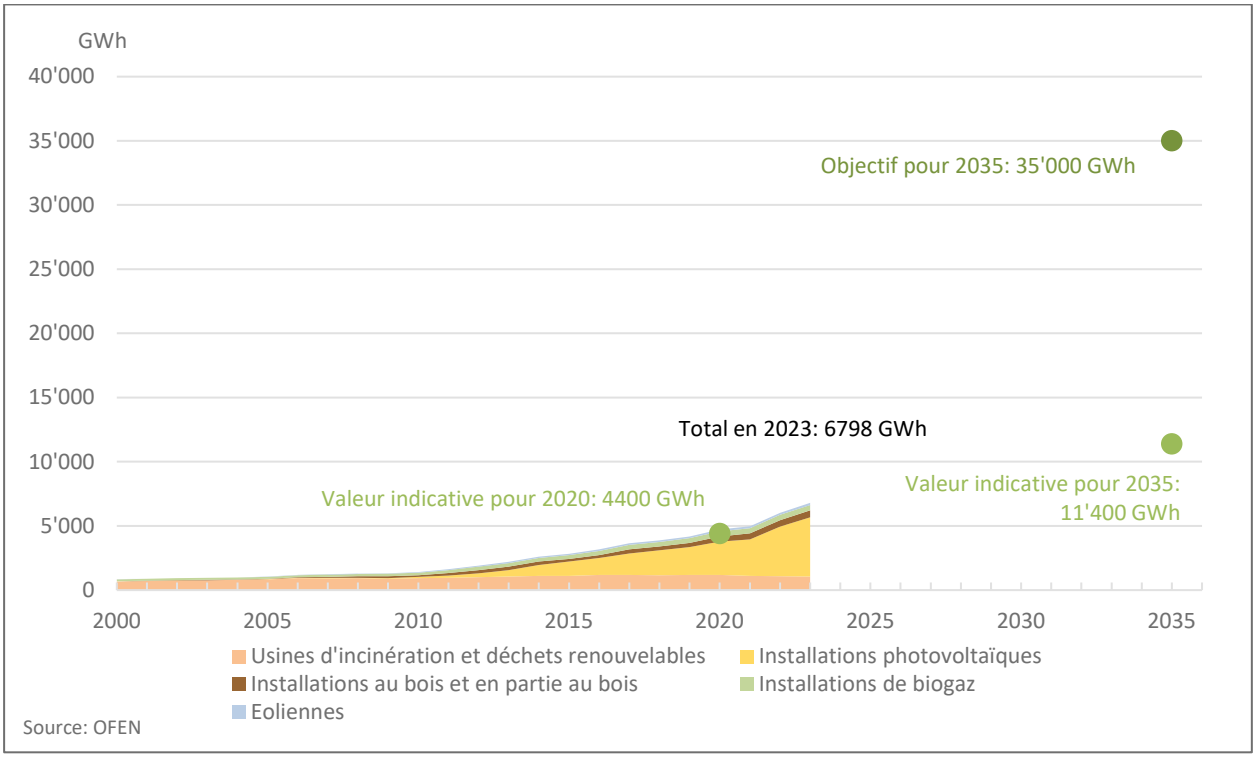

Figure 5: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

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 2023, la production était de 6798 GWh, soit 10,2 % 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 2023, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 786 GWh ; depuis 2011, il est en moyenne de 415,1 GWh par an. La valeur indicative pour 2035 selon la loi sur l'énergie en vigueur est de 11 400 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 383,5 GWh par an est nécessaire. Un accroissement sensiblement plus élevé de 2350,2 GWh par an est nécessaire pour que l'ob-

jectif de 35 000 GWh inscrite dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables pour 2035 puisse être atteinte. La loi entre en vigueur le 1er janvier 2025. 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 68 % 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 2023 : 15,4 %), suivie par les installations de combustion au bois et en partie au bois (part en 2023 : 7,9 %), le biogaz (part en 2023 : 6,1 %) et l'énergie éolienne (part en 2023 : 2,5 %). Aucune installation géothermique n'a encore été réalisée pour produire de l'électricité (sources : OFEN, 2024a / 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[4]. À la mi-octobre 2024, deux projets d'une puissance de 27,8 MW avaient été définitivement autorisés, trois projets d'une puissance de 27,2 MW avaient été autorisés en première instance et onze autres projets d'une puissance de 223,7 MW avaient été mis à l'enquête. Si les 16 installations de la liste sont réalisées comme prévu, on peut s'attendre à une production supplémentaire de 417,8 GWh par an (source : Conseil fédéral, 2023d).

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. 71*c* 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. 71*c* 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. 71*c* 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 2024, aucun canton n'avait encore annoncé de projets à l'OFEN pour cette liste (sources : Feuille fédérale 2023b / Conseil fédéral 2023a).

[4] L'OFEN a publié une carte interactive montrant où de grandes installations photovoltaïques selon l'art. 71*a* 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.

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 indicative prévue dans la loi sur l'énergie en vigueur, la production moyenne visée est d'au moins 37 400 GWh en 2035. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables fixe un objectif de 37 900 GWh. 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, la loi sur l'énergie en vigueur et la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables tablent, en ce qui concerne le développement de la production hydroélectrique, sur une production moyenne attendue[6] 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.

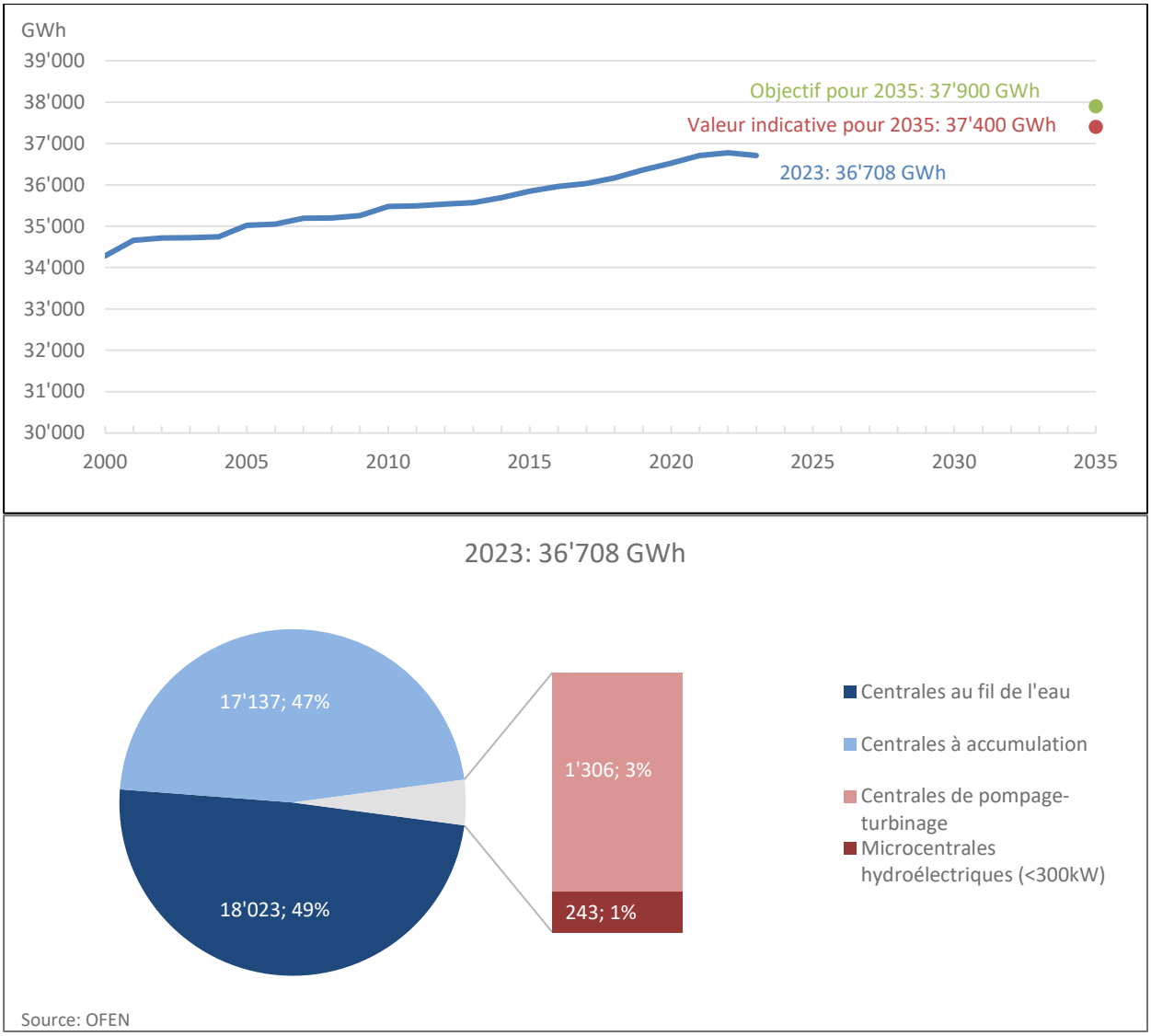

Figure 6: Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

[6] 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).

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 36 708 GWh en 2023 (état au 1er janvier 2024), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de référence 2011 (état au 1er janvier 2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 1900 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative selon la loi sur l'énergie en vigueur. 63,8 % de cet accroissement étaient réalisés jusqu'à l'année sous rapport. En 2023, la production moyenne attendue a diminué de 66 GWh par rapport à l'année précédente. La cause de cette évolution est avant tout l'hydrologie inférieure à la moyenne des années précédentes au Tessin et dans les Grisons. La production moyenne attendue a augmenté en moyenne de 95 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 58 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035. Pour atteindre l'objectif de 37 900 GWh pour 2035 fixée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, un accroissement moyen de 99 GWh par an est nécessaire. Le deuxième 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, 2024b+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 adoptée par le Parlement, 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 fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. À l'avenir, le rapport de monitoring suivra l'augmentation de la production en considérant l'évolution des 16 projets. En août 2024, l'état d'avancement des projets était très hétérogène. Les projets de Trift (BE), Chlus (GR) et Grimsel (BE), dont les procédures d'octroi d'une concession étaient en cours, étaient les plus avancés dans la planification. Une concession a été accordée au projet de Trift en première instance, mais un recours a été déposé contre cette décision. L'affaire est en suspens devant le Tribunal administratif cantonal. La phase préliminaire des deux projets de Gorner (VS) et de Mattmark (VS) était achevée. Les onze autres projets se trouvaient à des stades de planification précoces (sources : DETEC, 2021 / Feuille fédérale, 2023a).

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

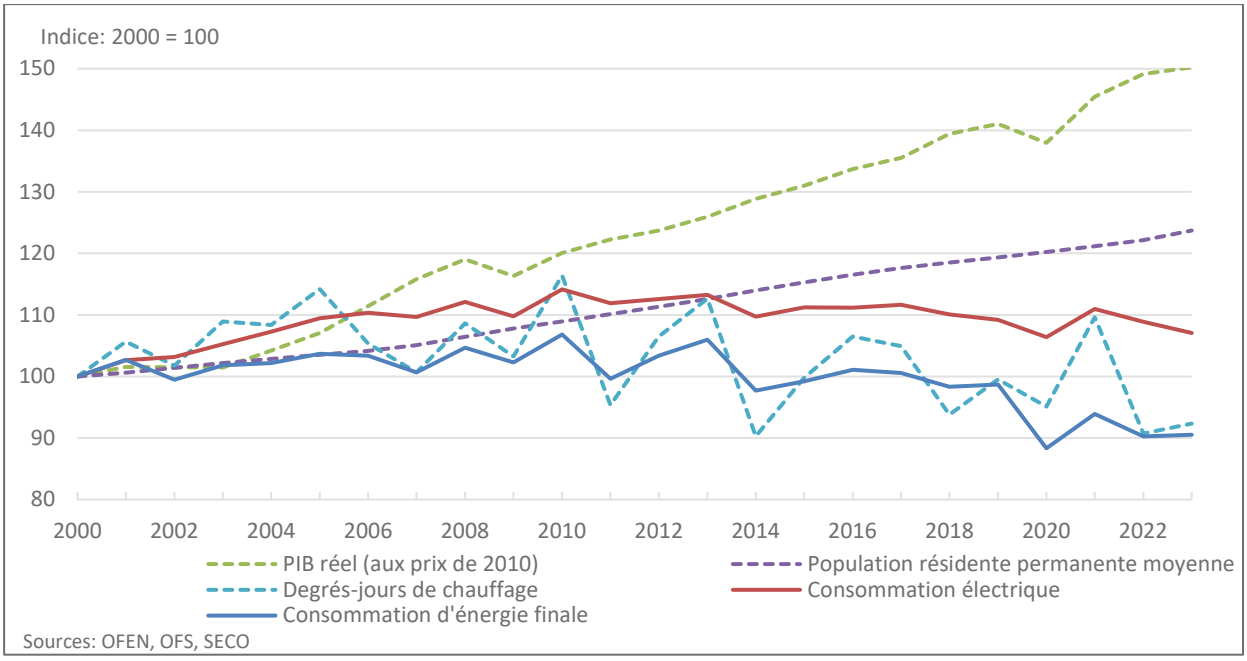

Figure 7: Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

La *figure 7* 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 l'essence au diesel pour les transports ou du mazout au gaz naturel 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, 2024a).

3.2.2 Consommation énergétique finale et globale par secteur

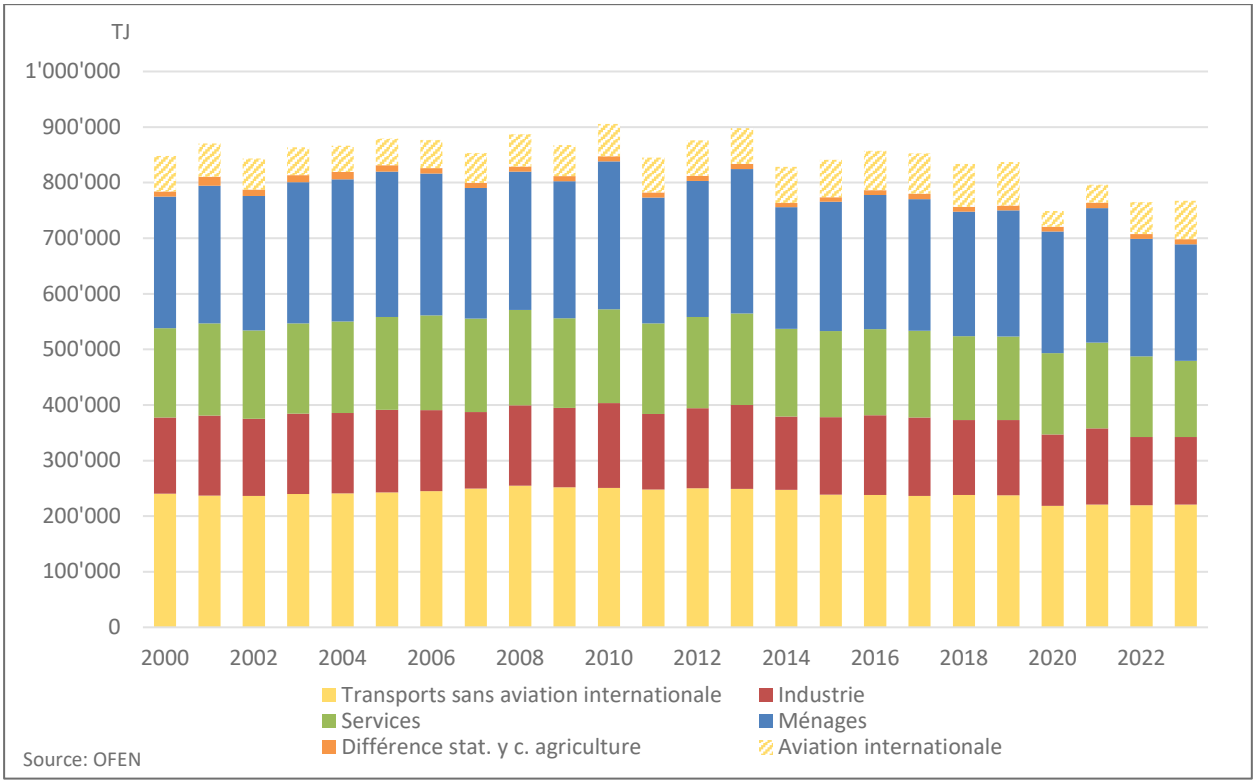

Figure 8: Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 767'450 térajoules (TJ) en 2023, soit une augmentation de 0,3 % par rapport à 2022. Cette évolution s'explique principalement par l'augmentation nette de la consommation dans le transport aérien international ainsi que des températures plus froides que l'année précédente. Par rapport à l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 9,5 % (2000 : 847 790 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 23,7 %. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre que les **transports** représentent le principal groupe de consommateurs. En 2023, leur part était de 37,7 % (2000 : 35,9 %), dont 9 % 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 17,8 % en 2023 (2000 : 19,0 %), tandis que celle du **secteur des services** était de 15,8 % (2000 : 16,2 %). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 27,4 % (2000 : 27,9 %).

En 2023, le nombre de degrés-jours de chauffage, un indicateur important de la consommation d'énergie, a augmenté de 1,8 % par rapport à l'année précédente. L'effet des températures plus froides sur la consommation d'énergie à des fins de chauffage a toutefois été surcompensé par les efforts d'économies, les gains d'efficacité et les effets de substitution. Malgré une météo plus fraîche, on constate une diminution de la consommation des ménages privés (-1360 TJ ou -0,6 %) et du secteur des services (-1090 TJ ou -0,9 %). 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 2022 (+12 580 TJ ou +4,5 %). Cette hausse est principalement due à la nouvelle augmentation considérable de la consommation de carburant pour le transport aérien international après la pandémie de COVID-19 (+11 400 TJ ou +19,8 %). En 2023, la consommation de carburant d'aviation est toutefois restée nettement inférieure au niveau de 2019. On constate également une baisse de la consommation énergétique finale dans l'industrie (-8270 TJ ou -5,7 %), ce qui s'explique en grande partie par la nette diminution de la consommation de gaz (-3280 TJ ou -9,9 %) et d'électricité (-3790 TJ ou -6,1 %). La consommation énergétique finale a fléchi dans tous les secteurs par rapport à l'an 2000 (ménages : -26 470 TJ ou -11,2 % ; industrie : -23 800 TJ ou -14,8 % ; services : -15 690 TJ ou -11,4 % ; transports : -14 420 TJ ou -4,7 %).

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 (+23,7 %), surfaces de référence énergétique dans les logements (+35,6 %), parc de véhicules à moteur (+40,6 %). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont compensé partiellement les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs. L'augmentation de la consommation générée par les facteurs quantitatifs a toutefois seulement pu être compensée dans le secteur de l'industrie et celui des services. En fin de compte, les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique, mais leur action s'est avérée bien 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 privés, 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 ». Les prix très élevés du gaz naturel en 2022 et en 2023 semblent avoir renforcé cette tendance. Dans le secteur des transports, on a constaté jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel. 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. En revanche, la substitution des carburants fossiles par de l'électricité a augmenté durant la même période. 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. 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, 2024a / Prognos/TEP/Infras, 2024a+b).

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

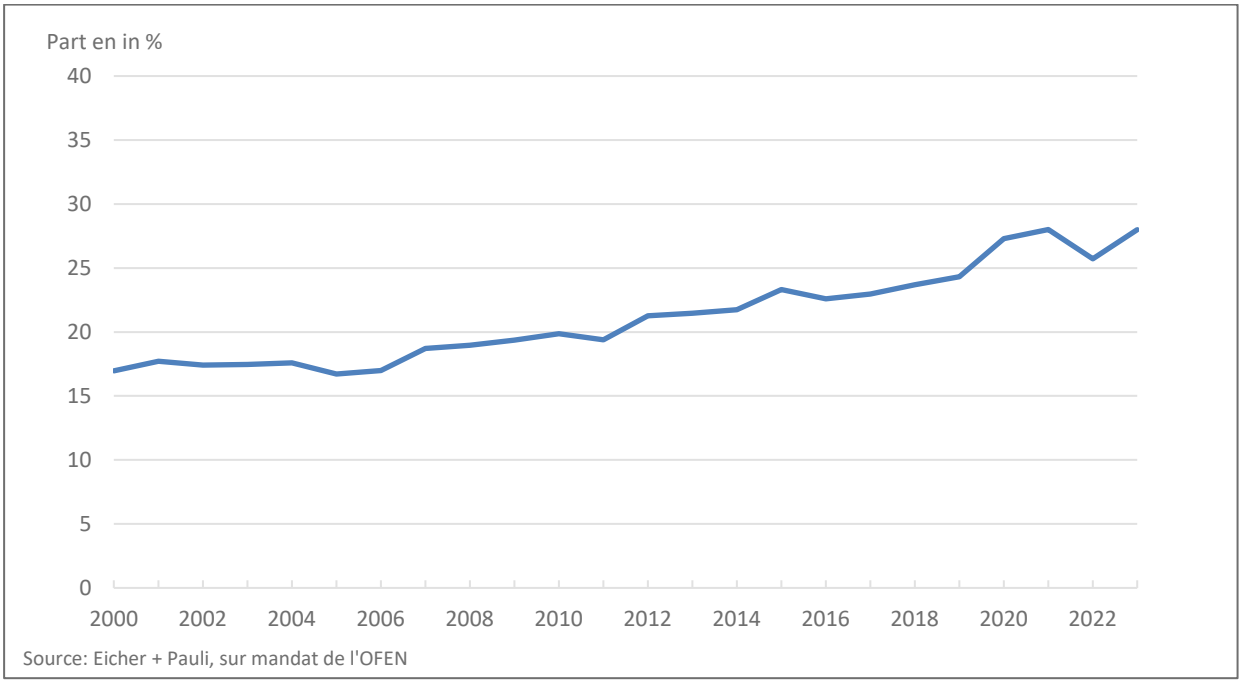

Figure 9: Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

Les énergies renouvelables devront à l'avenir couvrir une part substantielle de la consommation globale d'énergie. La *figure 9* montre que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale a augmenté de manière constante depuis l'an 2000. Cette croissance est plus importante depuis la moitié des années 2000. La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale était au total de 28 % en 2023 (2022 : 25,7 % ; 2000 : 17 %) (source : Eicher + Pauli, 2024).

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 indicatives selon la LEne et dans les valeurs cibles conformément à 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.

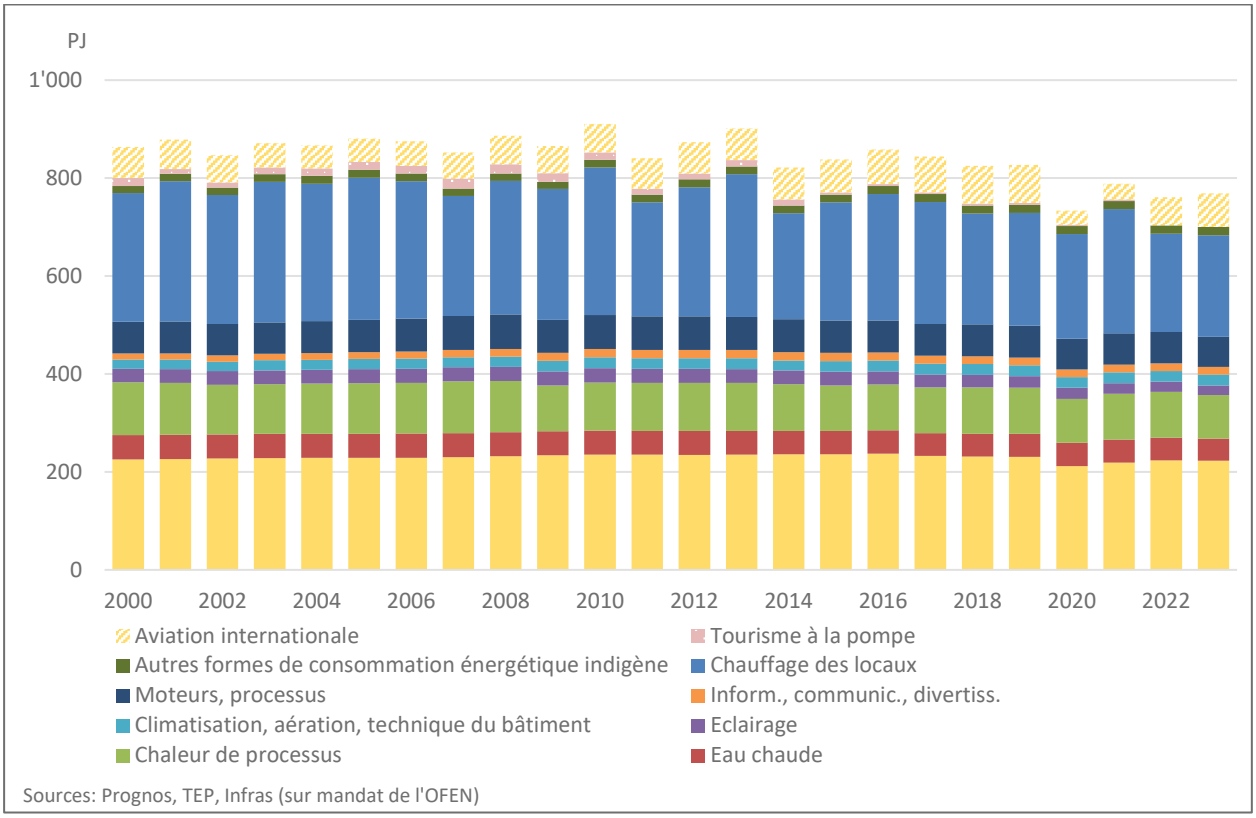

Figure 10: Évolution de la consommation d'énergie finale (modélisée) en Suisse en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation d'énergie finale en Suisse a légèrement fléchi en 2023 par rapport à 2022 (-0,5 %), principalement en raison des besoins énergétiques moindres pour la chaleur industrielle (-5,2 %) ainsi que pour les moteurs et processus (-3,3 %). Les besoins pour le chauffage des locaux ont en revanche augmenté (+3 %) en raison des températures plus froides. De plus, en 2023, la consommation a également diminué par rapport à l'année précédente en matière d'éclairage (-4,0 %), pour l'eau chaude (-2,1 %) et la mobilité indigène (-0,4 %). La consommation a en revanche augmenté

pour la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (+2 %). Malgré le recul de la consommation énergétique indigène, la consommation d'énergie (modélisée) a augmenté (+1,0 %), ce qui s'explique par la nette augmentation de la consommation du transport aérien international (+18,0 %). Par rapport à l'an 2000, la consommation d'énergie finale en Suisse a diminué de 10,7 % et la consommation totale d'énergie finale (modélisée) de 11,2 %. Ce recul est en grande partie dû à la baisse de la consommation pour le chauffage des locaux (-21,2 % ; corrigé de l'influence des facteurs météorologiques -12,4 %). La consommation liée à l'eau chaude (-9,0 %), à la chaleur de processus (-17,5 %), à l'éclairage (-28,7 %), à la mobilité intérieure (-1,2 %), aux moteurs et processus (-5,2 %) et au tourisme à la pompe (-112,6 %) a également fléchi par rapport à l'an 2000. La consommation pour l'information, la communication et les divertissements (+31,2 %), pour la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (+15,5 %) ainsi que pour le transport aérien international (+7,5 %) et les autres formes de consommation (+17,5 %)[8] ont augmenté. En 2023, la consommation totale d'énergie finale est dominée par les applications Chauffage des locaux (27,0 %) et Mobilité intérieure (sans le tourisme à la pompe ; 29,1 %). La chaleur de processus (11,6 %), les moteurs et processus (8,1 %) et le transport aérien international (8,9 %) ont aussi joué un rôle important. Entre l'an 2000 et 2023, la part du chauffage des locaux (-3,4 %) et du tourisme à la pompe (-2,1 %) au niveau de la consommation finale d'énergie a diminué, celle de la mobilité intérieure (+3 %) et du transport aérien international (+1,6 %) a augmenté. Les parts des autres applications n'ont que peu changé par rapport à l'an 2000 (source : Prognos/TEP/Infras, 2024b).

[8] 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.).

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 pratiquement été multiplié par sept depuis l'an 2000 (2000 : 66 622 installations, 2023 : 447 749 installations). La consommation d'électricité pour la production de chaleur n'a, quant à elle, que quadruplé. Cela indique une forte augmentation de l'efficacité des installations. En 2023, la consommation d'électricité s'élevait à 2651 GWh (2000 : 632 GWh), ce qui correspond à une part de 4,7 % de la consommation totale d'électricité en Suisse. La hausse de la consommation d'électricité des installations de pompes à chaleur par rapport à l'année dernière est 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 2023, 30,1 % (2022 : 26,1 %) des voitures particulières nouvellement immatriculées étaient déjà des véhicules rechargeables, c'est-à-dire soit des véhicules purement électriques (20,9 % ; 2022 : 17,9 %), soit des véhicules hybrides rechargeables (9,2 % ; 2022 : 8,2 %). La part des véhicules électriques dans les nouvelles immatriculations de véhicules utilitaires légers a également augmenté rapidement (2022 : 10,5 % ; 2023 : 14,6 %). En 2023, la consommation de la mobilité électrique au niveau du trafic routier s'élevait à 583 GWh, ce qui correspond à une part de 1 % de la consommation totale d'électricité en Suisse (56 067 GWh). En 2023, la mobilité électrique et les installations de pompes à chaleur totalisaient donc une consommation d'électricité de 3234 GWh, soit 5,8 % de la consommation totale d'électricité en Suisse (sources : OFEN, 2024a / OFEN 2024e).

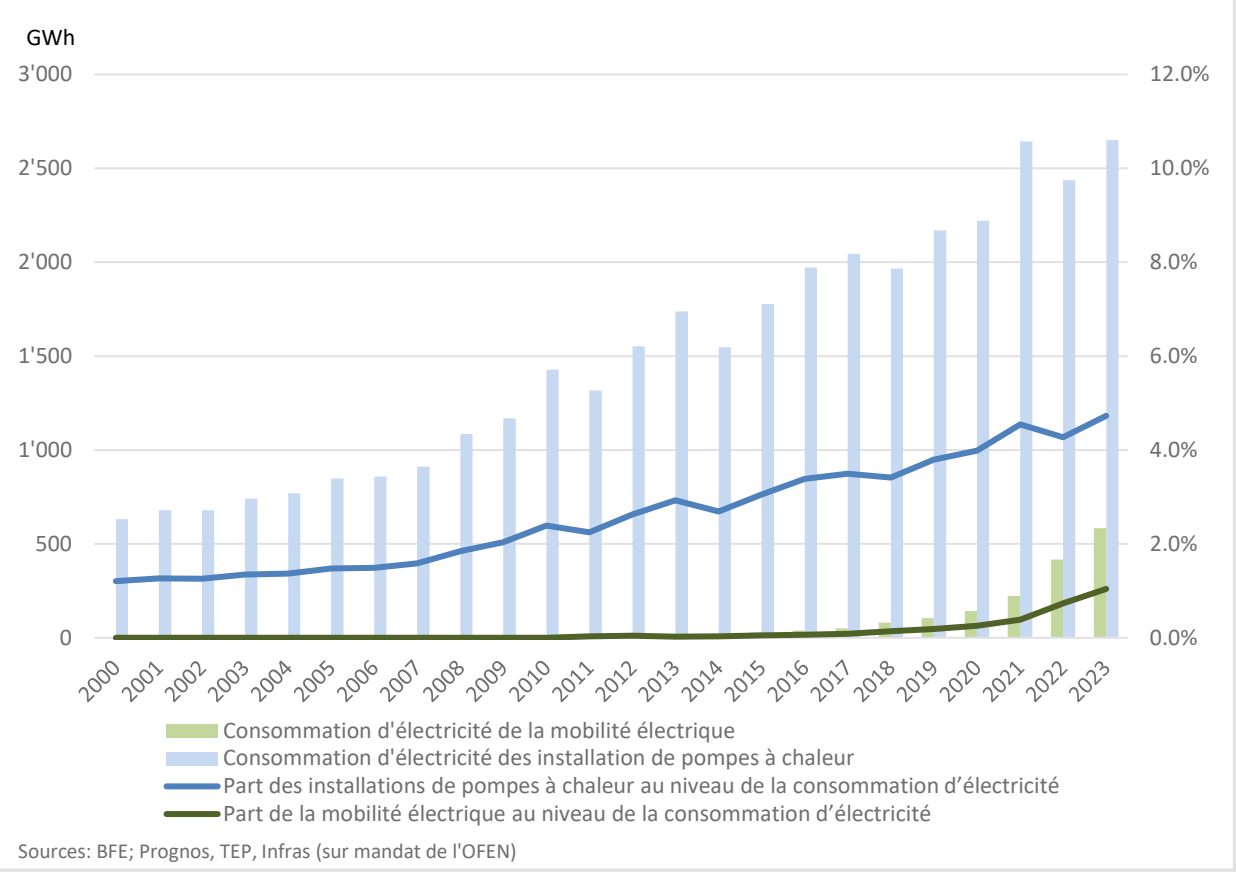

Figure 11: Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur

3.2.5 Intensité énergétique et intensité électrique

Outre la consommation d'énergie par habitant, 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.

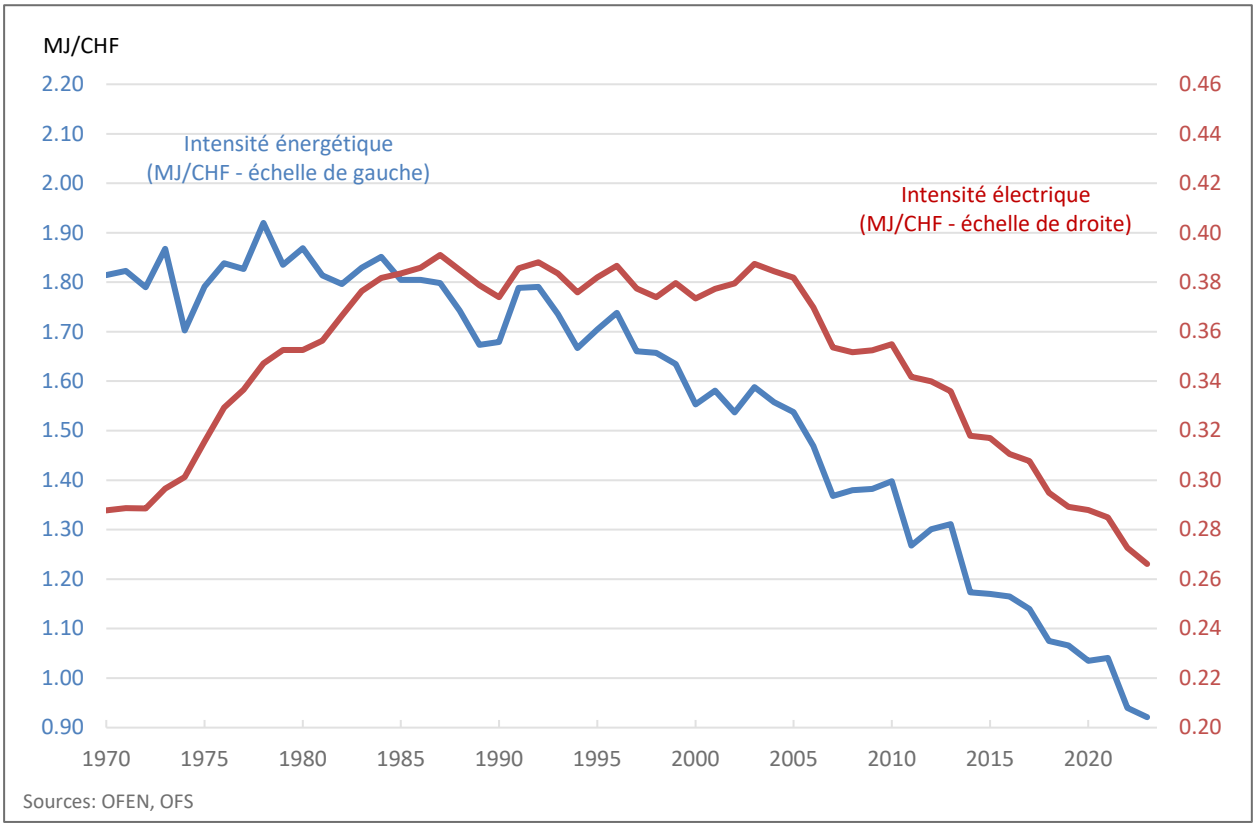

Figure 12: Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF)

La *figure 12* 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 1,92 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors (2023 : 0,92 MJ/CHF ; 2000 : 1,55 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 (2023 : 0,27 MJ/CHF ; 2000 : 0,37 MJ/CHF) (sources : OFEN, 2024a / OFS, 2024b)[5].

[5] 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).

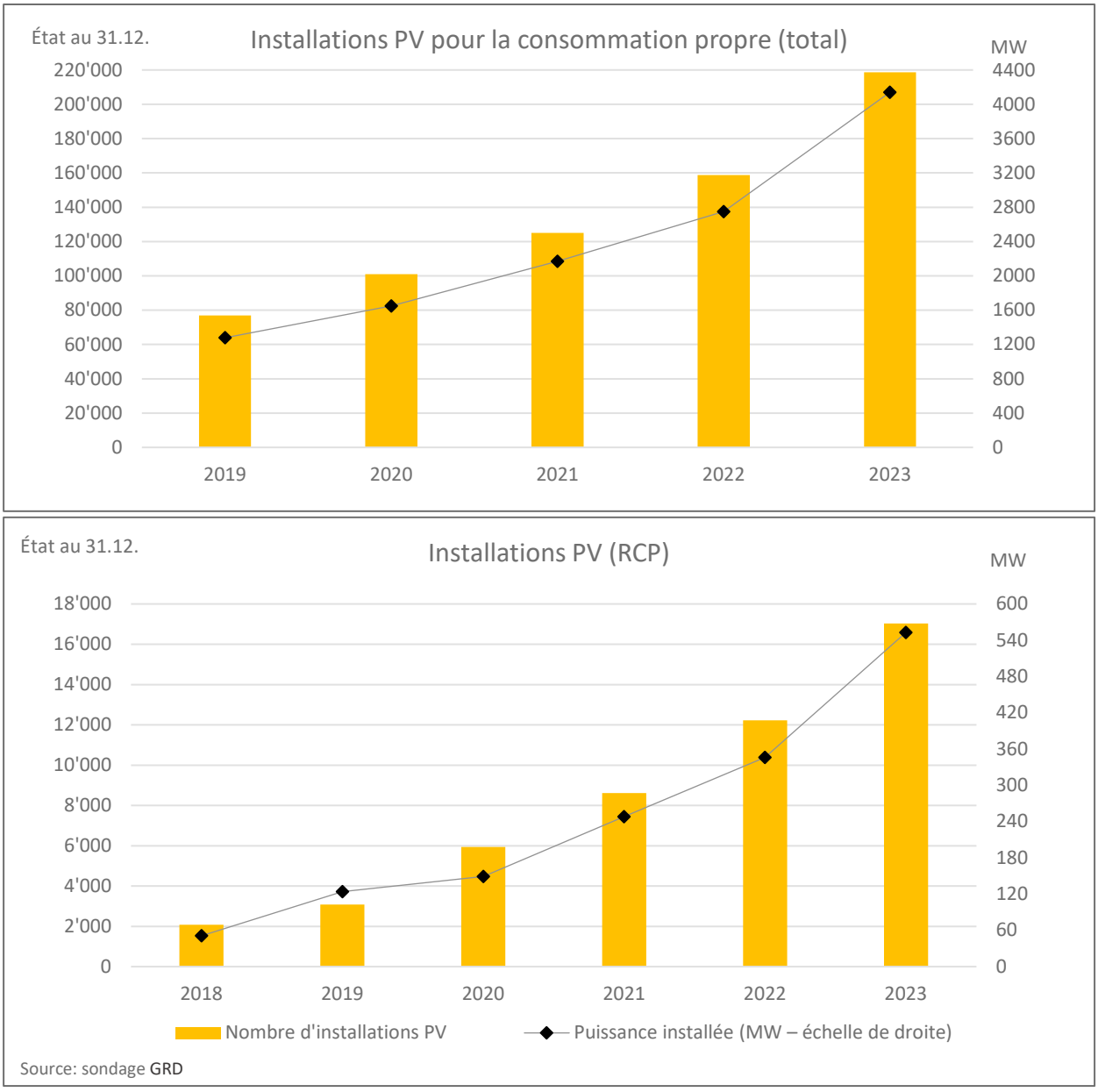

Figure 13: Installations PV pour la consommation propre (source : enquête auprès des GRD) [6]

[6] Données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation.

La *figure 13* 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 2023, le nombre d'installations PV pour la consommation propre, y compris les RCP, a progressé de 38 % par rapport à l'année précédente et s'inscrivait à 219 656 installations (env. 89 % du total des installations PV). La puissance installée[7] a augmenté de 50 %, à quelque 4161 MW. Selon les indications fournies, ces installations ont injecté au total 3 078 883 (2022 : 1 563 965) 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 2022, 235 (2022 : 123) de ces RCP comportant des installations PV ont acquis leur électricité sur le marché (source : GRD, 2024).

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 2023, une installation PV affichait une puissance de quelque 885 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 1,79 TWh en 2023, soit environ 3,2 % de la consommation d'électricité globale de la Suisse, qui s'établissait à 56 TWh cette même année. Le taux moyen de consommation propre s'inscrivait à près de 46 % 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, 2024 / OFEN, 2024c / Swissolar, 2024 / calculs de l'OFEN).

[7] 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 Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, ainsi que le contexte international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relient la production à la consommation, est particulièrement crucial. C'est l'objectif que vise la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)[8], qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 et est en vigueur depuis 2019. Le monitoring se concentre actuellement sur les réseaux électriques en recourant aux indicateurs État d'avancement et durée des projets de réseau, Enfouissement de lignes, Investissements dans le réseau et amortissements ainsi qu'aux indicateurs sur le développement du réseau intelligent.

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

La Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques instituent des conditions-cadres fiables pour un développement des réseaux en temps utile, adapté aux besoins et qui garantisse la sécurité d'approvisionnement en électricité. Elles fixent des exigences concernant la détermination des besoins de transformation et d'extension des réseaux électriques suisses, optimisent les procédures d'autorisation des projets de ligne et définissent les critères décisionnels permettant d'opter soit pour une ligne souterraine, soit pour une ligne aérienne. Les règles visent à accroître la transparence du processus de planification du réseau et à améliorer globalement l'acceptation des projets de réseau, l'attention portant plus particulièrement sur le réseau suisse de transport. Celui-ci doit garantir, sur de longues distances, le transport sûr et en quantité suffisante de l'énergie importée et de l'énergie injectée aux centres de production indigènes à destination des centres de consommation. Il doit aussi compenser à large échelle, grâce aux importations, aux exportations et à la complémentarité des divers parcs de centrales, les fluctuations de l'injection d'énergies renouvelables qui ne peuvent pas être compensées aux niveaux inférieurs du réseau.

[8] Cf. Nouvelles conditions-cadres pour le développement du réseau

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 elle se termine en général par le dépôt de la demande d'intégration du projet dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Lorsqu'un projet n'a pas encore atteint le stade de l'avant-projet ou le stade de la construction au sens propre et qu'il se trouve donc encore dans une phase très précoce de planification, le rapport de monitoring le mentionne comme *idée de projet*.

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.

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau[9] qui tient compte de la sortie progressive de l'énergie nucléaire prévue par la Stratégie énergétique 2050 et qui prévoit, d'ici à 2025, des projets correspondants visant à renforcer et à développer le réseau de transport. Le présent monitoring examine l'état d'avancement et la durée des projets concernant le réseau de transport en se référant au Réseau stratégique 2025 présenté par Swissgrid (ch. 1 à 10) de même que d'autres projets parfois initiés par des tiers *(cf. figure 14)*. Un fondement essentiel de la

[9] Cf. Réseau stratégique 2025

planification du réseau est le scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique qui a été introduit légalement avec la stratégie Réseaux électriques et qui est vérifié et actualisé tous les quatre ans par la Confédération. Il constitue pour les gestionnaires de réseau une base politique importante qui leur permet de déterminer s'il est nécessaire d'étendre le réseau et d'élaborer ou d'actualiser leurs propres plans pluriannuels. En novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le premier scénario-cadre contraignant pour les autorités (Conseil fédéral, 2022a). Sur la base du scénario-cadre, Swissgrid actualise actuellement son plan pluriannuel pour la planification à long terme du réseau qui doit ensuite être soumise à l'ElCom pour examen. Pour finir, Swissgrid publiera le Réseau stratégique 2040 avec les projets qu'il contient, probablement au printemps 2025.

Le Conseil fédéral veut accélérer davantage la transformation et l'extension des réseaux électriques. Entre autres mesures, les lignes de transport d'électricité devront à l'avenir être des lignes aériennes. Le 26 juin 2024, il a donc ouvert une consultation sur la révision de la loi sur l'électricité, qui s'est achevée le 17 octobre 2024 et qui est en cours d'évaluation (Conseil fédéral, 2024d). D'autres mesures visant également à accélérer les procédures de planification en vue de l'extension du réseau sont prévues dans le projet de loi pour l'accélération des procédures pour la construction de centrales solaires, éoliennes et hydrauliques (Conseil fédéral, 2023c). Le Conseil fédéral a adopté le message correspondant en juin 2023 et celui-ci est en cours d'examen au Parlement (il est prévu que la Confédération définisse à l'avenir directement le corridor de planification au lieu de définir d'abord une zone de planification pour des lignes dites à très haute tension).

Le tableau ci-dessous montre les projets dont la Confédération suit les progrès. Ce suivi 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 décidées ou qui doivent encore l'être.

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel[10]	Année de mise en service prévue[11]
1. Chamoson-Chippis	• Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis • Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône • Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais • Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen • Contribution à la sécurité du réseau suisse	En service	Terminé et en service en 2022
2. Bickigen-Chippis (ligne de la Gemmi)	• Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV • Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis • Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton • Contribution à la sécurité de l'approvisionnement	PAP OFEN	2029
3. Pradella-La Punt	• Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel • Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV. • Élimination du goulet d'étranglement actuel • Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne	En service	Terminé et en service en 2022
4. Chippis-Lavorgo 4.1. Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) 4.2. Mörel-Ulrichen (« Gommerleitung ») 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	• Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis-Mörel-Lavorgo (Chippis-Stalden reste à 220 kV) • Démantèlement des lignes existantes sur 67 km • Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin	4.1. PAP OFEN 4.2. Réalisation (Mörel-Ernen) / En service (Ernen-Ulrichen) 4.3. Réalisation (Agarn-Stalden) / PAP OFEN (Chippis-Agarn) 4.4. PAP OFEN	2032

[10] État au 15 octobre 2024

[11] Selon la planification de Swissgrid.

	• Élimination d'un goulet d'étranglement critique		
5. Beznau-Mettlen 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Mettlen-Obfelden	• Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km • Élimination de goulets d'étranglement structurels • 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	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. Projet de construction 5.4. Projet de construction	2031
6. Bassecourt-Mühleberg	• 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 • Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse	En service	Terminé et en service en 2023
7. Magadino	• Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV • Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia • Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin	Idée de projet	2035
8. Génissiat-Foretaille	• Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV • Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	• Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle • 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	9.1. PSE 9.2. Avant-projet/Projet de construction[12]	2035
10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino	• Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia • Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino • Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia • Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite	PSE	2035
11. Flumenthal-Froloo	• 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 • La nouvelle ligne accroît la sécurité d'approvisionnement dans l'agglomération bâloise et toute la Suisse • 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 • La ligne existante sera entièrement démantelée après la mise en service de la nouvelle ligne	PSE	2036
Raccordement de Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	• Raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension • Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial • Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables	NdD_1 En service NdD_2 En service NdD_3 En service	Terminé et mis en service en 2022

[12] Le projet 9.2 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.

Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	• Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève	Réalisation	2025
Obfelden-Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg	• 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 • Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil	OS_1 Réalisation OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Projet de construction	2030
Grynau-Siebnen	• Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV) • 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	PAP OFEN	2028
Amsteg-Mettlen AM_1 Tronçon Lauerz AM_2 Evschachen bei Altdorf	• AM_1 : Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ) • 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.	AM_1 Projet de construction AM_2 En service	2040
Airolo-Mettlen	• Regroupement de l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard • Enfouissement planifié au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airolo-Mettlen sur un tronçon de 18 km • Élément important de la liaison nord-sud pour l'approvisionnement en électricité en Suisse et en Europe • 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	PAP ESTI	2029
Marmorera-Tinzen	• 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). • La ligne joue un rôle important pour le transport de l'énergie des centrales hydroélectriques de Bergell vers les centres de consommation du Plateau.	PSE	2032

Figure 14: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024)

La *figure 15* 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.

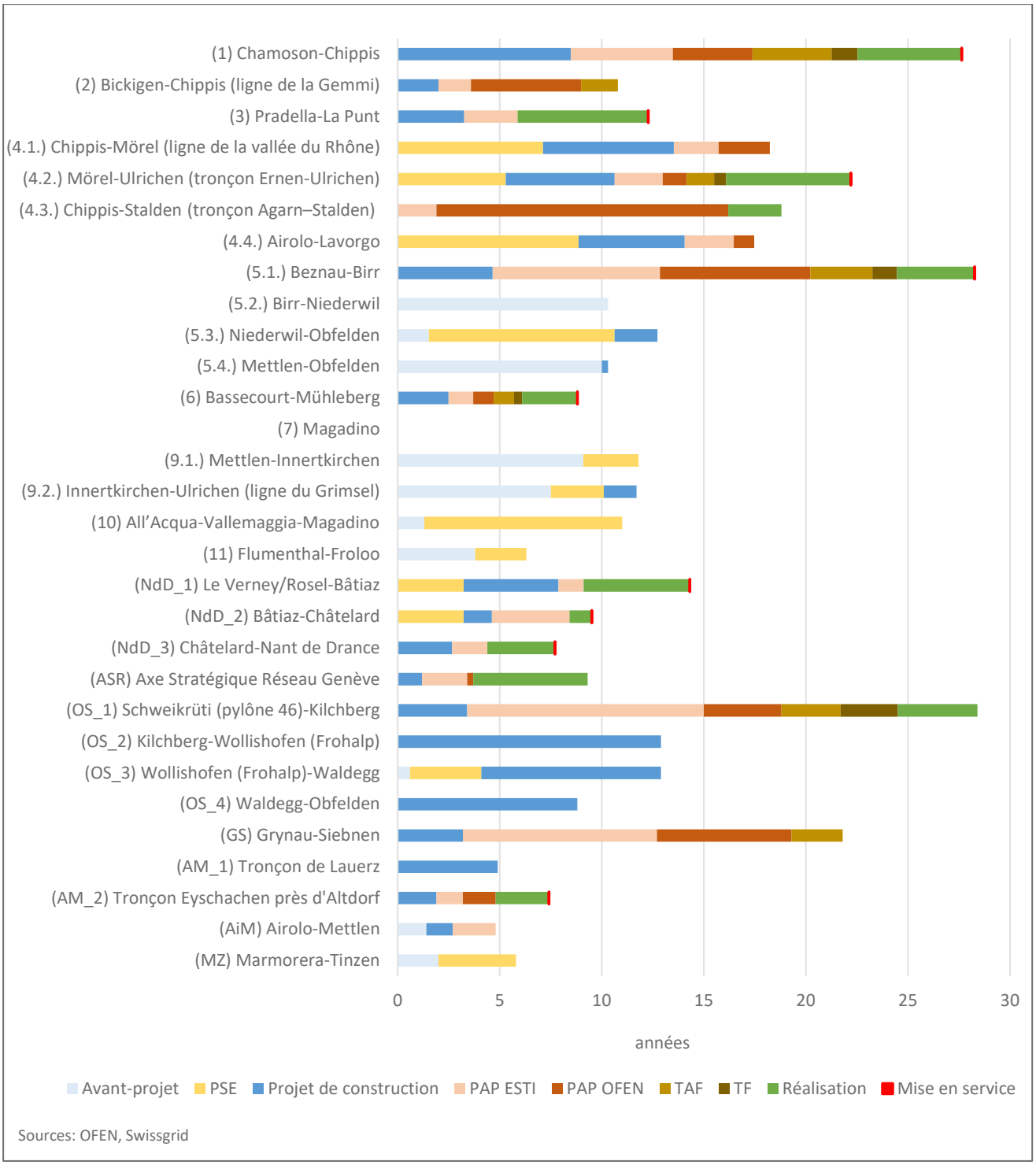

Figure 15: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années) [13]

[13] **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 ; 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 ».

Description sommaire des étapes de planification et de réalisation de divers projets de réseau (état au 15 octobre 2024) :

1. 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 son arrêt du 1er 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.

2. 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 sont 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. 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.

3. 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.

4. 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 :

4.1. 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). Les documents devraient pouvoir être remis à l'OFEN fin mai 2025.

4.2. 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.

4.3. 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 et la réalisation est en cours depuis. Il s'agit d'une procédure selon l'ancienne régulation 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).*

4.4. 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 est suspendu depuis la mi-mars 2024 et probablement jusqu'à la mi-janvier 2025.

5. Beznau-Mettlen

Le projet de réseau Beznau-Mettlen devrait entrer en service en 2031. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après :

5.1. 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 succédé. 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.

5.2. Birr-Niederwil

L'avant-projet pour le tronçon de ligne est terminé depuis septembre 2022. Les prochaines étapes sont en cours de clarification.

5.3. 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 et Swissgrid a ensuite commencé l'élaboration du projet de construction.

5.4. 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. Swissgrid prépare maintenant le dossier PAP à l'attention de l'ESTI.

6. 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'a été 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 son 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.

7. Magadino

Le projet fait actuellement l'objet d'une étude préliminaire qui propose plusieurs variantes avant de lancer l'avant-projet. Selon le Réseau stratégique 2025, la mise en service était initialement prévue en 2018, mais la planification actualisée l'a repoussée à 2035.

8. 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.

9. 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 :

9.1. 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.

9.2. 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.

10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua-Vallemaggia-Magadino (et du projet partiel *4.4. Airolo-Lavorgo* susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réagencement 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. La définition du corridor de planification sur la ligne Avegno-Magadino prend du retard en raison de la question de l'emplacement de la sous-station de Magadino qui se situe dans le périmètre de la zone marécageuse protégée «Piano di Magadino». La consultation pour le corridor de planification proposé par l'OFEN concernant les trois étapes a eu lieu jusqu'à fin octobre 2023. La décision du Conseil fédéral relative à la fixation est attendue à fin 2024. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035.

11. 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 Bâtiaz (NdD_2)* et la ligne câblée souterraine *Châtelard-Nant de Drance (NdD_3)* dans la caverne, qui relient 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-Bâtiaz (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 Bâtiaz 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). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service fin 2025.

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 2030.

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. La planification actuelle du second tube du tunnel routier du Gothard prévoit une galerie technique spécifique, située sous la chaussée (bande d'arrêt d'urgence) en vue du regroupement des infrastructures. Swissgrid y posera 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. 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 2029. 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. Le PSE correspondant sera probablement terminé d'ici fin 2024, lorsque le Conseil fédéral aura fixé le corridor de planification. La réalisation est prévue jusqu'en 2032. (Sources : OFEN/Swissgrid, 2024 / Swissgrid 2015)

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[14]. Comme mentionné plus haut *(voir au chapitre 4.1)*, le Conseil fédéral veut accélérer davantage la transformation et l'extension des réseaux électriques. C'est pourquoi, dans le cadre d'une révision de la loi sur l'électricité, il propose entre autres mesures que les lignes de transport d'électricité devront à l'avenir en principe être des lignes aériennes. Le projet était en consultation jusqu'au 17 octobre 2024. 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.

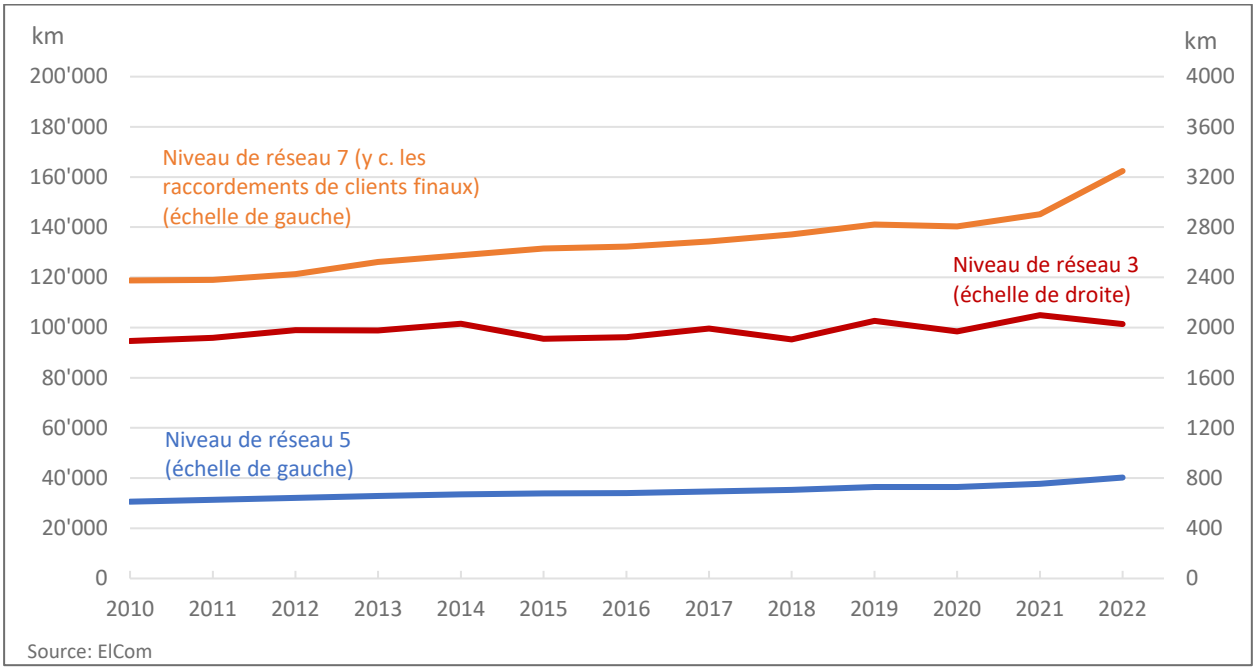

Figure 16: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

[14] Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN : Lignes aériennes ou souterraines. Dans le cadre d'une révision de la loi sur l'électricité, le Conseil fédéral propose, entre autres mesures, que les lignes de transport d'électricité devront à l'avenir être des lignes aériennes (voir 4.1). Les câblages ne doivent être contrôlés que si certains critères sont remplis. Ce serait par ex. le cas si une ligne aérienne transgressait la protection contre le rayonnement non ionisant ou la protection d'objets d'importance nationale visés dans la législation sur la protection de la nature et du patrimoine.

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 *figure 16*. 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. 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 aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 225 844 kilomètres, dont plus 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 : ElCom, 2024a / OFEN/Swissgrid, 2024).

4.3 Investissement 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

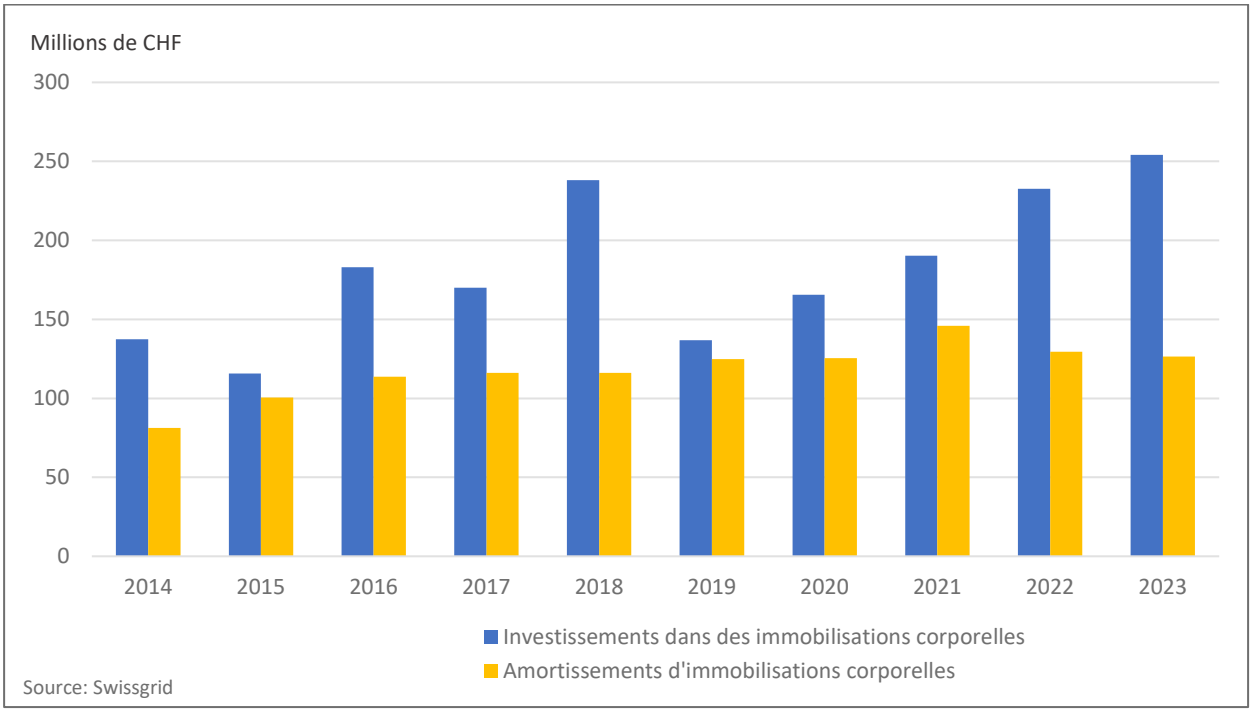

Figure 17: Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La *figure 17* présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2014 et 2023, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 116 millions et 254 millions de francs par an, tandis que les amortissements oscillaient entre 81 et 146 millions de francs par an. Entre 2014 et 2018, les investissements ont augmenté, avec de légères baisses en 2015 et 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, 2024).

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements

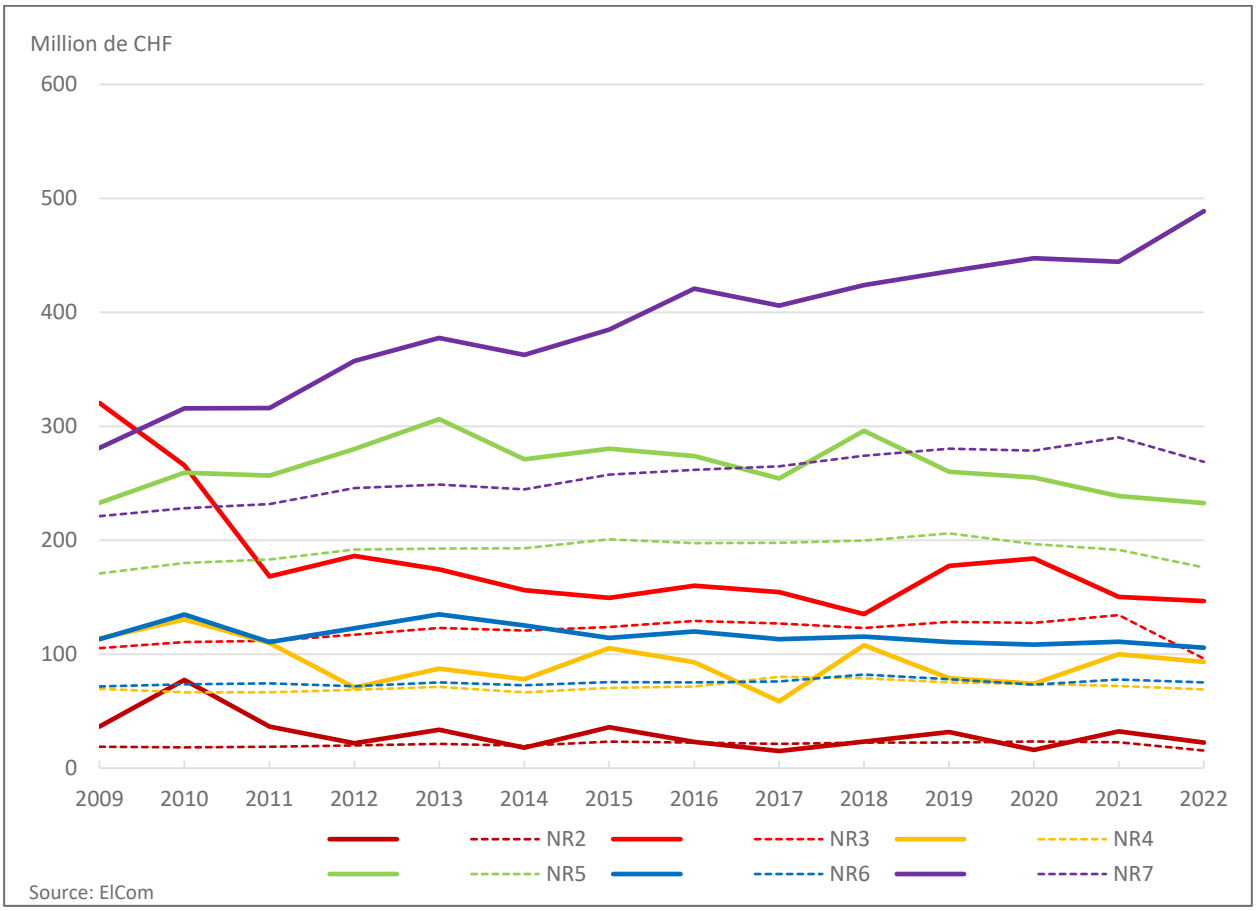

Figure 18: Investissements (traits continus) et amortissements (en pointillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 18* montre que les valeurs (nominales) des **investissements** au niveau de réseau 7 ont augmenté entre 2009 et 2022 (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, 5 et 3, 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 2017 à 2022 environ 1,4 milliard de francs en moyenne chaque

année. Au cours de cette période, les amortissements sont passés de 943 millions de francs à plus de 956 millions de francs environ. L'excédent d'investissement de près de 474 millions de francs est pratiquement resté inchangé par rapport à l'année précédente. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses *(cf. chapitre 5.2.5)*, également en comparaison internationale, l'ElCom considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (sources : ElCom, 2024a+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*)

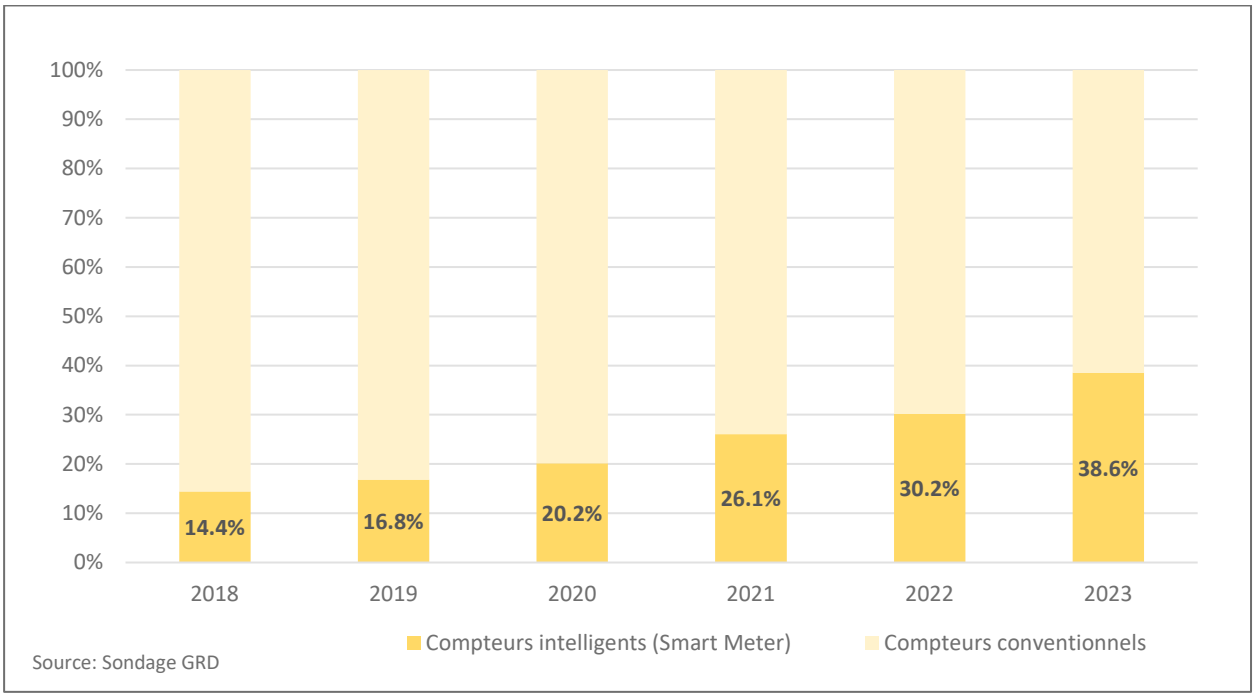

Figure 19: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels[15]

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 (OApEl) 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'OapEl 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,

[15] Selon enquête auprès des GRD, les données n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

2 240 109 compteurs intelligents avaient été installés et utilisés comme tels en 2023 en Suisse. Cela représente une part de près de 39 %, comme le montre la *figure 19.* Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source : GRD, 2024).

4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation)

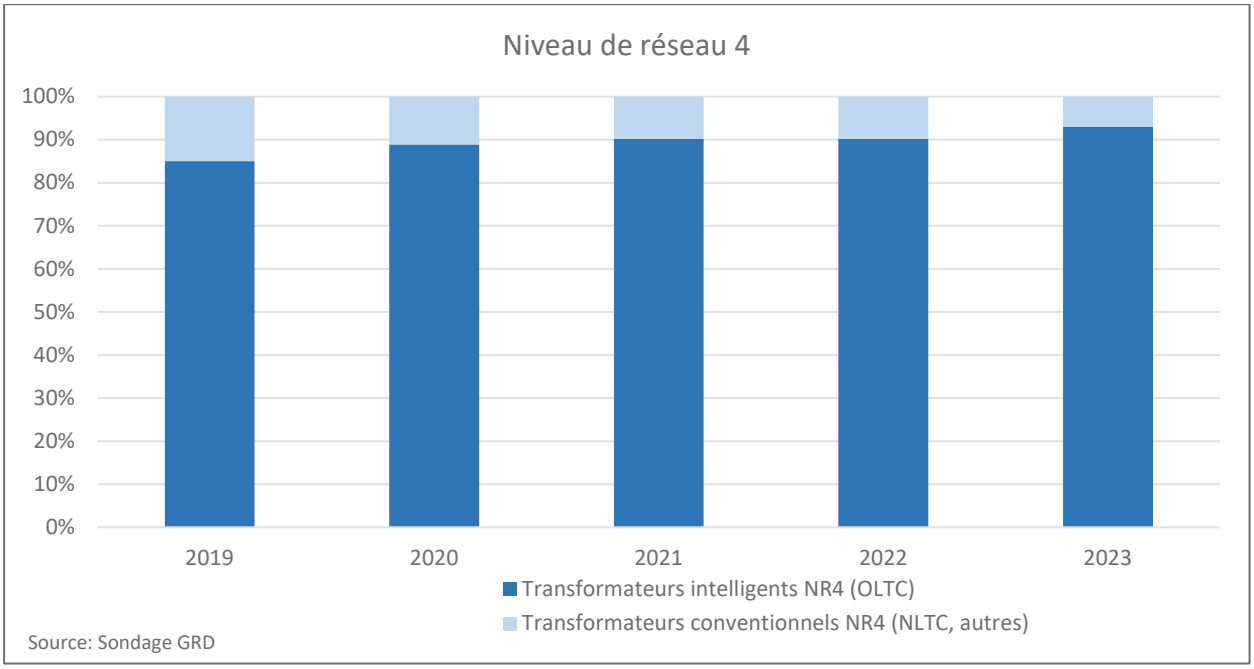

Figure 20: Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge

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 graduateurs 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 (90 %), comme l'indique la *figure 20*. Ils jouent un rôle subalterne sur le niveau de réseau 6. En 2023, près de 100 transformateurs intelligents étaient en service contre environ 60 000 transformateurs conventionnels. Les transformateurs conventionnels sans graduateur de réglage et ceux qui ne régulent pas la tension en charge (No Load Tap Changer, NLTC) dominent donc encore sur le niveau de réseau 6 (source : GRD, 2024).

4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)

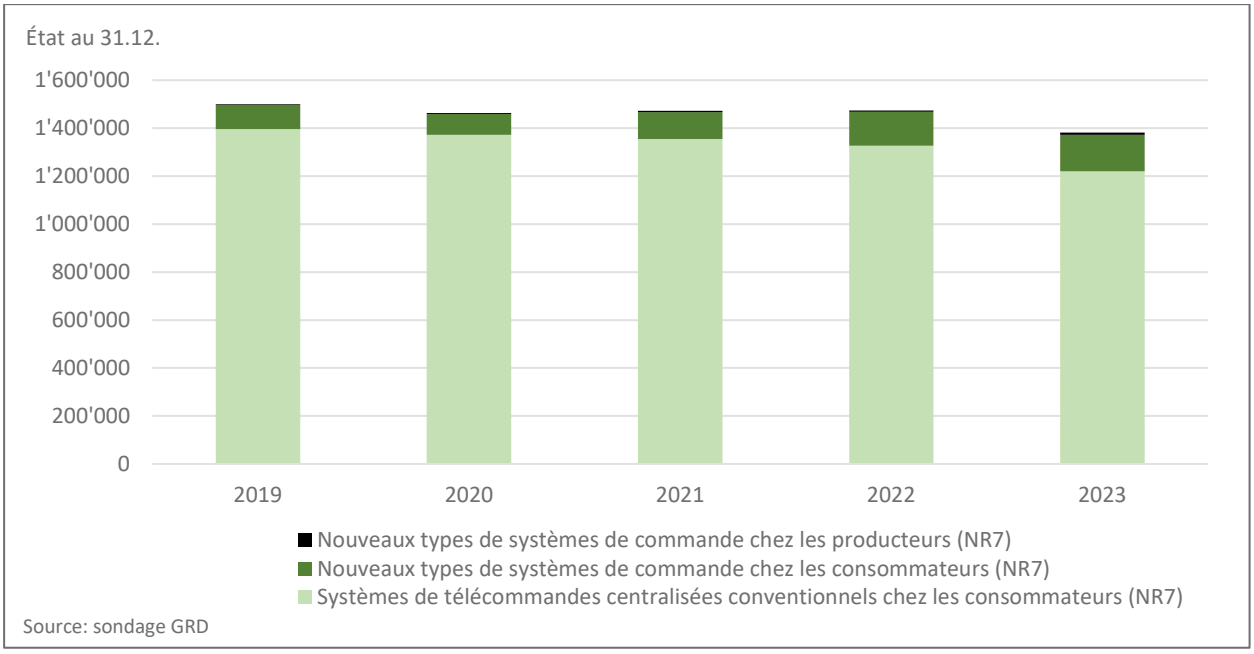

Figure 21: Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source : enquête auprès des GRD)

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 21*, 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 9400 en 2023) (source : GRD, 2024).

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.

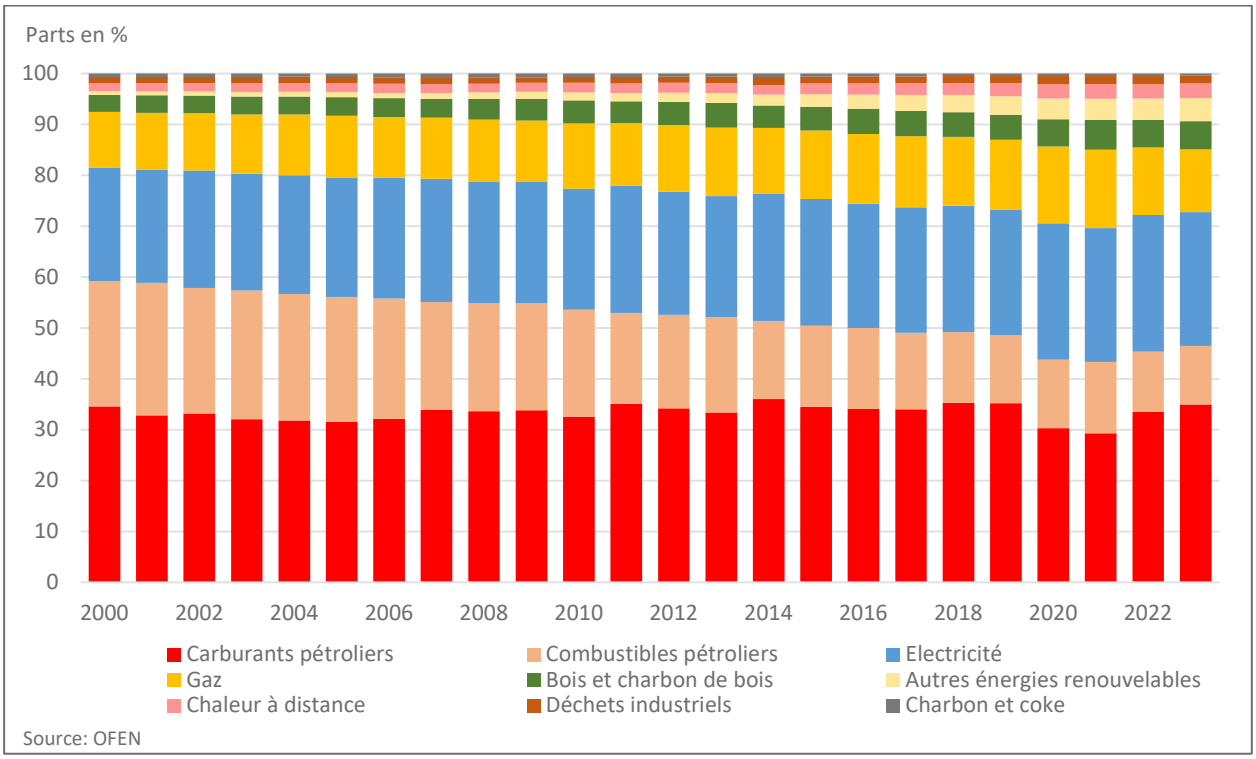

Figure 22: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 22* montre que les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation pour le transport aérien international) représentaient plus de 46 % de la consommation finale d'énergie en 2023. La consommation d'électricité représentait environ 26 % 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 a augmenté de 1,5 % en 2023 par rapport à l'année précédente et se situe ainsi plus ou moins au même niveau qu'en l'an 2000. Cette augmentation est avant tout due à l'augmentation des ventes de carburants d'aviation. Malgré les températures plus froides, les parts du pétrole (-0,4 %, en comparaison annuelle) et du gaz (-1 %) en tant que combustibles ont diminué. Les prix encore élevés de l'énergie en raison de l'agression russe contre l'Ukraine, la sensibilisation renforcée en raison de la situation tendue et les effets de substitution devraient avoir joué un rôle dans cette évolution. À plus long terme (entre l'an 2000 et 2023), 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 %), bois et charbon de bois (+2,2 %), autres énergies renouvelables (+3,8 %) et chaleur à distance (+1,4 %). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l'approvisionnement de la Suisse (source : OFEN, 2024a).

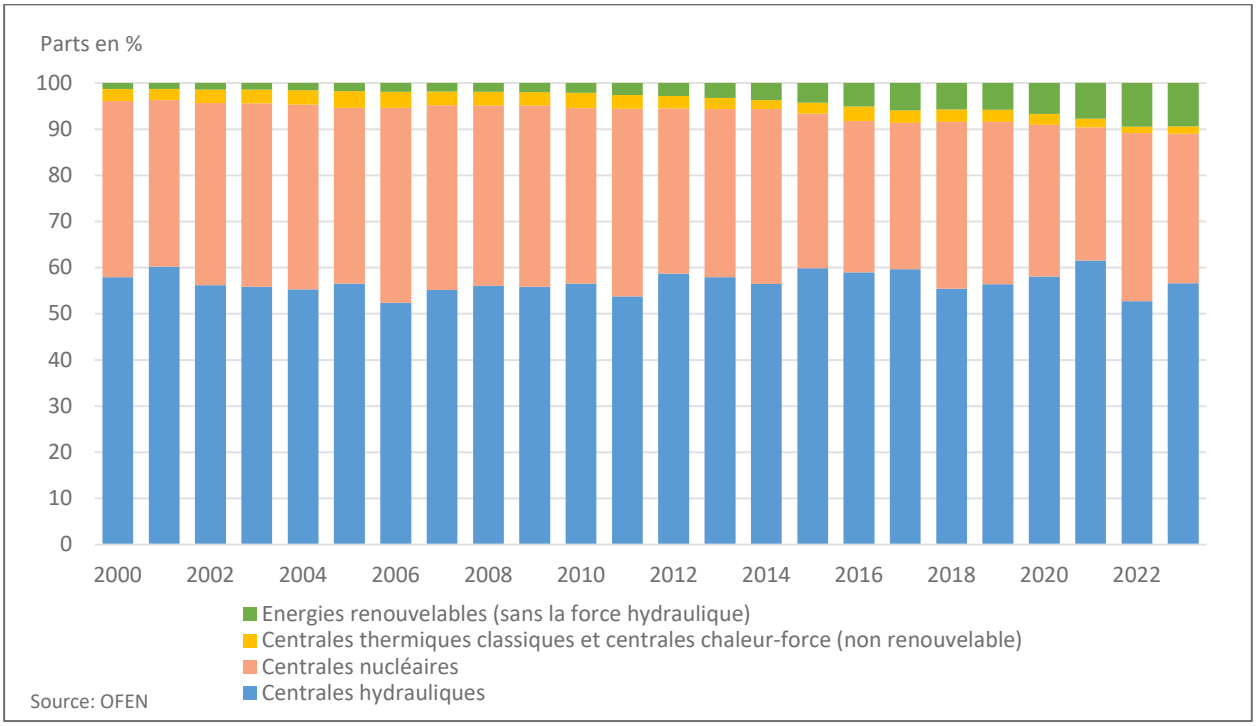

Figure 23: Diversification de la production électrique : parts des agents énergétiques

La *figure 23* illustre l'évolution des parts des divers types de production d'électricité. Elle montre que l'électricité produite en Suisse (production nationale y compris l'électricité utilisé pour le pompage-turbinage) provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 57 %) et des centrales nucléaires (plus de 32 %). Ces proportions sont restées relativement stables entre l'an 2000 et 2023 en dépit des fluctuations annuelles. Après que la part de production des centrales hydroélectriques (52,8 %) a été très faible en 2022, à la suite d'un hiver peu enneigé ainsi qu'un printemps et un été très secs, elle était 3,7 % plus élevée en 2023. Cette situation a réduit la part de production des centrales nucléaires (-4 %), tandis que les parts de production des nouvelles énergies renouvelables et des centrales thermiques conventionnelles restaient stables – bien que la production absolue des centrales nucléaires soit restée stable et celle des nouvelles énergies renouvelables et des centrales thermiques conventionnelles 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, 2024a+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[16]) 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.

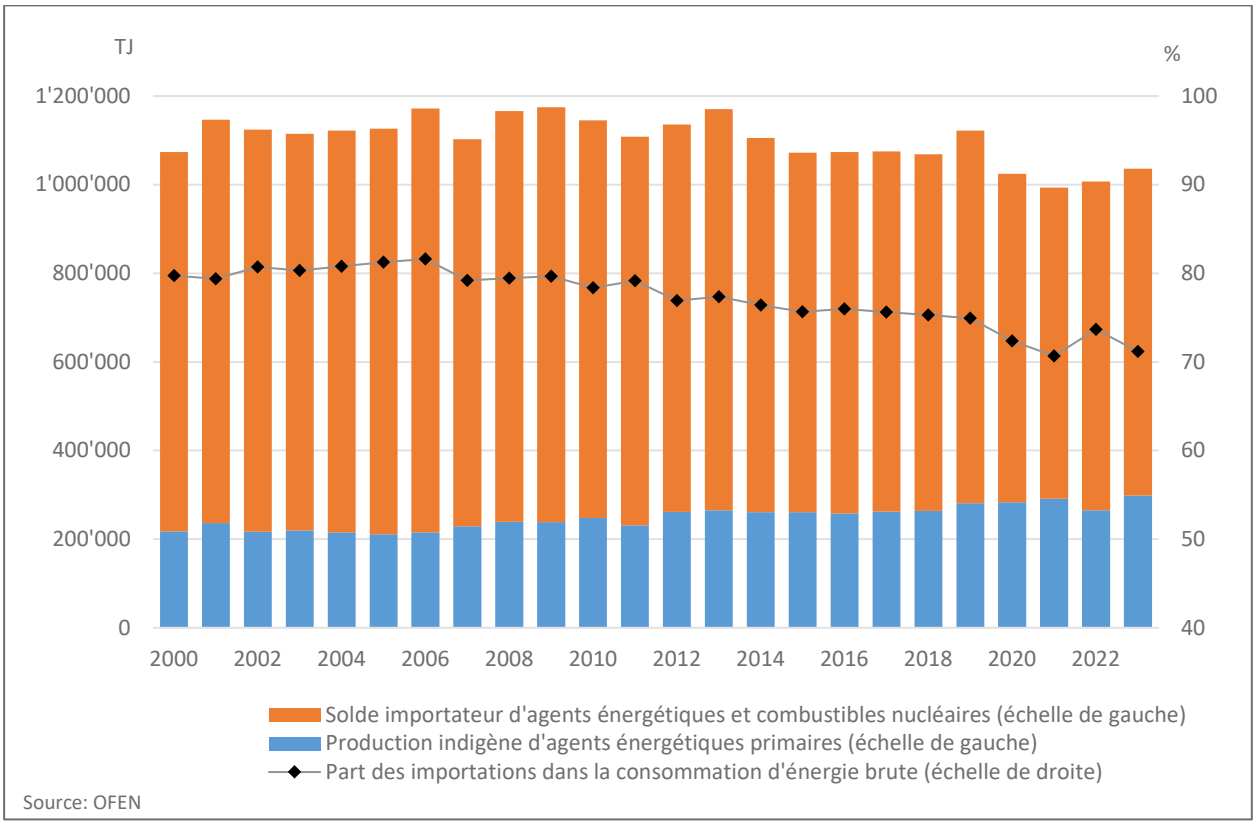

Figure 24: Excédents des importations et production indigène (en TJ) ; part des importations dans la consommation énergétique brute (en %)

La *figure 24* 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, cette dernière a de nouveau augmenté en 2023 pour atteindre 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 enregis-

[16] 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 %.

trent 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 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. En 2023, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a de nouveau diminué, mais elle reste à un niveau élevé : en 2023, la part des importations dans la consommation énergétique brute était de 71,2 % (73,7 % en 2022, 81,6 % en 2006). 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 bicombustibles, l'obligation connexe de stockage de mazout à titre supplétif 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 ou jours. 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, 2024a / OFS/OFEV/ARE, 2024).

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 entre en vigueur le 1er 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 (en priorité centrales hydroélectriques à accumulation), la création d'une réserve d'énergie et le développement des énergies renouvelables (Feuille fédérale, 2023). Depuis le début de l'agression russe contre l'Ukraine et les craintes de pénurie de gaz qui en découlent, la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme reste au centre des préoccupations. Le Conseil fédéral a déjà pris différentes mesures à cet égard et, en été 2022, a chargé l'OFEN d'élaborer une étude sur l'adéquation du système électrique à court terme pour l'hiver 2022/23. En 2023, l'ElCom a également actualisé ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en 2025.

À titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport « La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse », établi par l'ElCom, 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 aussi, en Suisse, sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux de transport d'électricité transfrontaliers, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes par des importations, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend de plus en plus des conditions dans ses pays voisins. 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 en tenant compte de 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'ElCom et l'Office fédérale 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, elles 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/ElCom/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, mêmes 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 2023 ne révèlent aucune difficulté d'approvisionnement importante pour la Suisse **à l'horizon 2033**, 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 qu'il y ait une réduction des capacités d'échange, Swissgrid a conclu un contrat technique avec la zone de calcul de capacité « Italy North[17] » et œuvre à la conclusion d'un contrat technique avec la zone de calcul de capacité « CORE[18] ». L'ERAA 2024 a été présenté en novembre 2024 à l'ACER (source : ENTSO-E, 2023).

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

Dans l'étude sur l'adéquation du système électrique pour l'année 2025, les scénarios de stress élaborés dans la dernière analyse de 2023 ont été mis à jour compte tenu des expériences dans le contexte de l'agression russe contre l'Ukraine et des disponibilités exceptionnellement basses des centrales nucléaires françaises. Les hypothèses relatives à la disponibilité d'électricité indigène ont également été adaptées (en particulier exploitation de Beznau 1 et 2 après 2025).

Dans le scénario de référence actualisé, aucune des simulations ne fait état de problèmes d'approvisionnement en 2025. Il n'y a pas non plus de pénurie dans la plupart des simulations du scénario de stress évalué (avec pénurie de gaz et faible disponibilité des centrales nucléaires), mais une telle situation n'est

[17] Italie, France, Autriche et Slovénie

[18] Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie

toutefois pas totalement exclue. Dans le pire des cas, il manquerait environ 500 gigawattheures (GWh) d'électricité. Si le redispatching international (intervention dans l'utilisation des centrales pour stabiliser le réseau), supposé relativement élevé dans les simulations, est divisé par deux, le volume manquant d'électricité diminue cependant à 113 GWh.

Dans la perspective à long terme des années 2030 et 2035, l'ElCom a également mis à jour son analyse concernant la production hivernale. Elle se concentre essentiellement sur la production et la demande d'électricité en Suisse. Les développements à l'étranger et les possibilités d'importation n'ont pas été pris en compte. L'analyse fournit des grandeurs simplifiées pour la résilience de l'approvisionnement de la Suisse à plus long terme. Deux indicateurs ont été relevés : premièrement, comme dans le dernier document de référence Production hivernale de l'ElCom, 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'ElCom 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 (5000 GWh ou 20 % de la consommation moyenne d'électricité 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 1400 MW d'ici 2030 ou de 0 à 2100 MW d'ici 2035 avec une capacité de puissance continue.

En se basant sur ces deux analyses, l'ElCom recommande une capacité de réserve thermique d'au moins 400 MW pour 2025 et de 700 à 1400 MW à partir de 2030. En raison des grandes incertitudes, il convient de procéder par étapes afin de pouvoir au besoin ajuster la constitution des réserves.

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[19], d'une puissance d'environ 110 MW. Fin juillet 2023, l'OFEN avait lancé le premier appel d'offres pour des centrales de réserve après 2026 portant sur un volume de 400 MW. L'appel d'offres a été abandonné en juin 2024, car les prix proposés étaient trop élevés. À la place, l'OFEN a entamé des négociations directes avec les prestataires (sources : Swissgrid, 2023 / Elcom, 2023 / OFEN 2024f).

[19] Pour les groupes électrogènes de secours regroupés en pools, on vise une exploitation à puissance continue.

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 2023 tout en présentant les importations physiques.

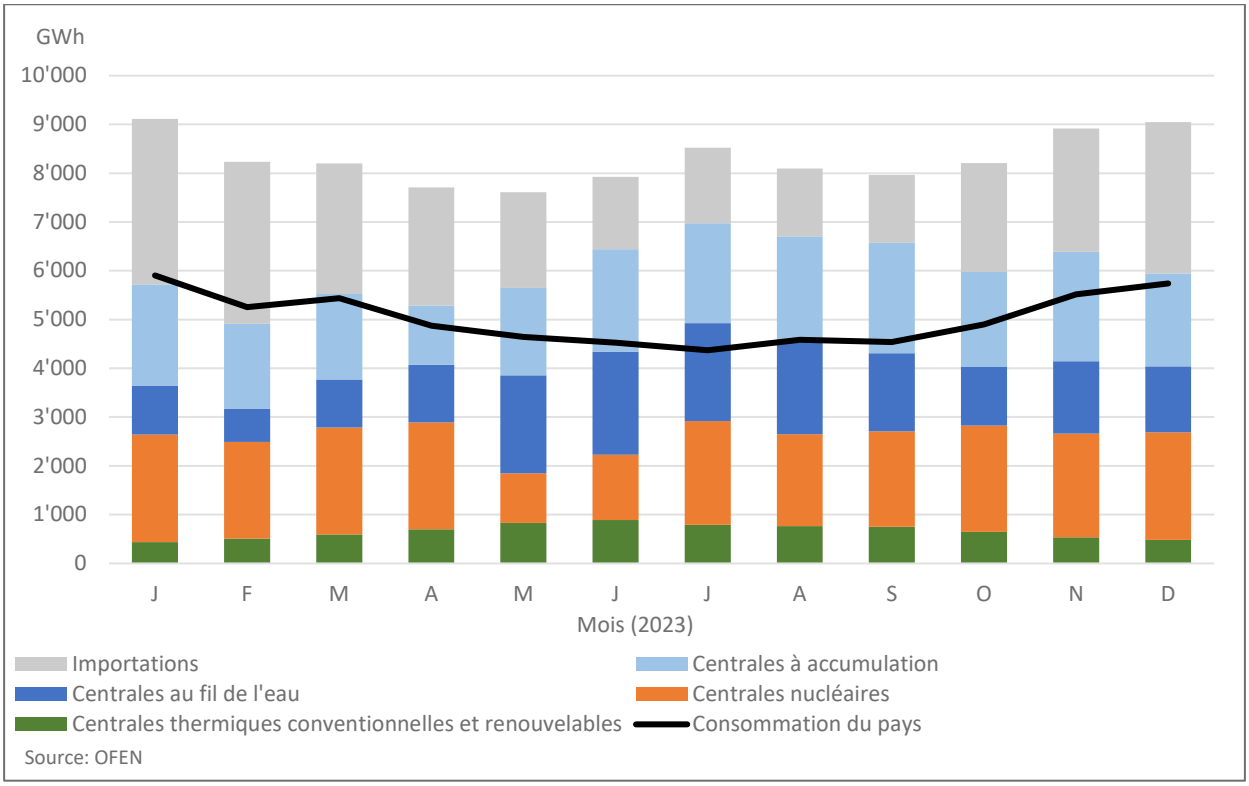

Figure 25: Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2023

L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. *figure 25)*. 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 2023, la Suisse était exportatrice nette, sauf en janvier et en février, une situation due à une production sensiblement plus élevée des centrales hydroélectriques par rapport à 2022 et à des températures plus chaudes. En conséquence, la consommation nationale a pu être couverte, en moyenne, par la production indigène à partir de mars et jusqu'en décembre (source : OFEN, 2024c).

Le dashboard de l'énergie proposé par l'OFEN donne des chiffres clés importantes concernant la situation actuelle en matière d'approvisionnement énergétique 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.

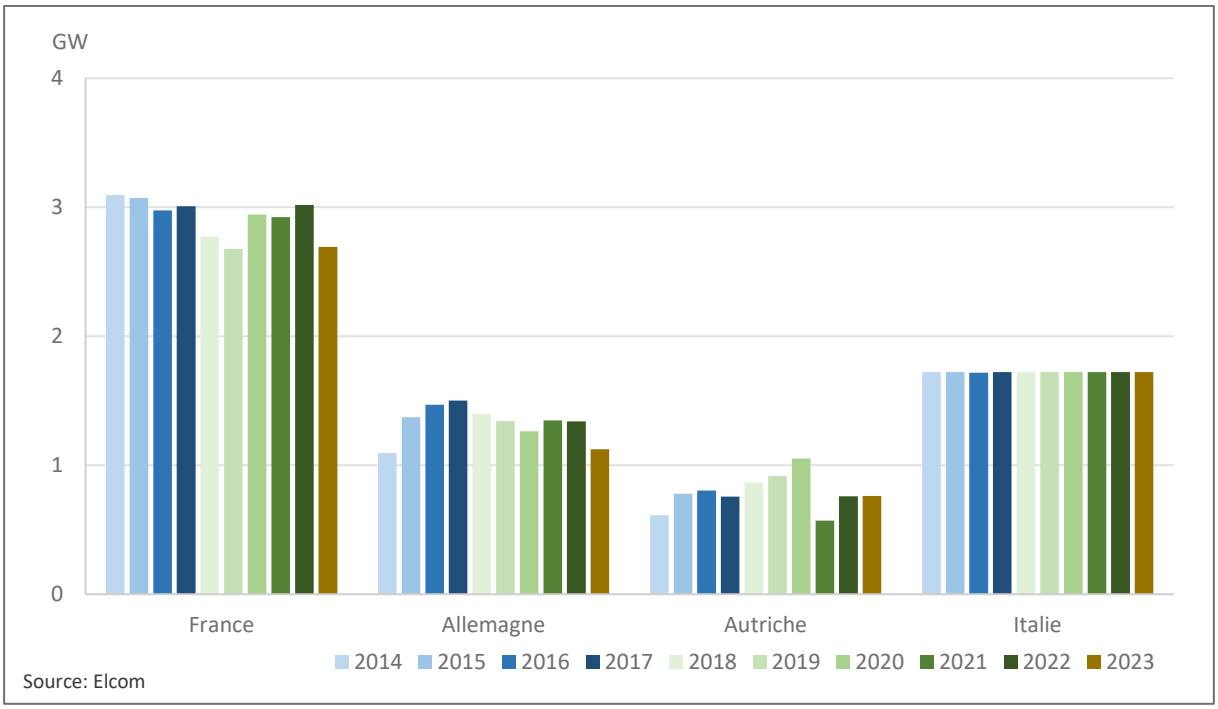

Figure 26: Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *figure 26* 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 2023. Le recul de la capacité d'importation en provenance de France est lié à la disponibilité réduite des centrales nucléaires et des congestions du réseau. La raison du recul de la capacité d'importation en provenance d'Allemagne réside également dans une production en baisse (mise hors service des centrales à charbon) et dans la congestion de l'axe nord-sud. La capacité d'importation en provenance d'Autriche est restée au niveau de 2022. D'une manière générale, la capacité d'importation à la frontière nord a diminué par rapport à 2022. À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est restée, en moyenne, relativement 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, 2024a).

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 27* montre la somme en minutes de tous les éléments du réseau dans la catégorie respective.

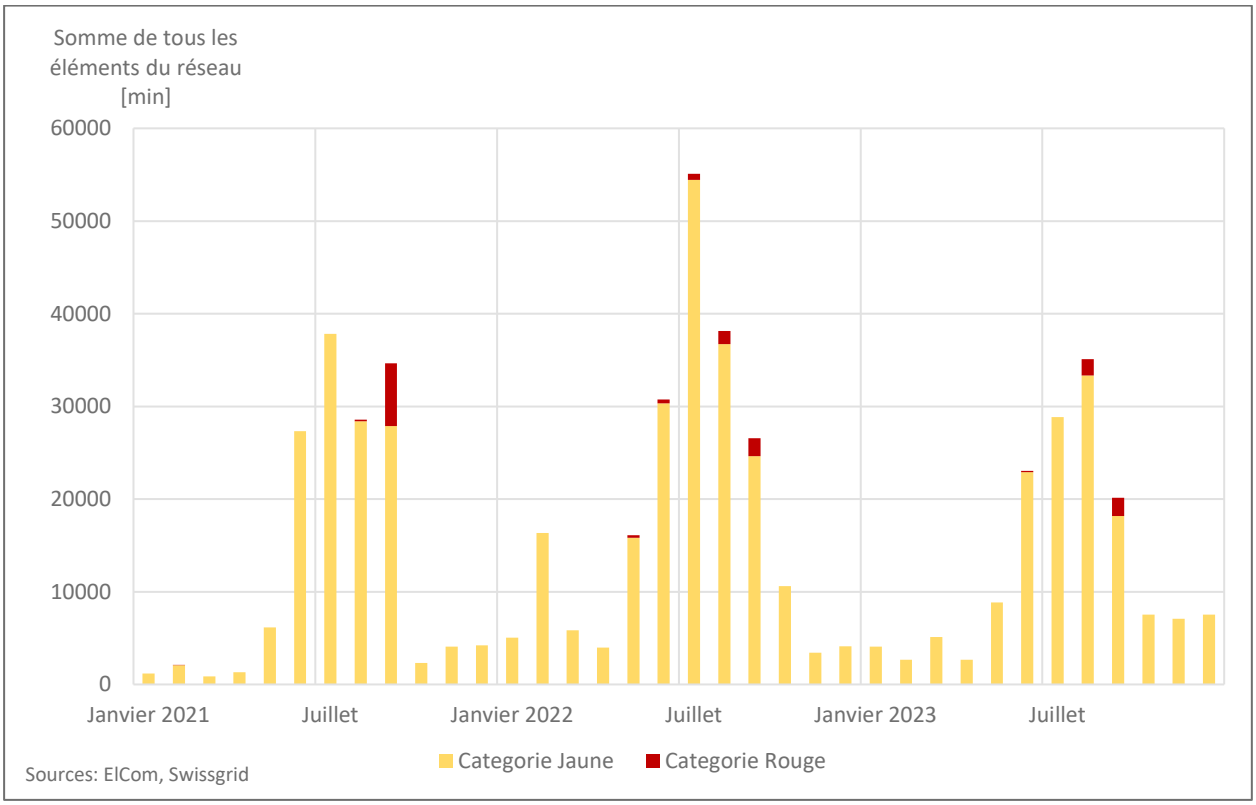

Figure 27: Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

Par rapport au dernier rapport de monitoring de 2021, la systématique d'enregistrement de la charge du réseau a été adaptée en 2022. Étant donné qu'une comparaison graphique des deux méthodes ne serait pas pertinente, le rapport de l'an dernier 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 baissé en 2023 par rapport à 2022.

5.2.5 Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'ElCom 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.

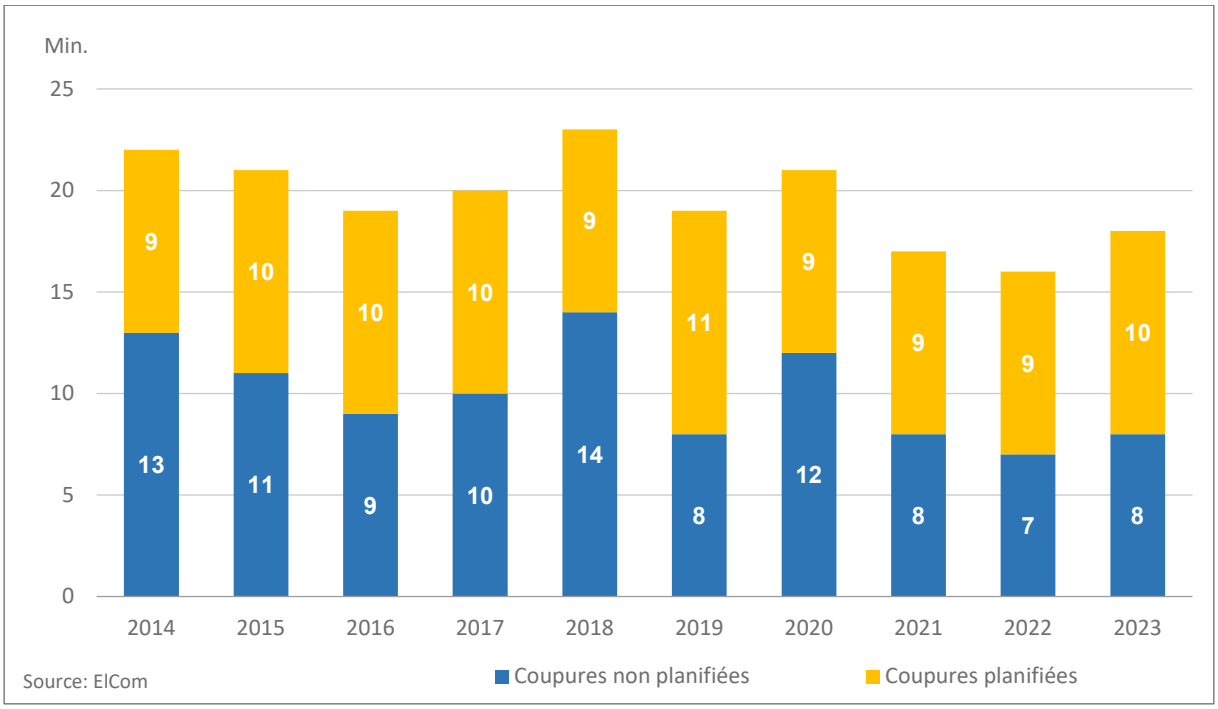

Figure 28: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2023, la durée moyenne d'interruption par consommateur final en Suisse était globalement de 18 minutes (cf. *figure 28*), soit une augmentation de deux 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 dix minutes par consommatrices finales et par consommateur final. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées était de huit minutes, ce qui reste satisfaisant. Elle était une minute moins élevée l'année précédente. Sur le long terme, il en résulte une évolution positive de l'indice SAIDI en Suisse au cours des dix dernières années. En 2018, les minutes d'interruption liées aux coupures non planifiées ont légèrement progressé, principalement à cause de la tempête Éléanor (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. Depuis 2020, les coupures diminuent à nouveau quelque peu. 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[24] (sources : ElCom, 2024a+f).

[24] 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 nº 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)[20]. 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 de nombreuses mesures pour garantir la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine du gaz à court et à moyen terme. Il a obligé le secteur gazier 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 sa réserve de gaz dans des installations à l'étranger. À cet effet, le Conseil fédéral a mis en vigueur une ordonnance[21] urgente, dont il a prolongé la durée de validité d'une année le 13 septembre 2024, c'est-à-dire jusqu'à fin septembre 2026. 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'auront ratifié. Le Conseil fédéral a transmis au Parlement le message relatif à l'accord de solidarité sur le gaz le 28 août 2024. 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 a en outre fixé un objectif volontaire d'économies de gaz de 15 % pour l'hiver 2024/25. La Suisse participe ainsi solidairement à l'objectif des États membres de l'UE. Ces deux dernières années, l'AEP a instauré un monitoring dans le domaine du gaz qui permettra de suivre la situation d'approvisionnement à court terme en Suisse. Il sera ainsi possible d'intervenir et de prendre des mesures plus rapidement en cas de pénurie de gaz (sources : Conseil fédéral, 2024b+c+h+i).

5.3.1 Installations bicombustibles

Les clients finaux pouvant changer de combustible disposent d'installations bicombustibles 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 bicombustibles représentent un élément pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz du pays[22]. Si nécessaire, la consommation de 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

[20] 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.

[21] Ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel, RS 531.82).

[22] Les installations bicombustibles 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.

Suisse en remplacement du gaz pour les installations bicombustibles (*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.

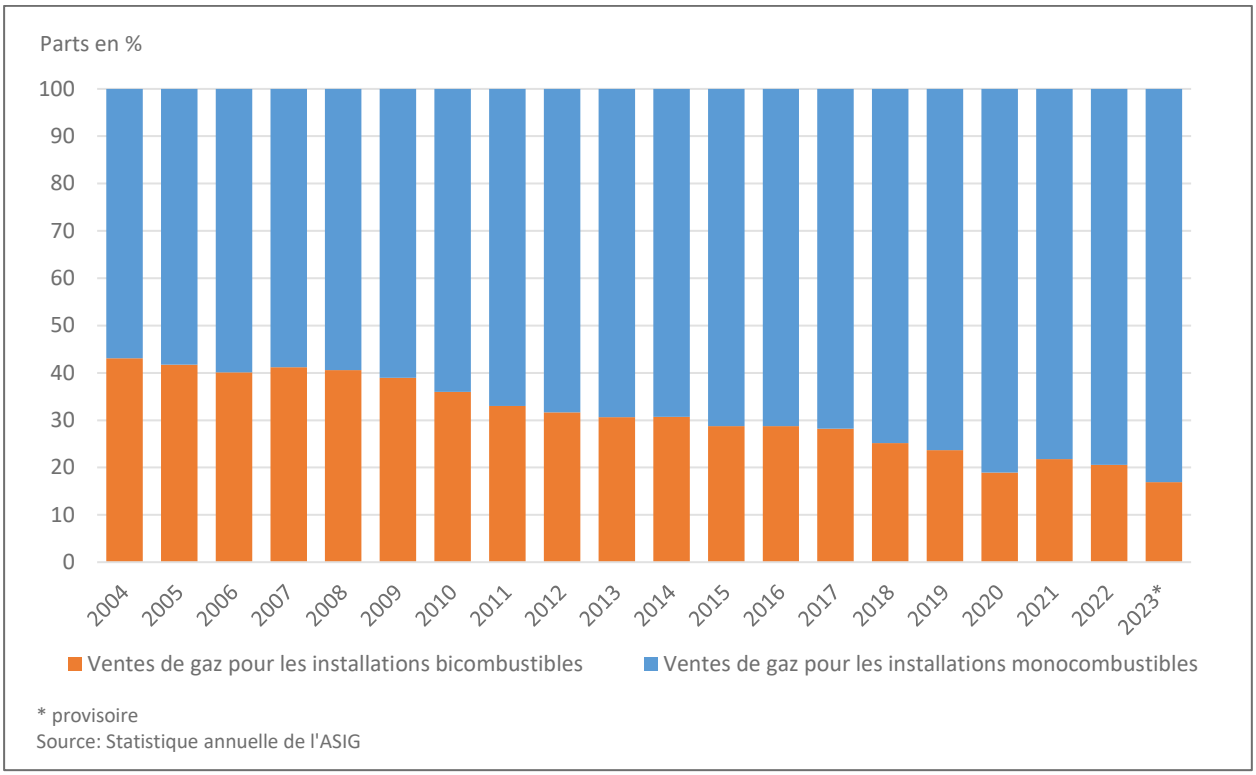

Figure 29: Ventes de gaz pour les installations mono- et bicombustibles (parts en %)

Actuellement, environ 17 % de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicombustibles. Ce pourcentage devrait toutefois être nettement inférieur lors de basses températures, car les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicombustible seraient déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle ou de manière volontaire en raison de l'évolution des prix. De plus, la part en pour cent des clients biocombustibles dans la consommation de gaz les jours de basses températures est nettement inférieure à la moyenne annuelle. Il existe en outre des incertitudes quant au réapprovisionnement en combustible en cas de passage au mazout. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais elle a diminué de manière constante jusqu'en 2019, comme le montre la *figure 29* En 2020, la baisse est particulièrement prononcée, car la production dans l'industrie (où se trouvent la plupart des installations bicombustibles) 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 bicombustibles (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 bicombustibles (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. En collaboration avec l'industrie gazière, l'Approvisionnement économique du pays examine actuellement des mesures supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement même si les conditions-cadres venaient à changer (sources : ASIG, 2024 / Conseil fédéral, 2022d).

Depuis 2022, les données de la consommation des différents groupes de clients (clients monocombustibles protégés et non protégés, clients bicombustibles) 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

pénurie de gaz ne peut pas être surmontée par la commutation des installations bicombustibles, le Conseil fédéral prévoit des interdictions et des restriction de consommation. La température de chauffage maximale peut ainsi être limitée et l'utilisation de gaz naturel pour les installations de bien-être interdite. Enfin, les clients monocombustibles non protégés (en particulier l'industrie) 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 bicombustibles 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 la pénurie de gaz chez les 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 30* 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.

	Clients monocombustibles protégés	**Clients monocombustibles non protégés**	**Clients bicombustibles**
2023 (avril 2023 – mars 2024)	52 %	29 %	19 %
Semestre d'été 2023 (avril – septembre 2023)	45 %	35 %	20 %
Semestre d'hiver 2023/24 (octobre 2023 – mars 2024	55 %	27 %	18 %

Figure 30: Consommation de gaz par groupes de clients (sources: ASIG et Provisiogas)

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)[28]. 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 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.

[28] 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.

Période de référence (semestres d'hiver)[23]	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 31: 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 31* 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[24]. 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).

[23] 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.

[24] 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[25]. 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.

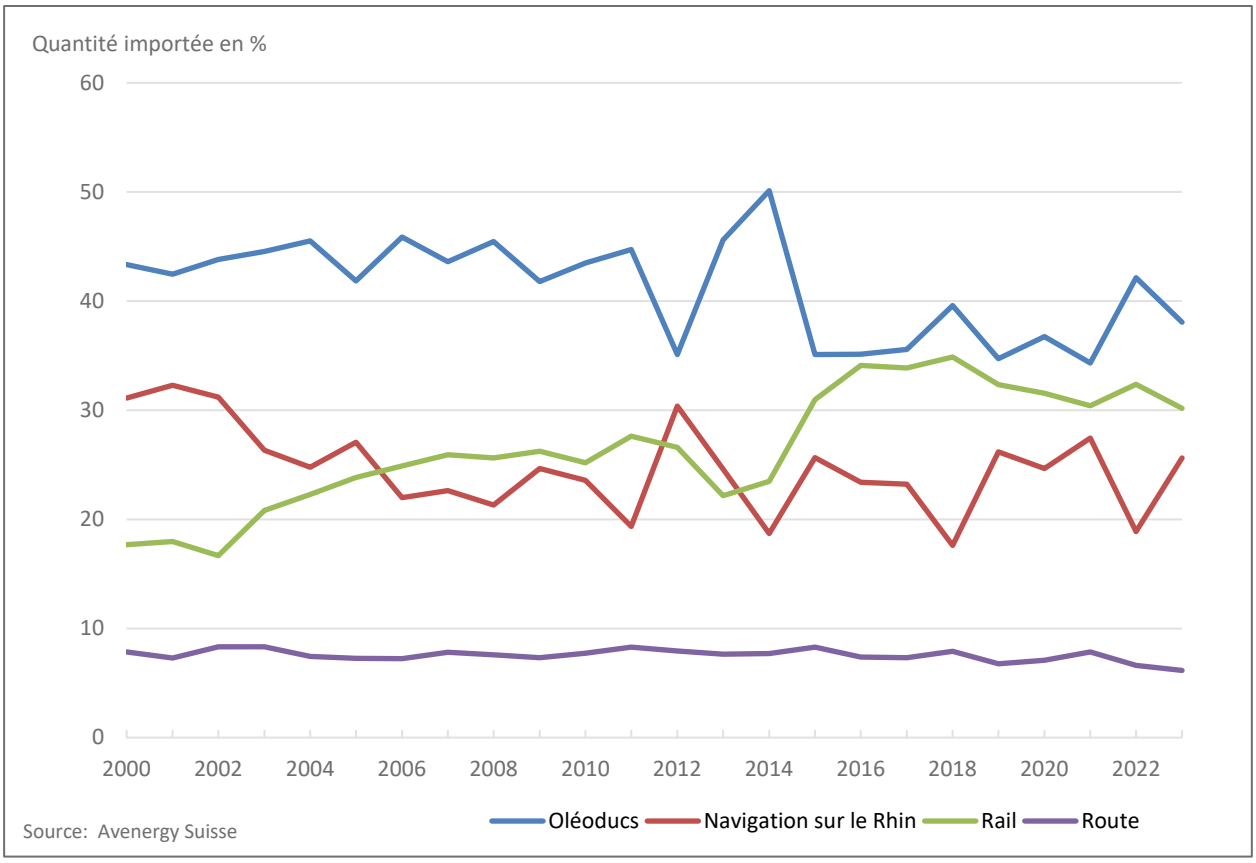

Figure 32: Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

La *figure 32* 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.

[25] Oléoduc du Jura neuchâtelois OJNSA (NE), oléoduc multi-produit SAPPRO (GE ; Marseille-Genève/Vernier).

À partir de 2019, la situation est revenue à la normale sur le Rhin et l'utilisation des moyens de transport est 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. La situation de l'approvisionnement en produits pétroliers s'étant normalisée à l'automne 2023, l'OFAE a annoncé la fin du recours aux réserves obligatoires de produits pétroliers au 15 octobre 2023. En 2023, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes : 38,1 % pour les oléoducs, 30,2 % pour le rail, 25,6 % pour la navigation rhénane et 6,2 % 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, 2023 / OFAE, 2023a+b+c+d).

5.4.2 Portefeuille d'importation de pétrole brut

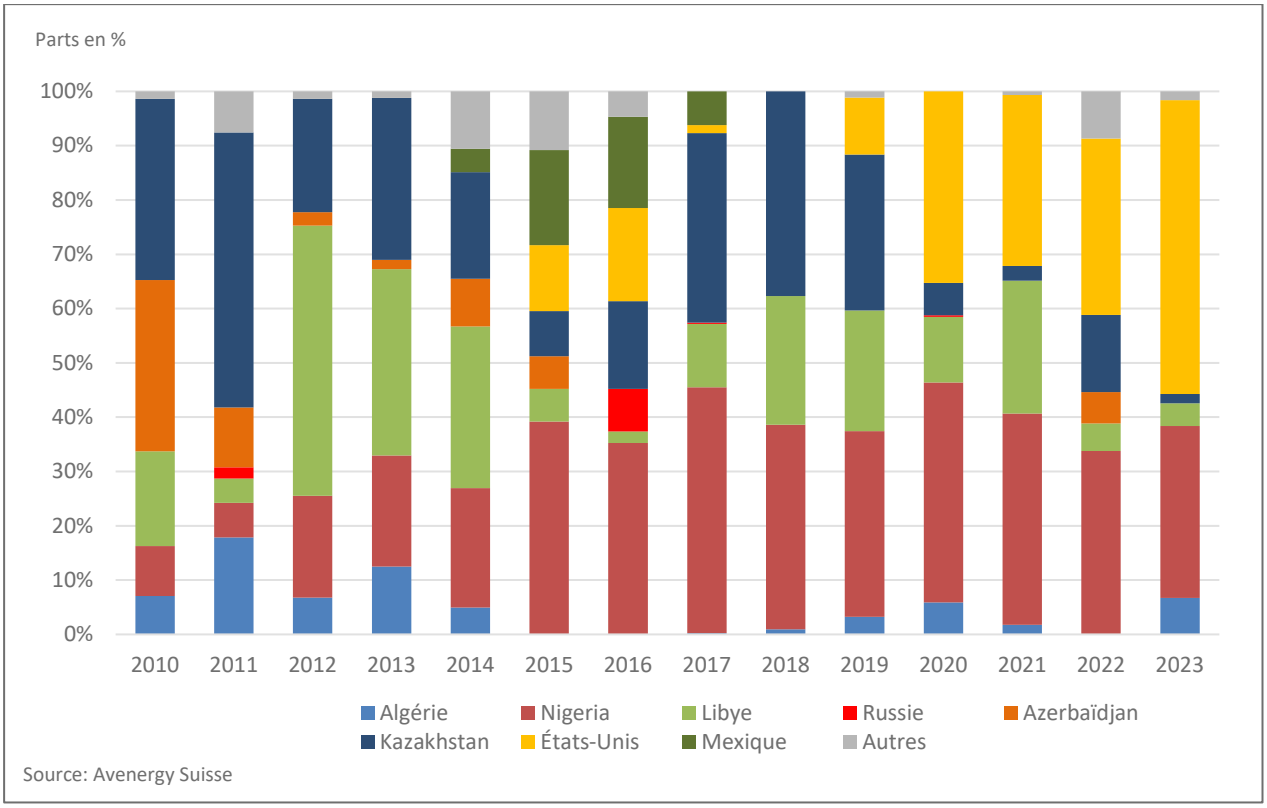

Figure 33: Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

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[26].

En 2023, les États-Unis et le Nigéria étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut, suivis par l'Algérie, la Libye et le Kazakhstan. Cette années, le pétrole brut a donc principalement été importé depuis cinq pays. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d'importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (*cf. figure 33*). Entre 2012 et 2014, la Libye était le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. Entre 2015 et 2022, le Nigéria a occupé cette position et les importations de Libye se sont effondrées, avant de se rétablir quelque peu en 2017. En 2018, 2019 et 2021, les importations de Libye se classaient en troisième position au niveau de l'ensemble des importations de pétrole brut. Depuis 2020, les États-Unis jouent un rôle de plus en plus important dans les importations de pétrole brut. En 2023, ils sont devenus pour la première fois 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 : Avenergy Suisse, 2024).

5.4.3 Importations de pétrole brut et de produits pétroliers

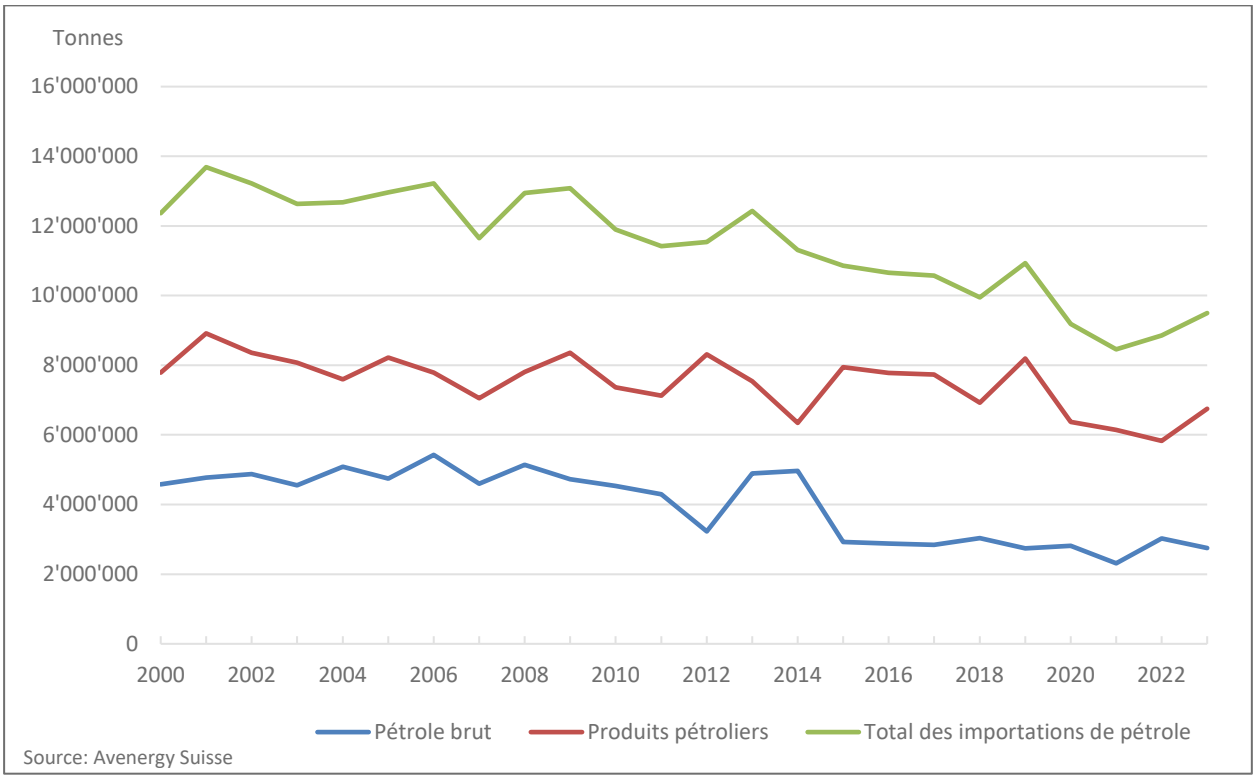

Figure 34: Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la *figure 34*, 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_2 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 his-

[26] 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.

torique des eaux), en particulier concernant les réserves de diesel. Les importations de mazout ont également augmenté. 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 ont continué à diminuer. L'évolution observée l'an dernier est inverse : 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).

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 24*). 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 2023, 99,5 % des produits finis provenaient de l'UE). Des volumes supplémentaires de produits pétroliers ont toutefois dû 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, l'OFAE s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole, en particulier si des problèmes d'approvisionnement devaient simultanément frapper l'oléoduc SAPPRO et/ou la navigation sur le Rhin. 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 (*cf. encadré)* (sources : Avenergy Suisse, 2024 / 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[27]. Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

[27] 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 bicombustibles : 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 en 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 le secteur de l'électricité.

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_2, 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.

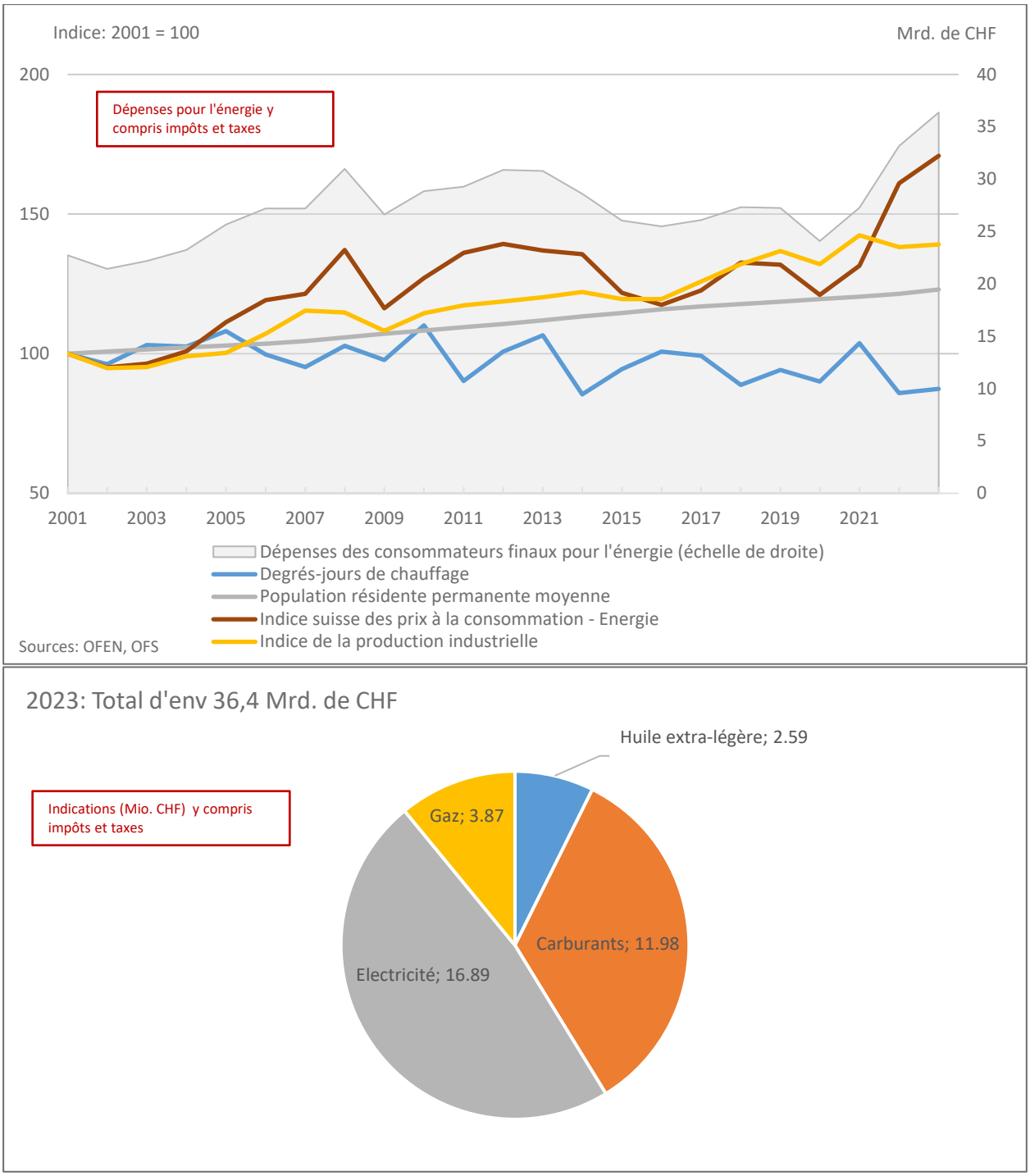

Figure 35: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés) ; répartition par agents énergétiques

La *figure 35* présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 36,4 milliards de francs en 2023. 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 33,2 milliards de francs) et l'an dernier de 10 %. 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 30 % au cours des deux dernières années. La hausse a été particulièrement prononcée entre 2021 et 2023 concernant les dépenses pour l'électricité (62 %) et pour le gaz (40 %). En 2023,

les combustibles et les carburants fossiles (combustibles pétroliers, carburants, gaz, charbon)[28] représentaient environ la moitié des dépenses totales pour l'énergie, soit 18,4 milliards de francs – une part qui n'a plus été aussi basse depuis 1980. Environ 16,9 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité, les autres dépenses étant consacrées au bois et à la chaleur à distance (680 millions de francs)[29]. Entre 2001 et 2020, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,3 % par an en moyenne. En 2021 et surtout en 2022 et en 2023, les dépenses pour l'énergie ont fortement augmenté. En conséquence, elles ont été supérieures de 51 % (ou 12,3 milliards) aux dépenses de l'année 2020. Le taux de croissance annuel des dépenses énergétiques entre 2001 et 2023 atteint ainsi 2,1 %. La croissance de la production industrielle (1,5 % 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 et 2023 ont été marquées par une forte hausse des prix et par les dépenses élevées en résultant, et ce bien que les quantités d'agents énergétiques consommés pour le chauffage (principalement le gaz et le mazout) et d'électricité aient diminué durant ces deux années, entre autres en raison des températures douces (faible nombre de degrés-jours de chauffage). L'amélioration de l'efficacité énergétique peut modérer la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (*cf. figure 12: intensité énergétique et électrique)* (sources : OFEN, 2024a / OFS, 2024a).

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 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.

[28] En 2023, 3,6 % 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 2023, p. 1) ; en 2023, la part du biogaz indigène injecté est passée à 1,4 % de la consommation globale de gaz (Statistique globale suisse de l'énergie 2023, p. 5).

[29] 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_2, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.).

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

Les prix de détail (impôts compris) 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 des taux de change actuels. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats[30]. 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[31]. 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. Cette hausse s'est poursuivie en 2023 pour l'électricité et le gaz. En 2022 surtout, afin de les atténuer, plusieurs États ont, d'une part, accordé aux entreprises ou aux ménages des aides directes provenant du budget de l'État et, d'autre part, introduit des freins temporaires aux prix, par ex. en réduisant l'imposition. Un allègement fiscal en France a ainsi permis de réduire les prix de vente des carburants en 2022, ce qui se reflète à la *figure 36* concernant le prix du diesel.
En 2023, un grand nombre de ces mesures sont arrivées à échéance, notamment l'allègement fiscal en France. Les mesures indirectes, c'est-à-dire les paiements à des personnes et à des entreprises, n'ont pas eu d'effet sur les prix de vente et n'apparaissent donc pas dans la figure susmentionnée. La Suisse a renoncé à mettre en œuvre de telles mesures visant à tempérer la hausse des prix. 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. Les prix de l'électricité sont à leur tour fortement influencés par les prix du gaz étant donné que les centrales à gaz sont encore utilisées en Europe pour couvrir la demande d'électricité.

[30] 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.

[31] Ces dernières années, le nombre de pays pris en considération a augmenté, plusieurs pays ayant rejoint l'AIE.

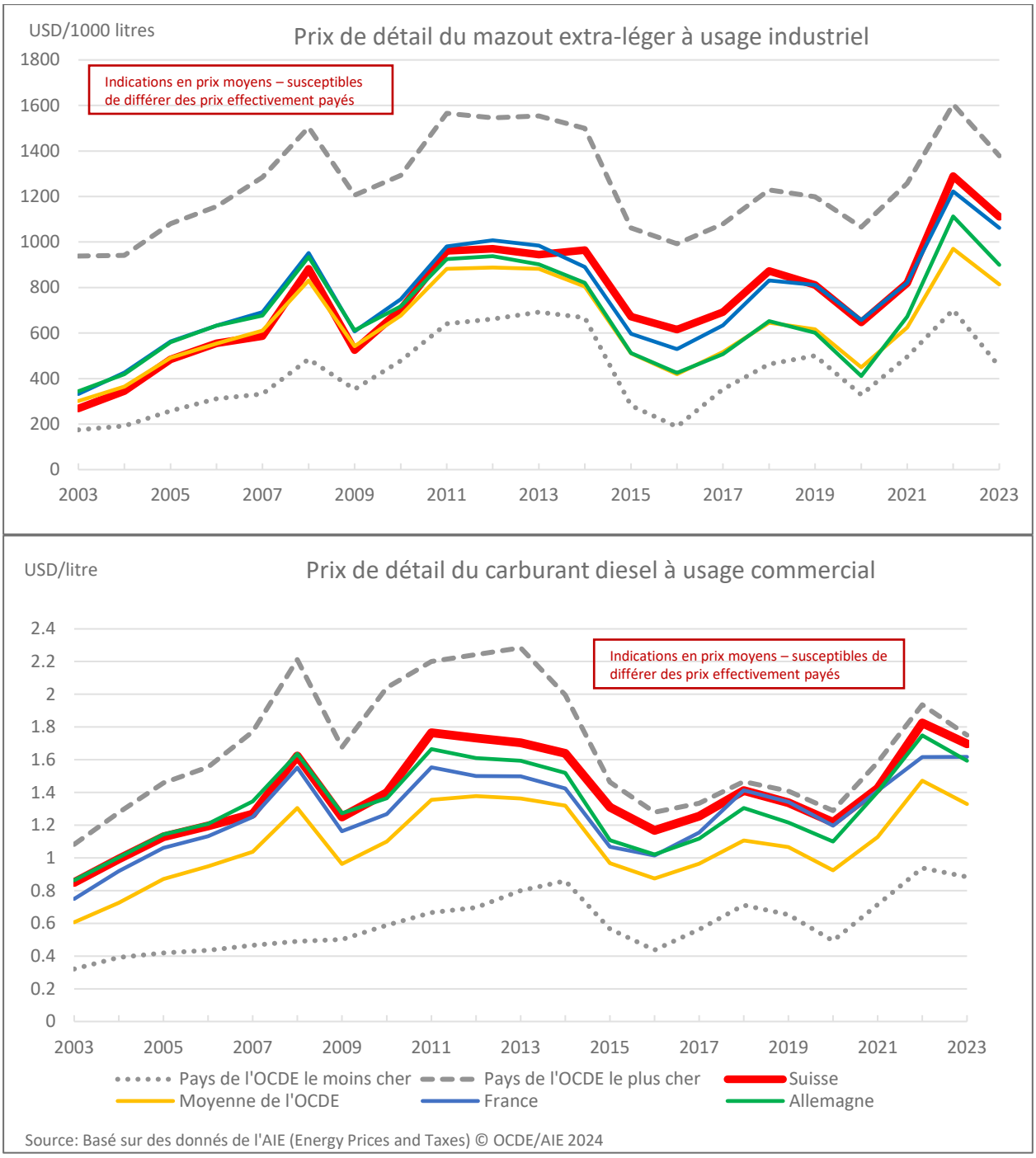

Figure 36: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel)

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 36)*. En 2023 également, le prix du **mazout** suisse est resté supérieur à la moyenne de l'OCDE. En 2023, les prix ont baissé en Suisse par rapport au pic atteint l'année précédente[32]. En Suisse, les baisses de prix ont été similaires à celles observées en France et en Allemagne. 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 autres pays. Une explication, au moins partielle, pourrait résider dans le relèvement progressif de la taxe sur le CO_2, de 12 francs par tonne de CO_2 lors de son introduction en 2008 à 120[33] francs par tonne de CO_2. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les

[32] On notera que les prix indiqués n'ont pas été corrigés de l'effet du renchérissement.

[33] Ce montant est en vigueur depuis 2022.

objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Le prix du **diesel** en Suisse était, en 2023 aussi, légèrement supérieur à celui en France et en Allemagne et proche du pic dans l'OCDE. Les prix de ce produit pétrolier ont également baissé l'année dernière dans tous les pays sous revue. En France, les allègements fiscaux instaurés en 2022 pour le diesel sont arrivés à échéance l'an dernier, de sorte que les prix sont désormais au niveau de ceux de l'Allemagne (cf. courbe bleue de la *figure 36*). 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, 2024a).

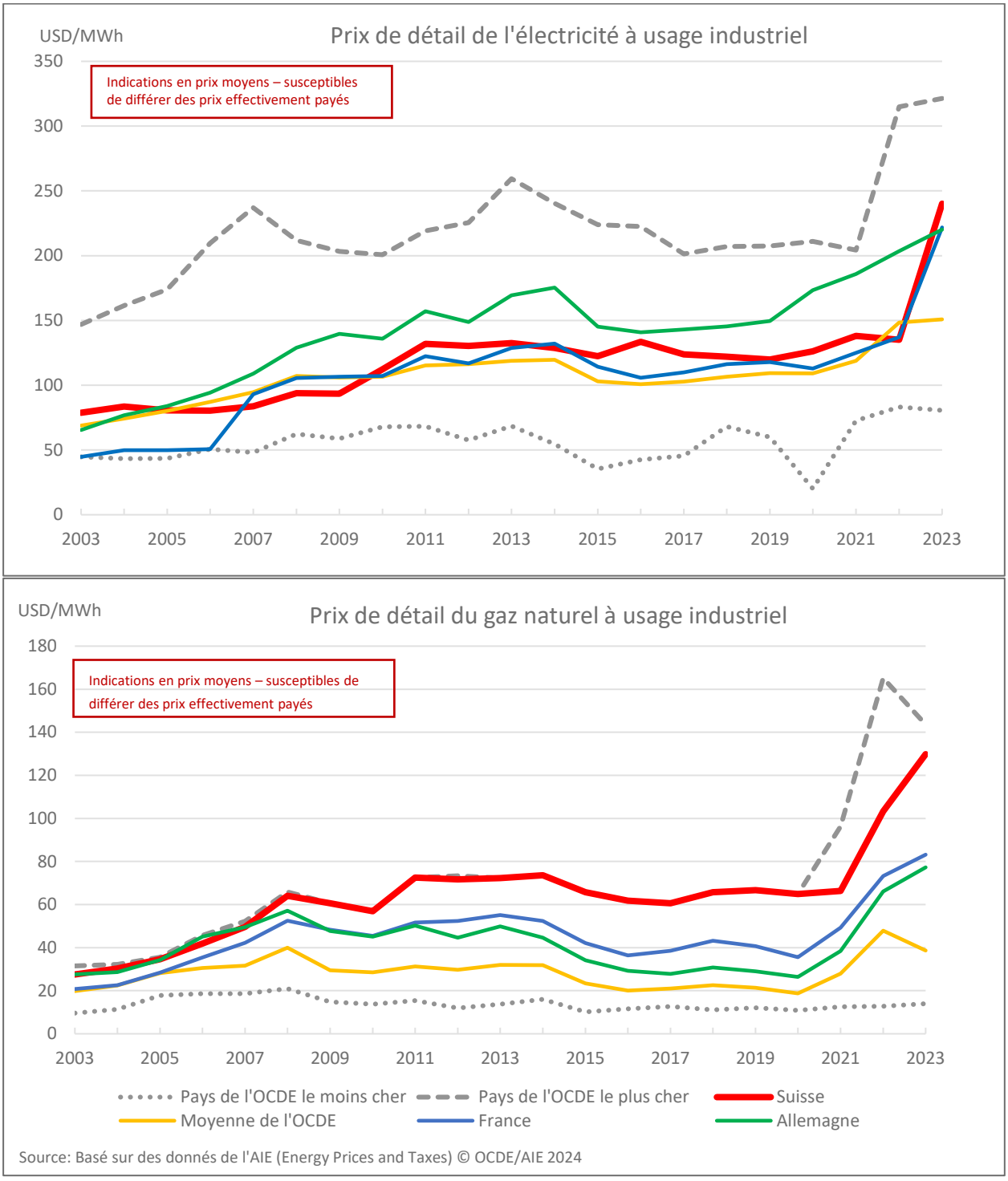

Figure 37: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité[34] et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change actuel)

[34] Pour la Suisse, les prix de détail de la catégorie de consommation 10-20 GWh sont représentés dans le graphique.

Le **prix de l'électricité** pour la clientèle de l'industrie dépend de nombreux facteurs, 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 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 avec la moyenne des pays de l'OCDE (*cf. figure 37)*. En 2021 et surtout en 2022, les prix en moyenne de l'OCDE ont plus fortement augmenté qu'en Suisse, comme 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[35] pour des raisons liées à la collecte des données. En 2022, les prix suisses étaient même légèrement supérieurs au prix de l'Allemagne et de la France et nettement plus élevés que les prix de la moyenne de l'OCDE. En 2023, d'autres coûts, comme ceux des services système de Swissgrid, ont certes aussi augmenté, mais la majeure partie de l'augmentation des prix est le fait de la hausse des prix du marché pour l'électricité sur les marchés de gros européens depuis 2022. Une grande partie des clients de l'industrie ne fait pas partie de l'approvisionnement de base, mais achète l'électricité sur le marché libre, comme leurs concurrents européens. Pour cette raison, le prix effectivement payé pour l'électricité peut fortement s'écarter du prix moyen indiqué et, suivant la stratégie d'achat, dépend plus ou moins fortement des variations actuelles des prix. 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 toutefois de manière différée dans le temps sur les prix de détail payés par les entreprises et sur les prix payés par les clients finaux présentés ici. Les prix de gros, qui ont à nouveau légèrement baissé ces derniers temps, se manifesteront donc au cours des prochaines années de référence. 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. Certains pays comparés ont également subventionné de gros consommateurs d'électricité afin d'atténuer la hausse des prix de l'électricité. Ces subventions directes n'apparaissent pas non plus dans le graphique.

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_2 en Suède au fil des ans (122 euros/tonne en 2023[36]). En Suisse, en France et en Allemagne, on constate de nettes hausses de prix en 2022 et en 2023, provoquées 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 2023. 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. En Suisse, comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO_2 frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises[37] 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,

[35] 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.

[36] Carbon taxation in Sweden

[37] Notamment les 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_2, annexe 7 (activités donnant droit de participer au système d'échange de quotas d'émission [SEQE]). Ces entreprises obtiennent, sur demande, le remboursement de la taxe sur le CO_2. Les grandes entreprises à forte émission de CO_2 participent au SEQE et sont (elles aussi) exonérées de cette taxe.

mais elles peuvent obtenir sur demande le remboursement de la taxe. Pourtant, la taxe sur le CO_2 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 clients finaux pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. En juin 2023, le Conseil fédéral a défini les valeurs clés pour le message relatif à la nouvelle loi sur l'approvisionnement en gaz. Il a en même temps proposé une ouverture partielle du marché : les clientes et les clients dont la consommation annuelle dépasse 300 MWh (soit les gros clients et clientes) pourraient accéder librement au marché. 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, 2024a / Conseil fédéral, 2019c+2023e / COMCO, 2020).

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'ElCom (www.strompreis.elcom.admin.ch).

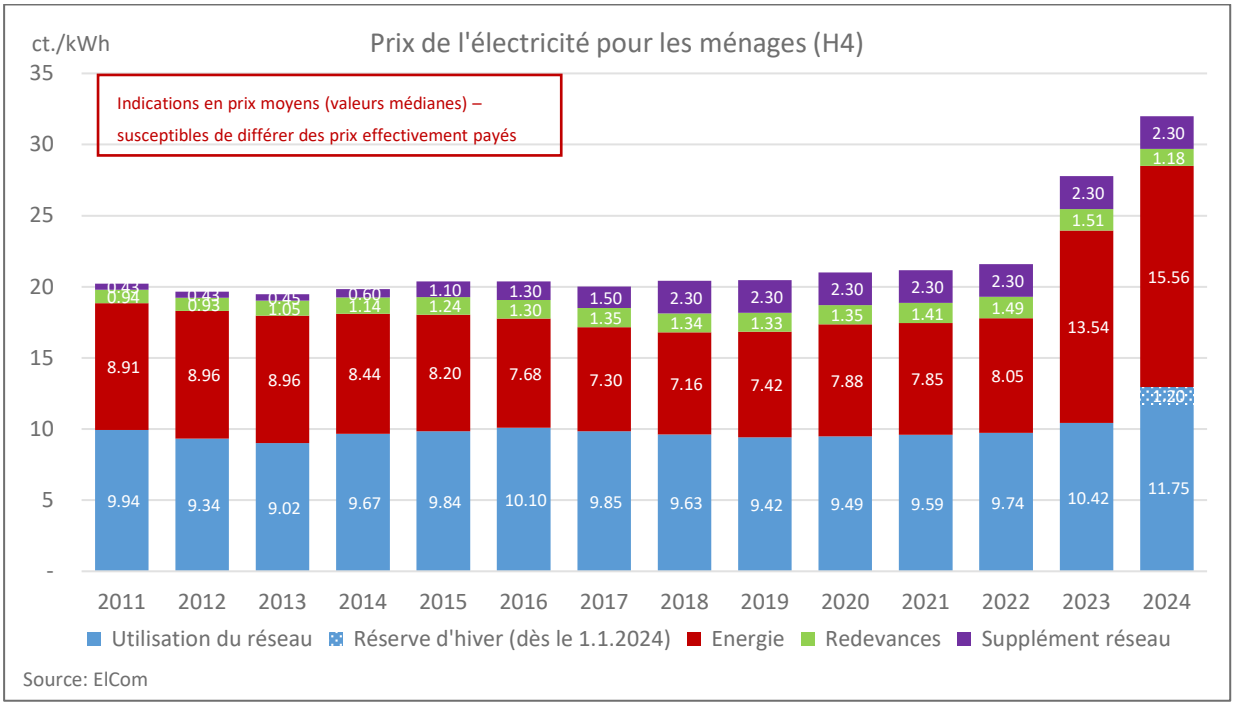

Figure 38: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *figure 38* 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 2024, les tarifs totaux pour les ménages ont de nouveau nettement augmenté par rapport à l'année précédente (+4,22 ct./kWh)[38]. Les tarifs d'utilisation du réseau ont augmenté de 10,42 à 12,95 ct./kWh, pour la première fois, les coûts de la réserve d'hiver de 1,2 ct./kWh y sont inclus. Les prix de l'énergie sont passés

[38] Selon les calculs effectués par l'ElCom en septembre 2024, les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base pour les ménages baissent en 2025, cf. communiqué de presse du 5 septembre 2024 (les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'Elcom les tarifs de l'année à venir).

de 13,54 à 15,56 ct/kWh. Les prix de l'énergie ont donc pratiquement été multipliés par deux au cours des deux dernières années[39]. Les redevances aux collectivités publiques sont passées de 1,51 à 1,18 ct./kWh. 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[40]. Le supplément réseau, qui finance notamment l'encouragement de la production électrique renouvelable, est resté inchangé en 2024 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Au total, le prix de l'électricité pour les ménages au 1er janvier 2024 a enregistré une hausse de 27,77 à 31,99 ct./kWh en une année, ce qui correspond à une progression de près de 15 % (source : ElCom, 2024b).

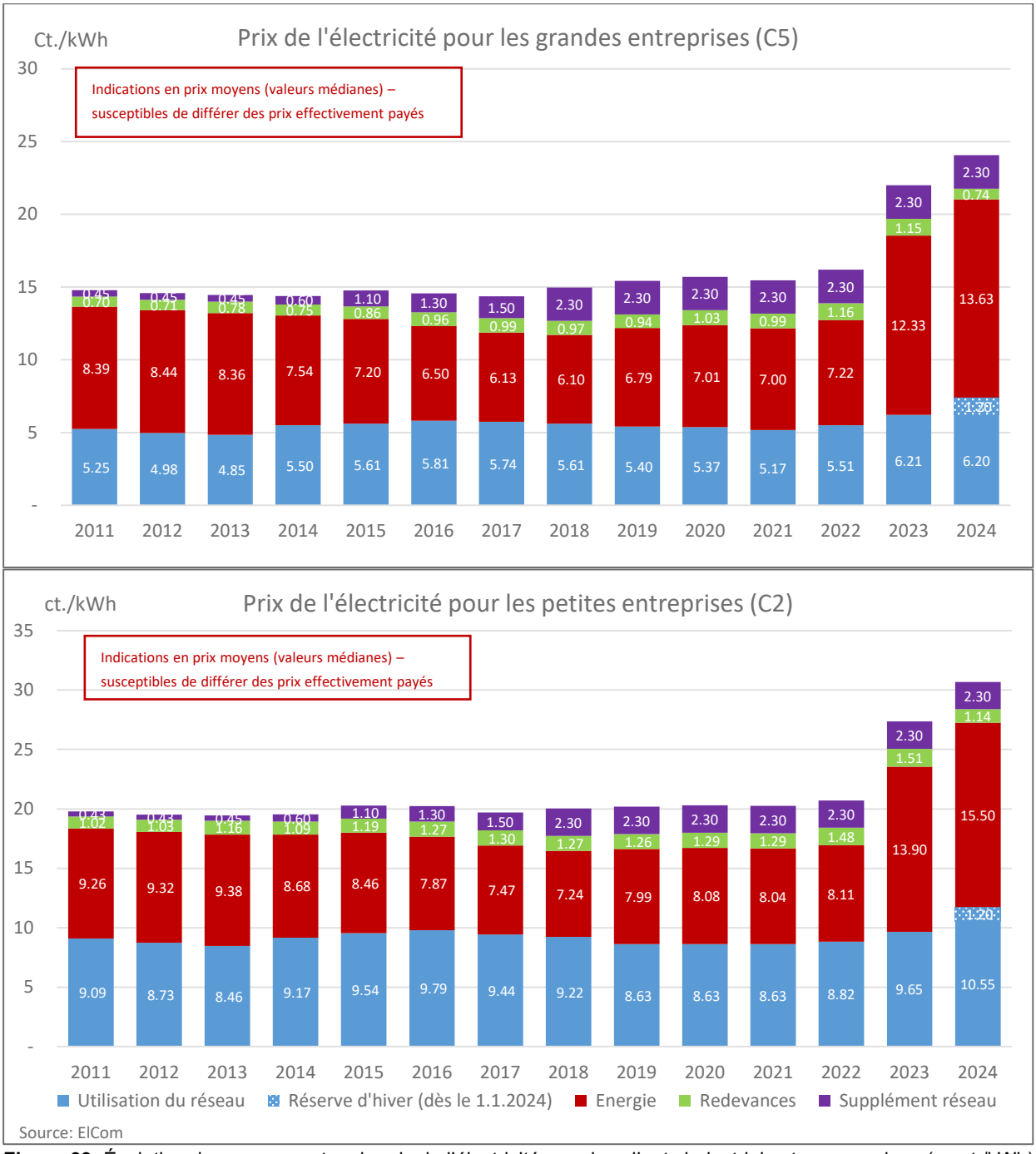

Figure 39: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

[39] Pour de nombreux gestionnaires de réseau, la hausse des prix du marché à partir de 2024 se répercute plus fortement que l'année précédente, car une partie importante des achats pour 2023 a été effectuée avant la hausse des prix sur le marché à terme.

[40] Cf. la vidéo explicative sur le site de l'ElCom : Questions fréquentes (admin.ch)

La *figure 39* 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. Pour la première fois, les coûts de la réserve d'hiver, à hauteur de 1,2 ct./kWh, sont également inclus dans ces deux catégories. 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 font pas l'objet d'un relevé, 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 : ElCom, 2024a+b / OFEN, 2024g).

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_2) de même que de la compensation des émissions causées par le trafic. Les « Autres prélèvements » regroupent les contributions de stockage obligatoire de Carbura 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).

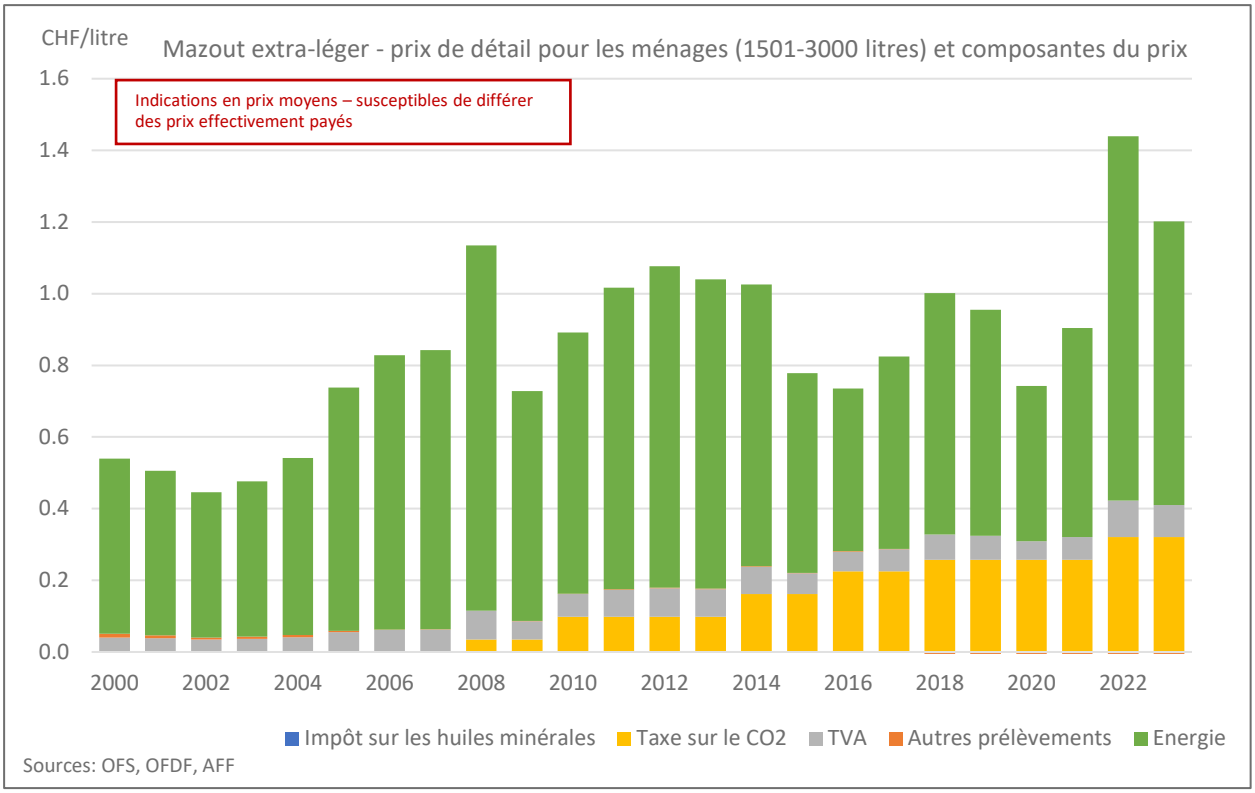

Figure 40: Mazout extraléger : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)

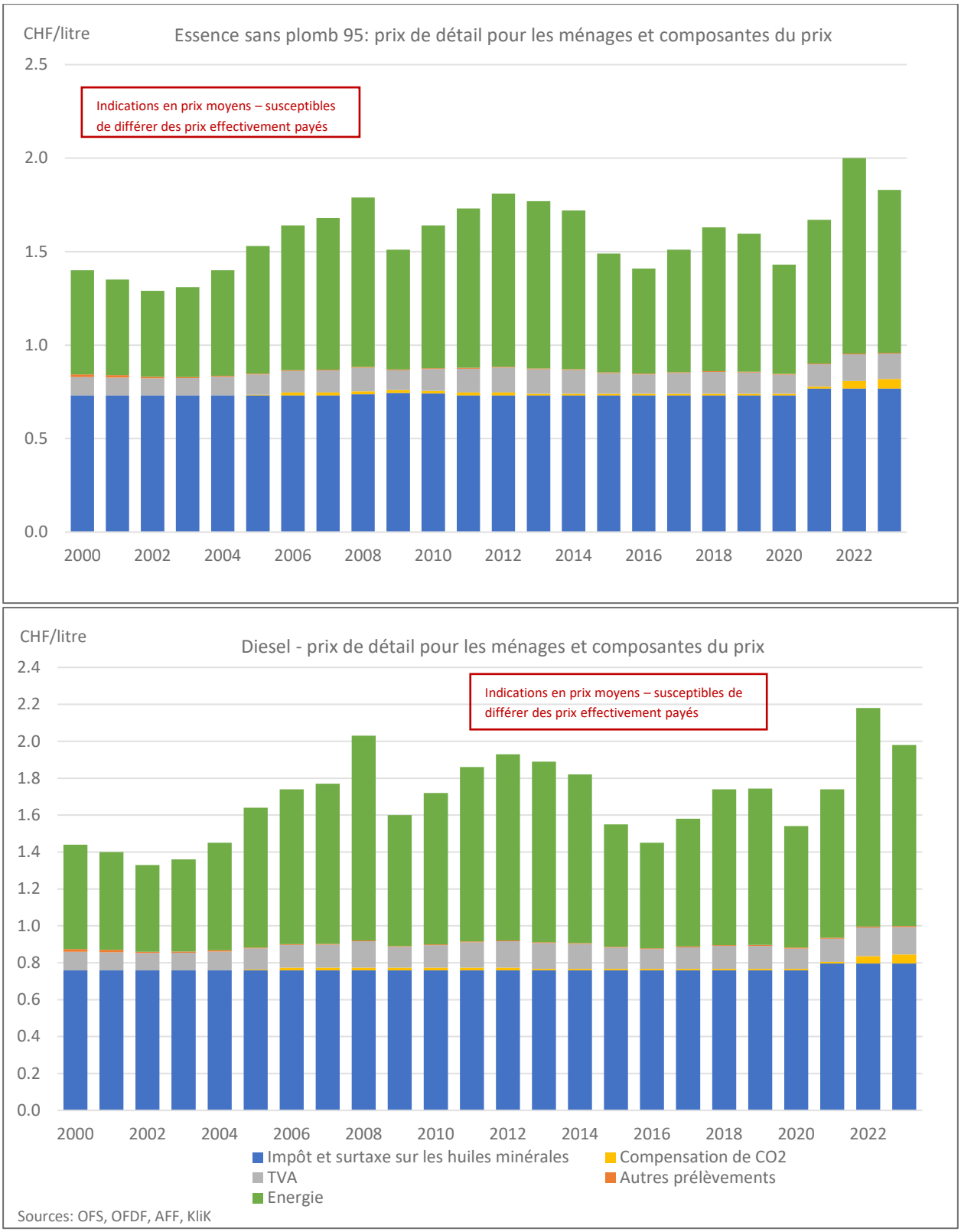

Figure 41: Essence et diesel : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

Après une année 2022 turbulente en raison de l'agression russe contre l'Ukraine, les marchés de l'énergie se sont rétablis en 2023, 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 2023 par rapport à 2022 est plus importante pour le mazout (environ 16 %) que pour les carburants (essence -9 % et diesel -9 %). L'évolution à long terme des

impôts et taxes[41] sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est nettement plus élevée et très stable pour les **carburants** (*cf. figure 41*). 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[42]. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (*cf. figure 40*), la taxe sur le CO_2 contribue dorénavant à une part substantielle du prix pour les clients finaux. Destinée à réduire les émissions de CO_2, 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_2 (soit 31,8 ct./l) depuis 2022, ce qui correspond au maximum légal actuel. Aucune taxe sur le CO_2 n'est perçue sur les carburants, mais les importateurs sont tenus de compenser une partie des émissions causées par le trafic. Depuis le 1er avril 2022, les importateurs de carburant versent à la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO_2 (KliK) une contribution de 5 ct./l de carburant sous forme d'acomptes mensuels, ce qui correspond au maximum légal actuel[43], pouvant être répercuté sur le consommateur final. Entre 2013 et 2021, les coûts de cette obligation de compenser s'inscrivaient à environ 1 ct./l de carburant vendu[44]. Cette augmentation de la contribution pour la compensation du CO_2 pourrait être attribuée à la hausse prévue de la part des émissions de CO_2 des carburants devant être compensée pour la période allant de 2021 à 2030. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des réserves suffisant 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 2023, elles se montaient ensemble à 0,415 ct./l pour l'essence, 0,535 ct./l pour le diesel et -1,45 ct./l[45] pour le mazout (sources : OFS, 2024c / OFDF, 2024 / AFF, 2024 / KliK, 2024).

[41] 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_2 causées par les transports.

[42] Les modifications du taux de TVA comme le relèvement de 0,1 % au 1er janvier 2018 expliquent aussi une petite partie des variations.

[43] Selon l'art. 23 de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO_2 (loi sur le CO_2).

[44] Le dispositif dit du centime climatique existait avant 2013 : un supplément de 1,5 ct./l de carburant était prélevé dans l'économie privée. Lors de l'entrée en vigueur de la loi sur le CO_2 entièrement révisée en 2013, ce centime climatique volontaire a été remplacé par une obligation de compenser ancrée dans la loi pour les importateurs de carburants.

[45] Commencé en 2018, le remboursement des contributions pour les réserves obligatoires de mazout s'est poursuivi en 2022. L'OFAE a approuvé la poursuite du remboursement dans sa forme actuelle jusqu'au 31 mars 2026 (cf. rapport annuel 2022 de Carbura).

7 Champ thématique Émissions de CO_2

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_2 (loi sur le CO_2) et la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCl) (sources : Conseil fédéral, 2019b+2021a+2022f / Feuille fédérale, 2022). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO_2). 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_2 liées à l'énergie par habitant, 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 2022 incluse.

7.1 Émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant

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 LCl (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Cette valeur cible doit également être respectée pour les émissions de CO_2 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_2 liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par habitant.

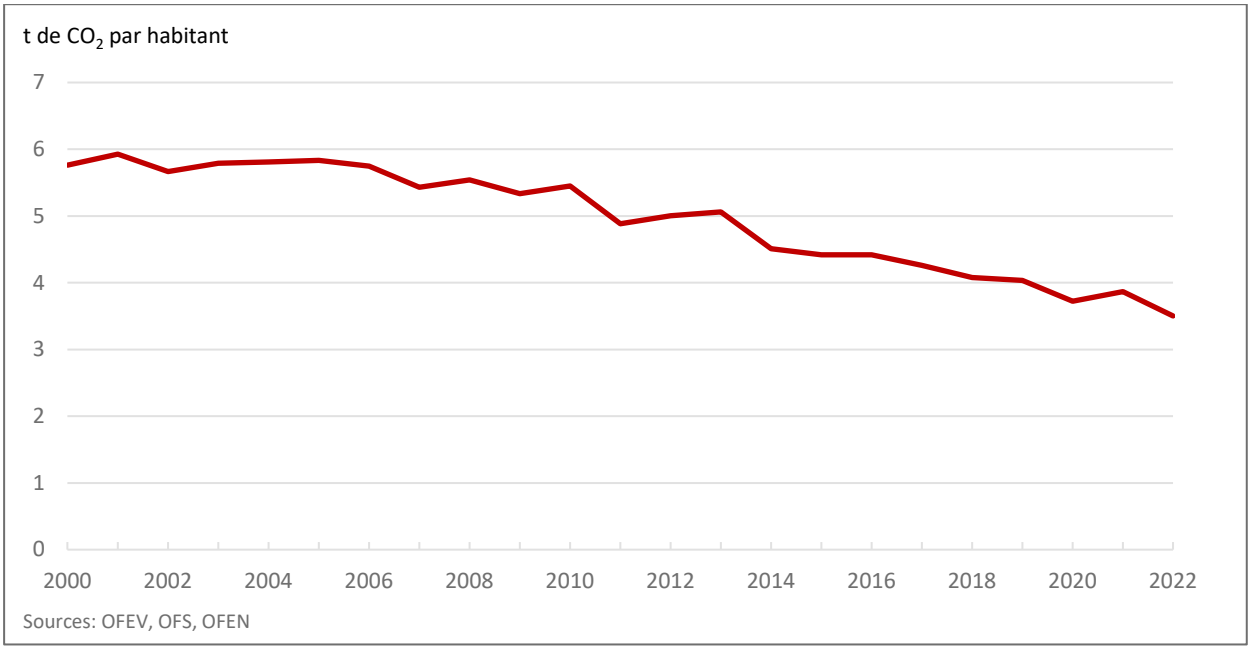

Figure 42: Émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO_2 par habitant))[46]

En Suisse, les émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (*cf. figure 42)*. Le volume global d'émissions de CO_2 liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an

[46] Délimitation conforme à la loi sur le CO_2 (sans le transport aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

2000 *(cf. figure 43 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_2. En 2022, les émissions indigènes liées à l'énergie par habitant se montaient à environ 3,5 tonnes, soit 39 % en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)[47]. En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique à faible taux d'émissions de CO_2 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 habitant doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici (sources : OFEV, 2024 / OFS, 2024a / OFEN, 2024a).

7.2 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : valeurs globales et par secteur

Les émissions de CO_2 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.

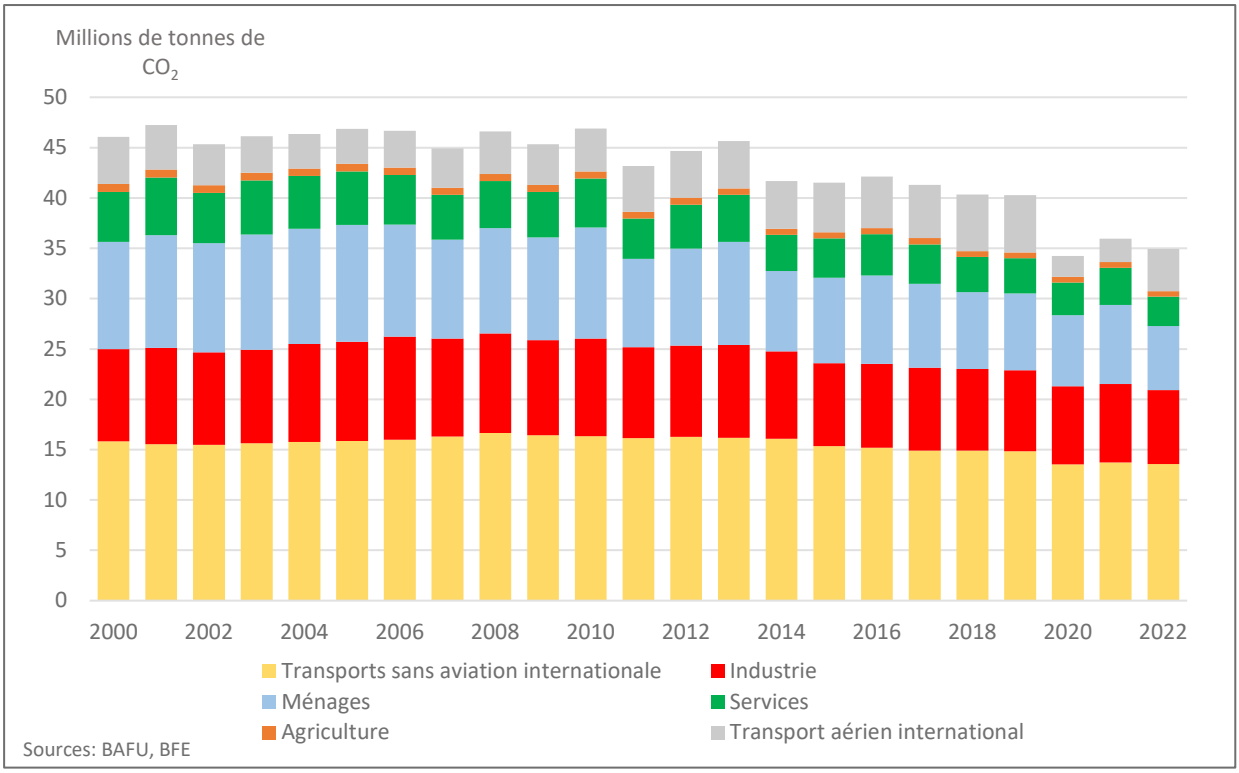

Figure 43: Émissions de CO_2 liées à l'énergie : volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO_2)

Les émissions de CO_2 liées à l'énergie *(cf. figure 43; y c. transport aérien international)* atteignaient au total près de 34,9 millions de tonnes de CO_2 en 2022, soit 24 % de moins qu'en l'an 2000.

- **Transports** : la plus grande partie de ces émissions (part : 39 % en 2022, sans le transport aérien international) provient des transports, le trafic routier motorisé en produisant une large part[48]. Les émissions de CO_2 du secteur des transports ont baissé de plus de 2 millions de tonnes entre l'an 2000 et 2022. 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_2 en 2019.

[47] À titre de comparaison, les émissions de tous les gaz à effet de serre par habitant étaient d'environ 5,2 tonnes en 2021. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,5 tonnes), cela correspond à une diminution d'environ 31 %. En pourcentage, les émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant ont donc diminué un peu plus que les gaz à effet de serre dans leur ensemble.

[48] 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 (32 %) de ce total.

En raison de la pandémie de COVID-19, elles ont toutefois fortement reculé en 2020. Avec 2,3 millions de tonnes de CO_2 en 2021 et 4,2 millions de tonnes de CO_2 en 2022 (part : 12 %), elles étaient encore nettement inférieures aux valeurs antérieures[49].

- **Industrie :** les émissions de CO_2 liées à l'énergie de l'industrie (part : 21 % en 2022) 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_2. 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 : 18 % en 2022) 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_2. 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 relativement 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_2 liées à l'énergie (part : 8 % en 2022) 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_2 liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis l'an 2000, leur part dans les émissions totales de CO_2 étant très faible (part : 2 % en 2022). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans l'agriculture, et non les émissions de CO_2 liées à l'énergie.

Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO_2 liées à l'énergie ont peu changé depuis l'an 2000. Les contributions du secteur des transports (sans le transport aérien international) et de l'industrie ont progressé (respectivement de 34 % à 39 % et de 20 % à 21 %), tandis que la part des ménages et des services est moins élevée (sources : OFEV, 2024 / OFEN, 2024a).

[49] 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 14 % des émissions totales de CO_2 liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports la part correspondante s'inscrirait à 28 %.

7.3 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : industrie et services

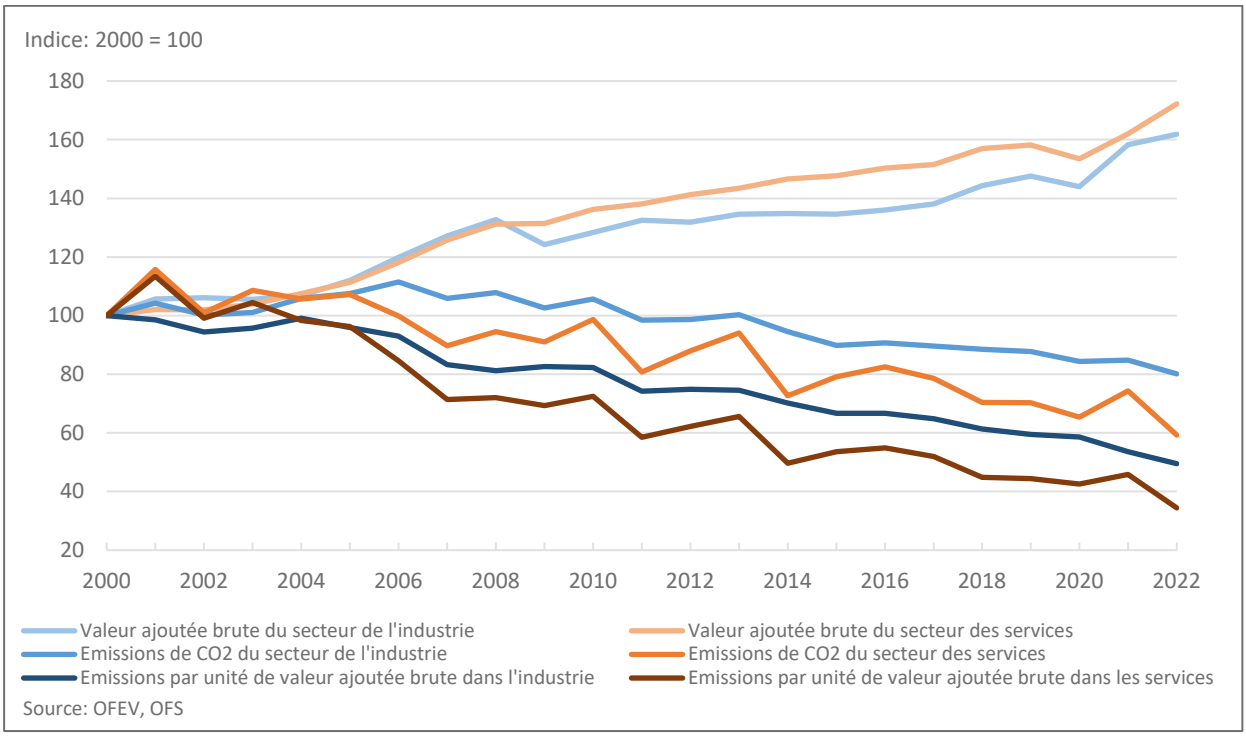

Figure 44: Émissions de CO_2 liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *figure 44* présente l'évolution indexée des émissions de CO_2 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_2, 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_2 qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée jusqu'en 2022, la taxe sur le CO_2 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, 2024 / OFS, 2024b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

7.4 Émissions de CO_2 liées à l'énergie : voitures de tourisme

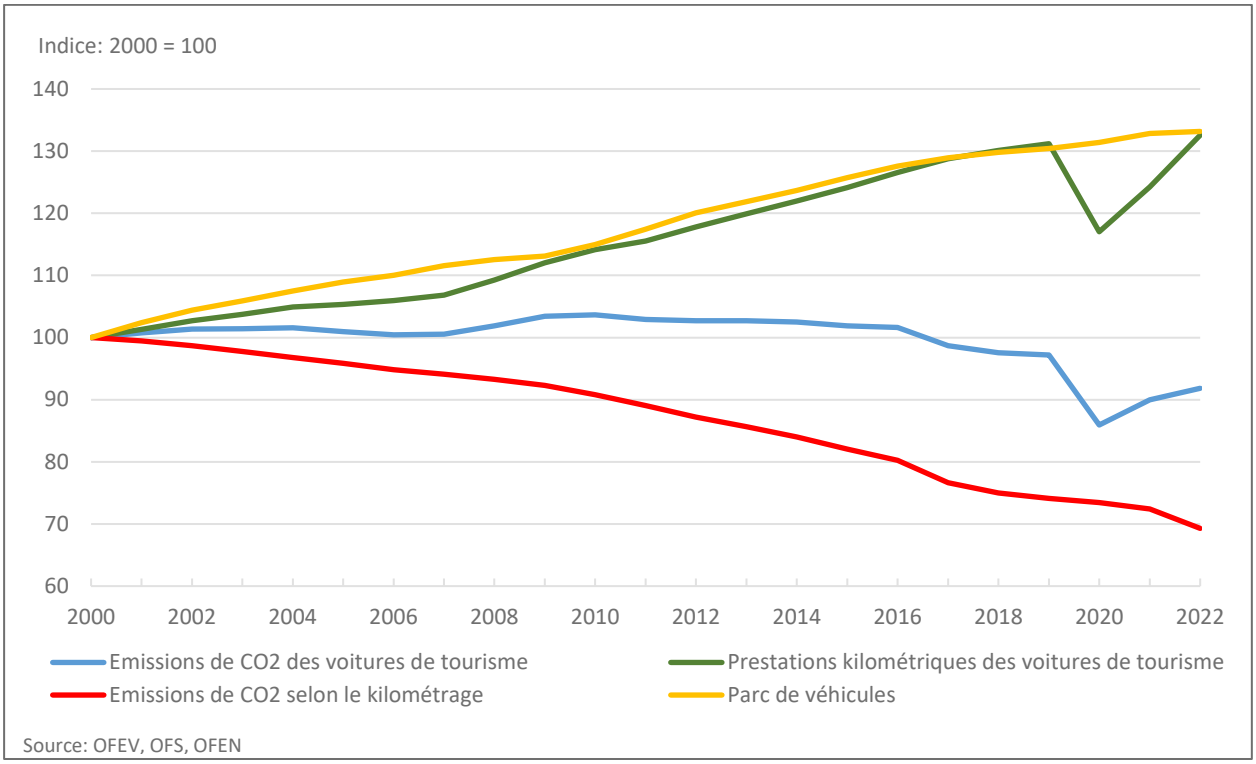

Figure 45: Émissions de CO_2 liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 45* illustre l'évolution des émissions de CO_2 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_2 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.

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_2 par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère. Les prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves[50], 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 2022, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 10,13 millions de tonnes de CO_2, soit près de 1,1 million 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_2 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, 2024).

[50] À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO_2 pour les voitures de tourisme neuves. Depuis 2021, les valeurs de consommation et d'émissions de CO_2 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_2 ont également été adaptées, de 95 à 118 g de CO_2/km pour les voitures de tourisme et de 147 à 186 g de CO_2/km pour les véhicules utilitaires légers. En 2023, les émissions moyennes de CO_2 des véhicules neufs étaient de 112,7 g de CO_2/km, soit inférieures d'environ 7 % à celles de l'année précédente. Pour la première fois, elles étaient inférieures à la valeur cible définie dans la loi sur le CO_2. Les émissions de CO_2 des véhicules de livraison et des tracteurs à sellette légers neufs s'établissaient à 186 g de CO_2/km ; elles ont ainsi atteint leur valeur cible de manière précise, pour la première fois depuis l'introduction des prescriptions. Dans le cadre de la révision de la loi sur le CO_2, le Parlement a décidé un nouveau durcissement des objectifs de flotte en matière de CO_2 à partir de 2025.

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_2 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[51]. 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)[52].

[51] L’Office fédéral de l’environnement relève et suit divers indicateurs environnementaux. Une vue d’ensemble est disponible sur son site Internet.

[52] 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.

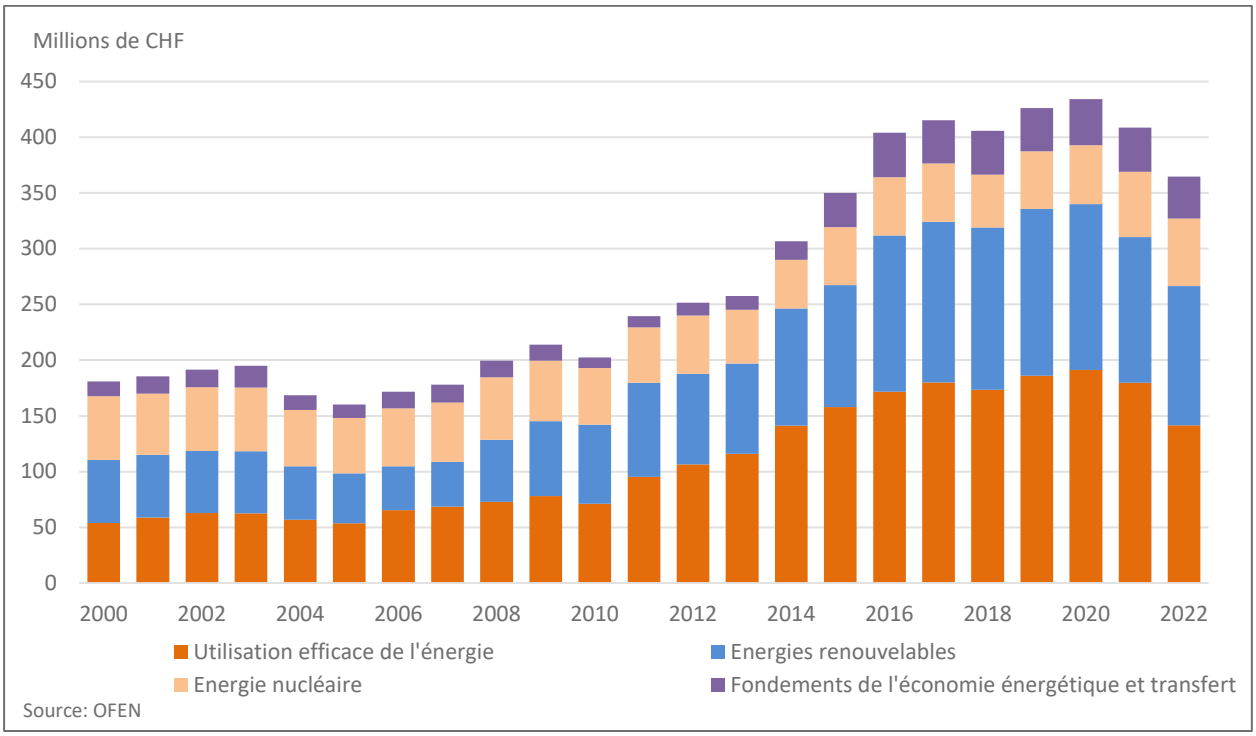

Figure 46: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel) [53]

Entre 2005 et 2020, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (*cf. figure 46)*. Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation dans le cadre de la Stratégie 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

[53] Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

(SCCER), les programmes de recherche nationaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71) 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 2022 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 365 millions de francs (valeur réelle ; 2021 : près de 408 millions de francs). Le recul par rapport aux années précédentes s'explique par le fait que le programme d'encouragement Énergie (SCCER) est arrivé à son terme. La contribution du domaine des EPF et d'Innosuisse à la recherche énergétique en Suisse a ainsi diminué. Étant donné que SWEET est moins doté en ressources, ce recul ne pourra probablement pas être entièrement compensé. On voit en outre que la taille des projets Innosuisse a diminué et que le nombre de projets financés par l'UE a également reculé en raison de la non-association de la Suisse à Horizon Europe, du moins au début du programme.

Conformément aux priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (38,8 % en 2022) et *Énergies renouvelables* (34,2 % en 2022). 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 augmenté par rapport à l'année précédente pour atteindre 16,6 % en 2022. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 10,4 % (source : OFEN, 2023a+2024d).

8.2 Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

En juillet 2023, l'OFEN a lancé le *sixième appel d'offres*[54] dans le cadre du **programme d'encouragement de la recherche énergétique SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**. Doté d'un budget global de 8 millions de francs, cet appel d'offres mettait l'accent 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.

L'OFEN et l'OFEV ont lancé le *septième appel d'offres* SWEET en mars 2024 sur le thème « Addressing Hard-To-Abate Emissions to Reach the Net-Zero Target of Switzerland », avec un budget global de 18,4 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_2 (Carbon Capture and Storage CCS) et de les extraire de l'atmosphère avec des technologies d'émission négative (NET). L'appel d'offres s'adresse à des partenariats qui entendent étudier, à partir de juin 2025 environ et pendant 6 à 8 ans, des solutions concrètes pour y parvenir.

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 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.

[54] La liste de tous les appels d'offres est disponible sur le site de l'OFEN : Aperçu des appels d'offres (admin.ch).

Le programme SWEET lance régulièrement des appels d'offres pour des projets de partenariat, les derniers projets prenant fin en 2032. En juin 2024, le Conseil fédéral a approuvé la seconde tranche de crédit pour SWEET d'un montant de 40,9 millions de francs (première tranche pour 2021-2024 : 94,9 millions de francs). 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. Le programme d'encouragement, qui aborde des thèmes spécifiques dans une perspective à long terme, permet d'utiliser les compétences et les capacités développées dans le cadre des pôles de compétences suisses en matière de recherche énergétique (SCCER) dans les hautes écoles pour traiter les thèmes de recherche centraux de la stratégie énergétique et climatique de la Suisse. Depuis le lancement du programme en 2021, l'OFEN soutient neuf partenariats dans le cadre de SWEET avec un montant d'environ 83 millions de francs. Ces partenariats réunissent des représentants de 39 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 258 partenaires chargés de la mise en œuvre issus de 214 institutions relevant principalement du secteur privé (sources : OFEN, 2023b+2024f / Conseil fédéral, 2020).

Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à un crédit d'engagement de 106,8 millions de francs pour le **nouveau programme d'encouragement de la recherche SWEETER (pour SWiss research for the EnErgy Transition and Emissions Reduction)**. SWEETER complète les travaux de SWEET. Il 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. Le crédit doit permettre de lancer des appels d'offres sur des thèmes tels que le stockage de l'énergie, la production d'énergie et son stockage dans le sous-sol, la numérisation, les marchés locaux de l'énergie et la convergence des réseaux, l'économie circulaire ou les villes intelligentes. Les moyens financiers seront compensés par le biais des messages relatifs à l'encouragement de la formation, de la recherche et de l'innovation jusqu'en 2036. La mise en œuvre n'a aucune incidence sur le budget de la Confédération. Il est prévu que le Parlement se penche à nouveau sur SWEETER à la session d'hiver 2024 (source : Conseil fédéral, 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[55]. Dans le cadre de son deuxième appel d'offres, intitulé « Solutions disruptives pour la transition mondiale vers la neutralité carbone », Innosuisse a approuvés 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, 2024).

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, les projets de démonstration et les projets phares. Le concept actuel pour la période allant de 2021 à 2024 met davantage l'accent sur la recherche énergétique dans les sciences humaines. En 2022, environ 50 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 phares, 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, 2024d)[56].

[55] La liste des projets Flagship actuels est publiée sur le site Internet d'Innosuisse : Projets Flagship en cours (innosuisse.ch)

[56] 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

En mars 2024, la CORE et l'OFEN ont publié le Plan directeur de la recherche énergétique de la Confédération pour les années 2025 à 2028. L'accent reste placé sur une approche globale du système énergétique. La recherche énergétique doit prendre en compte à la fois les aspects technologiques et ceux liés aux sciences sociales (source : OFEN, 2024f).

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires : 60,6 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2022, notamment 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[57]. 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. 74*a* 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 [58]». 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[59]. 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 »[60]). 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 est toujours considérée comme un État tiers non associé. Les acteurs de la recherche et de l'innovation en Suisse peuvent tout de même participer à environ deux tiers des programmes. Le Conseil fédéral a décidé, en avril 2024, de débloquer des fonds d'environ 600 millions de francs pour le financement direct de ces appels d'offres. La Suisse et l'UE se sont entendues sur un arrangement transitoire pour 2024 et 2025, qui permet aux chercheurs suisses de participer aux 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. Les derniers développements et les solutions transitoires en vigueur peuvent être consultés sur le site Internet du SEFRI (www.sbfi.admin.ch) (sources : OFEN, 2024d / SEFRI, 2024).

[57] https://www.ensi.ch/fr/recherche-sur-la-securite / https://www.psi.ch/fr/nes / https://www.epfl.ch/

[58] Technology Monitoring of Nuclear Energy

[59] Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken.pdf (en allemand)

[60] www.energieforschung.ch > Recherche et cleantech > Collaboration internationale

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

Les prix des combustibles et des carburants fossiles ont baissé par rapport au pic de 2022, mais les marchés sont tendus et volatils. Aux combats qui se poursuivent en Ukraine vient maintenant s'ajouter le risque d'un conflit de longue durée au Proche-Orient. D'après l'Agence internationale de l'énergie AIE[61], les investissements dans l'énergie renouvelable ont augmenté de 40 % dans le monde depuis 2020. La pression à la réduction des émissions de CO_2 est une raison importante de cette évolution. La sécurité énergétique est par ailleurs un autre facteur de taille pour le développement des énergies renouvelables, en particulier dans des pays qui importent des agents énergétiques fossiles. Le rythme pronostiqué par l'AIE pour la transition sur les plus importants marchés du monde s'accélère encore. Grâce notamment à l'Inflation Reduction Act aux États-Unis, l'AIE prévoit que la moitié des nouvelles voitures immatriculées aux USA rouleront à l'électricité en 2030. En Chine, le développement attendu de la production photovoltaïque et éolienne offshore sera trois fois plus élevé d'ici 2030 que ce que l'AIE avait prévu pour 2021. Les perspectives pour l'énergie nucléaire se sont également améliorées sur les plus importants marchés. Des pays comme le Japon, la Corée du Sud et les États-Unis soutiennent la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants. Dans plusieurs autres pays, de nouvelles centrales sont en cours de construction. Bien que la demande d'agents énergétiques fossiles ait été importante au cours des dernières années, on constate des signes d'un changement de tendance. Outre l'utilisation de solutions de remplacement à faibles émissions, la construction d'installations utilisant des combustibles fossiles a ralenti. Les ventes de voitures et de véhicules à deux ou trois roues équipés de moteurs à combustion sont restées nettement en dessous du niveau d'avant la pandémie de COVID-19. Dans le secteur de l'électricité, la construction, dans le monde entier, de centrales alimentées au charbon et au gaz naturel a été divisée par deux par rapport aux valeurs record enregistrées par le passé. Les ventes de chaudières à gaz aux ménages privés ont tendance à baisser et, dans de nombreux pays européens comme aux États-Unis, les pompes à chaleur ont désormais pris le dessus.

Pétrole : par rapport aux années précédentes, la croissance de la demande mondiale de pétrole a continué de baisser en 2024. Au deuxième trimestre 2024, la croissance a baissé de 710 000 barils par jour par rapport à l'année précédente. Il s'agit ainsi de l'augmentation trimestrielle la plus faible depuis le quatrième trimestre 2023. En juin, l'offre mondiale a augmenté de 150 000 barils à 102,9 millions de barils par jour, les travaux de maintenance sur les champs pétrolifères ayant diminué alors que l'offre de biocarburant augmentait, ce qui a compensé le considérable recul des quantités produites par l'Arabie saoudite. Le débit mondial des raffineries devrait augmenter jusqu'en 2024 de 950 000 barils à 83,4 millions de barils par jour et, en 2025, de 630 000 barils à 84 millions de barils par jour. En mai 2024, la faiblesse de la demande et des marges bénéficiaires ont mis le secteur de la transformation du pétrole brut sous pression, en Chine comme en Europe.

En juin 2024, les prix du pétrole brut se sont rétablis après avoir atteint leur plus bas niveau en six mois, les contrats à terme sur le Brent ayant augmenté de 5 dollars par baril pour attendre 86 dollars par baril. Cette hausse a été provoquée entre autres par la diminution des réserves de brut et les tensions au Proche-Orient. Des évolutions économiques régionales différentes et l'introduction accélérée de technologies propres et économes en énergie entraînent un ralentissement progressif de la croissance de la de-

[61] IEA World Energy Outlook 2023

mande de pétrole. Les économies émergentes d'Asie, notamment la Chine et l'Inde, représentent la totalité de la croissance de la demande mondiale de pétrole alors qu'elle baisse fortement dans les économies occidentales[62].

Gaz naturel : les marchés du gaz naturel ont connu une croissance au premier semestre 2024. La hausse de la demande est en premier lieu due à l'augmentation de la consommation de gaz dans l'industrie et se concentre de plus en plus en Asie, où tant la Chine que l'Inde ont de nouveau enregistré des taux de croissance à deux chiffres au cours de la première moitié de 2024. Les prix du gaz naturel ont augmenté sur tous les marchés importants au deuxième trimestre 2024, d'une part en raison de la faible production de GNL, d'autre part en raison de l'aggravation des tensions géopolitiques. Une hausse de la demande de gaz naturel de 2,5 % est prévue pour l'ensemble de l'année 2024, soutenue en premier lieu par la croissance rapide des marchés asiatiques.

Charbon : l'année 2023 a vu se produire la plus importante augmentation nette de la capacité des centrales à charbon depuis 2016. De nouvelles capacités de production de charbon ont été mises en service pour 69,5 GW, la Chine (47,4 GW) et l'Inde (11,4 GW) étant les deux plus grands contributeurs de cette évolution. Le Japon et les USA prévoient de construire de nouvelles centrales à gaz incluant les technologies CCS (Carbon Capture & Storage), qui doivent leur assurer un fonctionnement neutre en CO_2.
En 2023, douze autres pays ont par ailleurs annoncé adhérer à la « Powering Past Coal Alliance »[63]. Cette alliance d'États a pour but d'encourager le passage de la production d'électricité à base de charbon à la production d'électricité à base de sources renouvelables. Plus de 100 pays se sont depuis engagés à ne plus autoriser la construction de centrales à charbon pour produire de l'électricité et à suspendre les projets de nouvelles centrales à charbon en cours. Au printemps 2024, les pays du G7 se sont pour la première fois fixé un objectif assorti d'un horizon temporel concret pour l'abandon du charbon : durant la première moitié des années 2030 ou sur une trajectoire temporelle en accord avec le maintien de la limite de 1,5 °C. La demande de charbon est stimulée par la production d'acier. En effet, le charbon est impliqué dans 70 % de la production d'acier mondiale.

D'ici 2025, la production de charbon devrait baisser à 8221 millions de tonnes, soit de nouveau en dessous du niveau de 2022. Cette diminution reflète en grande partie les prévisions selon lesquelles la production chinoise de charbon atteindra un plateau dans les années à venir et la croissance continue de la production indienne sera contrebalancée par de fortes baisses dans d'autres régions, comme les États-Unis, l'UE et l'Indonésie.

CO_2 dans le système européen d'échange de quotas d'émission : les contrats annuels jusqu'en 2026 se situent entre 90 et 100 euros par tonne de CO_2. Après de fortes fluctuations au second semestre 2022, le marché semble s'être calmé. En 2023, les prix du CO_2 ont fluctué entre 75 et 95 euros par tonne de CO_2. Des prix du CO_2 élevés et des prix du gaz bas ont créé, en 2023, des conditions favorables pour le passage de la production de charbon à celle de gaz alors que durant la crise énergétique de 2022, les conditions pour les centrales à gaz n'étaient pas rentables.

Électricité : selon l'AIE, la demande mondiale d'électricité augmentera de 4 % en 2024 par rapport à une croissance de 2,5 % en 2023 et à une demande mondiale de 27 970 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).
L'AIE s'attend encore à une hausse de la demande d'électricité en Chine (+6,5 %) et en Inde (+8 %) en 2024 par rapport à 2023 et aux années de la pandémie. L'accélération globale du développement des énergies éolienne et solaire pourrait dépasser la production hydraulique en 2024. La part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité mondial a augmenté en 2023 à 30 % et devrait, d'ici 2025, grimper encore jusqu'à 35 %. La production renouvelable estimée pour 2023 s'élève à 8958 TWh (2022 : 8546 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 de 1,9 % en 2023 quand les prix élevés du gaz ont dopé la demande d'alternatives. Le recul de la production électrique à partir de charbon de-

[62] https://www.iea.org/reports/oil-2024/executive-summary

[63] https://poweringpastcoal.org/

vrait être très important aux États-Unis et en Europe, mais elle sera sans doute plus ou moins compensée 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, le gaz naturel étant la source la plus importante en 2023 (env. 43 %), suivi par les énergies renouvelables (21 %), le nucléaire (18 %) et le charbon (16 %). 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 deux fois plus élevée que celle du charbon. C'était encore l'inverse en 2008.

En 2023, la consommation d'électricité dans l'UE a diminué pour la deuxième année consécutive (-3 % par rapport à 2022). Cette évolution est principalement due au recul de la demande de l'industrie et aux prix élevés pendant la crise énergétique, qui ont provoqué des changements dans la consommation. Après les sommets historiques enregistrés par les prix de l'électricité en 2022, la situation s'est sensiblement améliorée sur le marché en 2023, ce qui a conduit à une baisse des prix de gros de l'électricité. En 2023, l'indice des prix de l'électricité européen[68] était en moyenne de 95 euros par MWh – soit 57 % inférieur à 2022. Sur une base annuelle, les prix se sont établis entre 51 euros par MWh en Suède et 128 euros par MWh en Italie. En comparaison annuelle, les plus grandes baisses de prix au niveau national ont été observées en France (-65 %) et en Finlande (-63 %).

9.2 Évolutions dans l'UE

9.2.1 Année électorale 2024 et nouveau Programme stratégique 2024-2025

En juin 2024, des élections ont eu lieu au Parlement européen, marquant le début d'une nouvelle législature de cinq ans. Le 18 juin, le nouveau Parlement a réélu Ursula von der Leyen à la présidence de la Commission européenne. Jusqu'à la fin de l'automne, le Parlement doit par ailleurs approuver les nouveaux membres de la Commission et la répartition des portefeuilles. L'objectif est en principe que la nouvelle Commission puisse se mettre au travail à partir du 1er novembre 2024. Ursula von der Leyen a déjà fixé les nouvelles priorités de la Commission européenne pour les cinq prochaines années dans le Programme stratégique 2024-2025[69]. Il s'agit notamment de la compétitivité et l'approfondissement des marchés intérieurs tout en poursuivant la transition verte.

9.2.2 Évolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «Ajustement à l'objectif 55»

Le Pacte vert pour l'Europe était une priorité absolue de la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, pour la législature qui s'est terminée en 2024. L'UE veut devenir le premier continent climatiquement neutre d'ici 2050 et réussir la transition vers une économie moderne et efficace en termes de ressources. Le 14 juillet 2021, la Commission européenne avait présenté un ensemble de propositions législatives sous le titre **« Ajustement à l'objectif 55 »**. Elles doivent contribuer à réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990. À l'exception de la révision de la directive européenne sur la taxation de l'énergie, bloquée en raison de l'unanimité requise au Conseil, les colégislateurs, le Conseil et le Parlement, ont trouvé des accords sur toutes les propositions législatives en 2023 et les ont déjà en grande partie formellement adoptées. Le paquet couvre les domaines suivants (sources : COM(2021) 550 final / COM(2022) 230 final) :

- révision du système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE
- nouveau système d'échange de quotas d'émission dans les transports routiers et les bâtiments
- réduction des émissions de CO_2 en dehors du SEQE
- introduction d'un ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

[68] Indice du prix de gros moyen de l'électricité sur le marché européen

[69] Europe's choice. Political Guidelines for the next European Commission 2024-2029.

- renforcement des normes en matière d'émissions pour les véhicules
- révision du règlement sur l'utilisation des terres, les changements d'affectations des terres et de la forêt (UTCATF)
- révision de la directive sur la taxation de l'énergie
- révision de la directive sur les énergies renouvelables
- révision de la directive sur l'efficacité énergétique
- règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs
- règlement sur les carburants maritimes durables
- règlement sur les carburants d'aviation durables.

Avec le paquet « Ajustement à l'objectif 55 », la Commission européenne a aussi proposé en décembre 2021 un projet législatif pour réviser la directive sur l'efficacité énergétique des bâtiments. Cette révision doit être adoptée encore en 2024, après que la Commission a proposé encore d'autres modifications dans le cadre de « RePowerEU », le plan de l'UE visant à réduire le plus rapidement possible la dépendance aux énergies fossiles en provenance de la Russie. La directive sur la performance énergétique des bâtiments comprend entre autres des obligations en matière d'énergie solaire, un certificat de performance énergétique des bâtiments harmonisé à l'échelle européenne, des obligations de rénovation substantielles pour les bâtiments inefficaces ou le renforcement des exigences pour la construction de stations de recharge dans les bâtiments.

Les développements au sein de l'UE dans le cadre du pacte vert pour l'Europe **revêtent également un intérêt pour la Suisse**. Ils montrent les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront également la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du pacte vert, en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE et n'ont aucun impact sur la Suisse. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels qui en découleraient pour la Suisse. Différents points du paquet « Ajustement à l'objectif 55 », par ex., touchent la Suisse, notamment la révision du SEQE de l'UE, auquel est couplé le système d'échange de quotas d'émission suisse depuis début 2020. Selon la proposition de règlement de la Commission, la Suisse est exclue du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières en raison de ce couplage : la taxe d'ajustement carbone aux frontières n'est donc pas perçue lors de l'exportation de produits suisses vers l'UE. Il convient d'observer les conséquences possibles de ce nouveau mécanisme sur l'ensemble des chaînes d'approvisionnement des producteurs suisses. En l'absence d'un accord sur l'électricité, les autres volets du paquet « Ajustement à l'objectif 55 » n'ont pas de conséquences directes pour la politique énergétique et climatique de la Suisse. L'impact réglementaire du plan « REPowerUE » est donc également limité.

9.2.3 Réforme de la conception du marché européen de l'électricité

En réponse aux perturbations massives du marché intérieur de l'électricité de l'UE liées à la crise énergétique, la Commission européenne a présenté en mars 2023 des propositions législatives pour la révision de la conception du marché de l'électricité[70] et la refonte des règles relatives à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'électricité[71] (REMIT). La révision a été achevée au cours du premier semestre 2024 avec l'adoption par le Parlement européen et le Conseil. La révision de la conception du marché de l'électricité n'entraîne pas des changements fondamentaux dans le fonctionnement des marchés. Il n'est pas non plus prévu de revenir sur l'intégration et la libéralisation du marché intérieur de l'électricité de l'UE de ces 20 dernières années. Cette révision renforce plutôt les marchés à court et à long terme, réduit leur dépendance au gaz fossile et protège les consommateurs finaux contre les pics de prix. Quant à la révision du REMIT, elle porte sur l'extension de l'obligation de fournir des données à

[70] Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 ainsi que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.

[71] Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) nº 1227/2011 et (UE) 2019/942 afin d'améliorer la protection de l'Union contre la manipulation du marché de gros de l'énergie.

d'autres marchés tels que les marchés d'équilibrage, le renforcement de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie ACER, ainsi qu'une coopération accrue entre l'ACER et l'Autorité européenne des marchés financiers AEMF. En février et en mars 2024, le Parlement européen et le Conseil de l'UE ont adopté les dispositions REMIT révisées.

9.2.4 « Clean Energy Package »

Le paquet « 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[64]. 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 réglé dans le droit européen à l'heure actuelle. Selon l'ACER, l'autorité de régulation de l'énergie de l'UE, de nombreux États membres sont encore loin de pouvoir respecter la règle des 70 %. De plus, l'interprétation de cette règle est controversée parmi les États membres. Selon l'interprétation et la mise en œuvre, il existe toutefois un certain risque que les pays voisins réduisent les capacités frontalières vers la Suisse à partir de 2026. Un accord sur l'électricité permettrait d'éliminer cette incertitude, puisque la Suisse pourrait alors participer entièrement au couplage du marché et serait intégrée à tous les processus européens dans le domaine de l'électricité (source : COM(2016) 860 final).

9.2.5 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 32,5 % entre 1990 et 2022. Après une augmentation d'environ 4,8 % des émissions en 2021, elles ont de nouveau baissé de 3 % en 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 2021, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE s'inscrivait à 21,8 %. Cette part devrait passer à au moins 42,5 % d'ici 2030. Les États membres doivent viser 45 %.

- **Efficacité énergétique :** en 2021, la consommation énergétique primaire a augmenté de 6 % par rapport à 2020, ce qui indique une augmentation après la pandémie de COVID-19. La consommation énergétique finale a aussi augmenté par rapport à 2020). La directive sur l'efficacité énergétique prévoit, 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[65].

[64] Union de l'énergie : depuis 2015, stratégie-cadre de la politique énergétique de l'UE qui comporte cinq dimensions: (1) sécurité, solidarité et confiance, (2) marché intérieur de l'énergie pleinement intégré, (3) efficacité énergétique, (4) protection du climat – décarbonisation de l'économie et (5) recherche, innovation et compétitivité.

[65] 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.

- **Interconnexion des réseaux électriques :** en 2014, le Conseil européen a invité les États membres de l'UE à développer leurs lignes de transport d'électricité transfrontalières d'ici à 2020 afin que chaque État puisse exporter vers ses pays voisins au moins 10 % de l'électricité produite sur son territoire national. Pour 2023, cet objectif a été fixé à 15 % de la production indigène. D'après les informations de la Commission, la plupart des États membres l'ont déjà atteint.

- **Net-Zero Industry Act[66] (NZIA) :** cette initiative vise à accroître la production de technologies propres dans l'UE afin d'atteindre l'objectif zéro émission nette de l'UE. Dans ce contexte, l'énergie nucléaire est aussi considérée comme une technologie stratégique pour atteindre la neutralité climatique. Dans ce but, le NZIA vise l'accélération des procédures d'autorisation pour les sites de production industrielle qui fabriquent des composants pour les technologies d'énergie renouvelable, mais aussi pour l'énergie nucléaire.

9.2.6 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 réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion[67], celles concernant l'attribution des capacités à long terme[68] et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité[69] 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 ne peut pas profiter de ces avantages et doit prendre d'autres mesures. Cette exclusion a des conséquences en Suisse non seulement sur le commerce, mais aussi sur l'exploitation du réseau de transport : une augmentation des flux de transit imprévus à travers la Suisse, liée au négoce dans la région CORE, a été enregistrée avec le couplage des marchés fondé sur les flux pour la région de capacités CORE limitrophe (Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie). Cette situation ne découle pas directement de l'exclusion de la Suisse de ce couplage, mais plutôt de la prise en compte insuffisante du réseau de transport helvétique dans les calculs de capacités sous-jacents. Ces flux de transit devraient encore augmenter avec l'application de la règle des 70 % d'ici fin 2025 au plus tard. Dans la mesure où cela pourrait potentiellement compromettre la sécurité du système, l'UE offre désormais son aide pour une intégration technique du réseau suisse dans les calculs de capacités. Swissgrid et l'ElCom ont entretemps passé un accord de droit privé avec la région Italy North et ont déjà soumis une proposition à la région CORE sur la manière dont la Suisse pourrait être intégrée aux calculs de capacité. La Commission européenne et les autorités de régulation

[66] Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» (règlement pour une industrie «zéro net»).

[67] 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

[68] Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

[69] Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

de la région examinent actuellement cette proposition. Bien que ces accords techniques puissent représenter une solution de remplacement, ils n'offrent pas la même sécurité qu'un accord sur l'électricité, car ils doivent être réexaminés et renégociés chaque année. Les accords techniques devront par ailleurs être adaptés après la fusion des régions CORE et Italy North en une nouvelle région de calcul de capacités Central Europe (CCR), afin d'intégrer la Suisse à cette fusion. Il faut noter que la régulation concernant l'équilibrage du réseau de Suisse (*Balancing Code*) prévoit une participation aux plateformes planifiées pour l'échange d'énergie de réglage, dans le cas où l'exclusion de la Suisse pourrait conduire à des flux physiques d'électricité non prévisibles, qui compromettent la sécurité du système dans la région. Mais la Commission européenne ne voit actuellement aucune raison d'autoriser la Suisse à participer à ces plateformes.

9.2.7 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. Au cours des deux hivers derniers, alors que le gaz était rare en Allemagne, du gaz a été livré de France en Allemagne par cette voie. Le quatrième paquet de mesures sur les marchés du gaz et de l'hydrogène (*voir chapitre ci-après*) est entré en vigueur en août 2024. Le paquet 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 quatorze 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[70]. 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. Aux termes du règlement, en vigueur jusqu'à fin 2025, les réservoirs de gaz sur le territoire des États membres doivent être remplis à 80 % au moins avant le 1er novembre 2022 et à 90 % les années suivantes. Début août 2022, les ministres de l'énergie de l'UE ont également adopté un nouveau règlement visant à réduire la demande de gaz[71] afin de diminuer la consommation de gaz de 15 % entre le 1er août 2022 et le 31 mars 2023. L'objectif devait être principalement atteint par le biais de mesures volontaires ; en cas de situation critique, l'UE aurait pu déclencher une « alerte de l'Union » et édicter des mesures contraignantes. Comme l'UE juge encore le risque de pénurie de gaz élevé, le Conseil européen a décidé en mars 2023[72] et en 2024[73], sur proposition de la Commission, que l'objectif volontaire d'économie de gaz de 15 % s'appliquerait également l'hiver suivant (entre le 1er avril et le 31 mars). En avril 2022, l'UE avait déjà lancé une plateforme énergétique[84] 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 surenchérissent 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[74] d'une année en décembre 2023.

---

[70] Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) nº 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

[71] Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

[72] Règlement (UE) 2023/706 du Conseil modifiant le règlement (UE) 2022/1369 en ce qui concerne la prolongation de la période de réduction de la demande pour les mesures de réduction de la demande de gaz et le renforcement de l'établissement de rapports sur la mise en œuvre de ces mesures et du suivi de cette mise en œuvre.

[73] Sécurité de l'approvisionnement en gaz : le Conseil donne son feu vert définitif aux mesures volontaires de réduction de la demande.

[84] 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.

[74] Règlement (UE) 2023/2319 du Conseil du 21 décembre 2023 modifiant le règlement (UE) 2022/2576 en ce qui concerne la prolongation de sa période d'application.

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[75] 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 2023, seuls huit des 40 accords bilatéraux nécessaires avaient été conclus[76]. Dans le contexte de la crise énergétique, la Commission européenne a fixé fin 2022 des règles standard[77] 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(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

9.2.8 Développements dans le domaine de l'hydrogène

La Suisse dépendra à l'avenir 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 l'objectif de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE d'ici 2030.

Avec l'adoption de la directive de l'UE concernant les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène[78] et du règlement de l'UE[79] correspondant, l'UE a, pour la première fois, 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).

---

[75] 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) nº 994/2010

[76] Allemagne-Danemark, Allemagne-Autriche, Italie-Slovénie, Estonie-Lettonie, Lituanie-Lettonie, Estonie-Finlande, Slovénie-Croatie et Danemark-Suède.

[77] 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.

[78] 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

[79] 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

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[80] a 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 2023 à l'occasion de la 28e conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Dubaï (COP28). Lors de la conférence, un premier bilan intermédiaire des progrès réalisés dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat (Global Stocktake ou bilan mondial) a été adopté. Ce bilan met en évidence les lacunes en matière de protection du climat et émet plusieurs recommandations d'action afin que les objectifs de l'accord sur le climat demeurent atteignables. L'une de ces recommandations vise le développement des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici à 2030. La Suisse se félicite de ce résultat. Dans le cadre du bilan mondial, les États se sont aussi entendus sur une recommandation visant l'abandon du charbon, du pétrole et du gaz d'ici à 2050. À la COP28, les États se sont mis d'accord sur les grandes lignes du fonds conçu lors de la COP27 pour aider les pays les plus vulnérables à faire face aux dommages découlant du changement climatique (par ex. inondations ou périodes de sécheresse). Il reste à clarifier quels sont les pays qui doivent contribuer au fonds. La Suisse s'est engagée pour que tous les pays à fortes émissions et qui en ont les moyens financiers soient invités à y contribuer.

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 197 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_2 pour la période postérieure à 2024 entre en vigueur le 1er 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 « Biennal Transparency Report », elle doit en outre continuer de faire rapport tous les deux ans au Secrétariat de la Convention-cadre

[80] Banque européenne de l'hydrogène – Commission européenne (europa.eu)

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. Fin mars 2023, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son rapport de synthèse du 6e 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. Il a servi de base à la conférence sur le climat, qui s'est tenue à Dubaï en décembre 2023 (COP28) lors de laquelle les États membres ont examiné pour la première fois les progrès réalisés dans la lutte contre le changement climatique, comme le prévoit l'Accord de Paris, dans le cadre d'un bilan mondial (sources : Conseil fédéral, 2023h+2021a+2019b / DETEC, 2024 / OFEV, 2023a / IPCC, 2021+2023).

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

Entre 2007 et le milieu de l'année 2018, la Suisse a négocié avec l'UE **un accord bilatéral sur l'électricité**. Ensuite, les négociations sont restées au point mort, car l'UE conditionnait leur poursuite aux progrès des discussions avec la Suisse sur un accord institutionnel. Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a décidé de mettre fin aux négociations sur le projet d'accord institutionnel. En février 2022, il a adopté les grands axes d'un paquet de négociations avec l'UE. Il entend aborder les points en suspens avec l'UE sur la base d'une large approche par paquet. Par ce biais, la Suisse veut garantir l'accès au marché européen et la coopération mutuelle. Cette approche comprend les domaines des accords actuels – libre circulation des personnes, transports terrestres, trafic aérien, agriculture et entraves techniques au commerce (ARM) – et trois nouveaux accords dans les domaines de l'électricité, de la sécurité alimentaire et de la santé. Après plusieurs discussions exploratoires entre la Suisse et l'UE, le Conseil fédéral a adopté le 21 juin 2023 les valeurs de référence pour un mandat de négociation. Celles-ci précisent les domaines que le mandat doit couvrir, ses objectifs généraux et concrets ainsi que la marge de manœuvre pour la défense des intérêts de la Suisse. Le Conseil fédéral a approuvé le mandat de négociation définitif le 8 mars 2024. Dix jours plus tard, la présidente de la Confédération, Viola Amherd, et la présidente de la Commission de l'UE, Ursula von der Leyen, ouvraient les négociations entre la Suisse et l'UE. Dans un état des lieux des négociations en cours dressé en été, le Conseil fédéral a constaté des avancées concrètes dans plusieurs domaines couverts par les négociations. Il dressera un nouveau bilan à la fin de l'automne 2024.

Sur le plan 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. Fin mars 2022, les États du Forum pentalatéral de l'énergie ont signé une déclaration commune dans le but de renforcer la coordination en matière de stockage du gaz naturel. Début décembre 2021 déjà, les États avaient signé une déclaration d'intention sur la prévention des crises affectant le secteur de l'électricité (« Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector »). Celle-ci ouvre la voie à la poursuite de la coopération entre les pays Penta en matière de prévention des crises affectant le secteur de l'électricité et prévoit notamment que les pays organisent régulièrement des exercices communs pour faire face aux crises électriques. Le dernier exercice de ce type s'est déroulé en octobre 2024 à Bruxelles. Des représentants de l'OFAE, de l'ElCom, de Swissgrid et de l'OFEN y ont participé pour la Suisse. En décembre 2023, le conseiller fédéral Albert Rösti et les ministres des pays représentés au Forum pentalatéral de l'énergie ont adopté une déclaration concernant la décarbonisation. Cette déclaration comprend une vision pour une décarbonisation de leur système électrique commun d'ici 2035 ainsi que les principales orientations en vue d'atteindre cet objectif.

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. Au vu de l'agression de la Russie contre l'Ukraine, de la situation tendue dans l'approvisionnement en électricité et en gaz et de la volatilité accrue sur les marchés de l'énergie, la sécurité de l'approvisionnement en énergie

ainsi que l'approvisionnement énergétique à un prix abordable ont toujours été à l'ordre du jour des rencontres bilatérales. En novembre 2023, le conseiller fédéral Albert Rösti a rencontré à Paris la ministre française de la Transition énergétique, Agnès Pannier-Runacher, pour un échange. Les discussions ont porté sur l'approvisionnement en énergie et notamment sur les importations d'électricité et le secteur du gaz. En outre, des questions bilatérales ont également été abordées, comme la gestion du Doubs. Début 2024, le chef du DETEC, Albert Rösti, et le ministre de l'économie Guy Parmelin ont de nouveau rencontré le vice-chancelier allemand Robert Habeck à Davos, où ils ont abordé des questions liées à la sécurité de l'approvisionnement. Ils se sont notamment entendus sur le fait qu'un accord de solidarité entre la Suisse, l'Allemagne et l'Italie devait être signé en 2024 dans le domaine du gaz. Le 19 mars 2024, dans le cadre d'une visite de travail à Berlin, le conseiller fédéral Albert Rösti, le vice-chancelier allemand Robert Habeck et le ministre de l'environnement et de l'énergie italien Gilberto Pichetto Fratin ont signé un accord de solidarité trilatéral sur le gaz. Dans cet accord, les trois pays sont convenus de s'entraider en cas d'urgence au moyen de livraisons de gaz pour assurer l'approvisionnement des clients protégés. Dans le domaine des énergies renouvelables, la Suisse favorise le développement de nouvelles sources d'énergie comme l'hydrogène vert et se positionne dans le cadre de la future infrastructure européenne (Hydrogen Backbone). A 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'est engagée pour la **coopération multilatérale** dans le cadre des institutions multilatérales de l'énergie, dont l'*Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)* à Abu Dhabi, et l'ONU Genève, notamment auprès du *Comité de l'énergie* durable *de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU)* dans les domaines des innovations numériques, de l'application de l'intelligence artificielle pour l'élaboration de politiques énergétiques neutres pour le climat et de la coopération technique avec les anciennes républiques soviétiques. La Suisse met particulièrement l'accent sur son adhésion à l'*Agence internationale de l'énergie (AIE)*. En février 2024 la Suisse a participé à la réunion ministérielle de l'Agence qui a également célébré ses 50 ans d'existence. En présence du Directeur de l'OFEN, Benoît Revaz, la Déclaration Ministérielle 2024 a été approuvée. Pour la Suisse, l'IEA joue un rôle clef pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de ses pays membres, pour le développement de projet de recherche internationaux et pour soutenir la transition énergétique via l'électrification des systèmes énergétiques. En novembre 2022, le Conseil fédéral a décidé d'approuver la nouvelle mouture du *Traité sur la Charte de l'énergie*[81]. Au cours de plusieurs cycles de négociations, la Suisse s'est engagée pour que le traité soit adapté aux exigences actuelles de la décarbonisation et à la pratique récente en matière d'accord de protection des investissements. En raison d'un blocage au sein de l'UE, la modernisation n'a pas pu être adoptée comme prévu en novembre 2022. En mai 2024, l'UE a décidé que l'UE et EURATOM se retireraient du traité, mais que les Etats membres décideraient de manière autonome s'ils souhaitaient rester dans la Charte de l'énergie et approuver la modernisation. Jusqu'à présent, une majorité de 18 États membres de l'UE n'ont pas encore exprimé leur intention de se retirer du traité sur la Charte de l'énergie. Il semble donc que la modernisation puisse être adoptée lors de la réunion de la Conférence sur la Charte de l'énergie en décembre 2024. Par la suite, le DETEC élaborera, en collaboration avec le DEFR, un projet de consultation pour la ratification du traité modernisé. Le Conseil fédéral adoptera probablement fin 2025 le message à ce sujet à l'attention du Parlement. La Suisse a aussi contribué activement 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 (sources : Conseil fédéral, 2021d+2022b+2023f+l+2024e+f+g) / DETEC, 2023+2024).

[81] Le Traité sur la Charte de l'énergie (*Energy Charter Treaty*, ECT) est une base juridique internationale sûre et contraignante sur laquelle 53 États se sont entendus afin de protéger les investissements et de faciliter les flux de transit dans le secteur de l'énergie. Il est entré en vigueur en 1998.

Liste bibliographique et des sources

Avenergy Suisse (2024) : Rapports annuels 2013-2023.

AFF (2024) : Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2023.

ASIG (2024) : Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2023.

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(2024) 404 final : Rapport sur l'état de l'union de l'énergie 2023.

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 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).

Conseil fédéral (2019c) : Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz, FF 2019 6831.

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 (2021d) : Communiqué de presse du 26 mai 2021 sur l'arrêt des négociations relatives à l'accord institutionnel entre la Suisse et l'UE.

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

Conseil fédéral (2022f) : Meassage relatif à la révision de la loi sur le CO_2 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 (2023c) : Communiqué de presse du 22 juin 2023, Le Conseil fédéral entend accélérer la construction de centrales solaires, éoliennes et hydroélectriques.

Conseil fédéral (2023d) : 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 (2023e) : Communiqué de presse du 21 juin 2023, Le Conseil fédéral fixe certaines valeurs clés de la loi sur l'approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral (2023f) : Communiqué de presse du 21 juin 2023, Le Conseil fédéral approuve les paramètres d'un mandat de négociation avec l'Union européenne.

Conseil fédéral (2023g) : 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 (2023h) : Communiqué de presse du 22 septembre 2023, COP28 sur le climat : le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.

Conseil fédéral (2023j) : Communiqué de presse du 29 septembre 2023, Garantir les capacités de livraison pour le gaz naturel.

Conseil fédéral (2023k) : Communiqué de presse du 22 novembre 2023, Le Conseil fédéral souhaite continuer à accélérer le développement des réseaux électriques.

Conseil fédéral (2023l) : 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 (2024h) : Communiqué de presse du 28 août 2024, Le Conseil fédéral adopte le message relatif à l'accord de solidarité sur le gaz.

Conseil fédéral (2024i) : Communiqué de presse du 13 septembre 2024, Le Conseil fédéral adopte le message relatif à l'accord de solidarité sur le gaz.

Conseil fédéral (2024j) : Communiqué de presse du 1er mars 2024, Le conseil fédéral veut inscrire la réserve d'électricité dans la loi.

Conseil fédéral (2024k) : Initiative « Stop au blackout » : le Conseil fédéral propose un contre-projet indirect.

DETEC (2021) : Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique.

DETEC (2023) : Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.

DETEC (2024) : Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015) : Wirkungsabschätzung CO_2-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Ecoplan (2017) : Wirkungsabschätzung CO_2-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Eicher + Pauli (2024) : Statistique suisse des énergies renouvelables 2023 (sur mandat de l'OFEN).

ElCom (2023) : Commission fédérale de l'électricité, Capacité de production hivernale. Sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse d'ici 2035 ; estimations de l'Elcom.

ElCom (2024a) : Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2023.

ElCom (2024b) : Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.

ElCom (2024c) : Commission fédérale de l'électricité, Transparence du marché en 2023.

ElCom (2024d) : Commission fédérale de l'électricité, Rapports sur le marché à terme et le marché spot.

ElCom (2024f) : Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2023.

ENTSO-E (2023) : European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2023 Edition.

Eurostat (2024) : Preliminary 2023 date for energy show mixed trends.

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.

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 (2024) : Site Internet et informations sur l'Initiative Flagship.

IPCC (2021) : Intergovernmental Panel on Climate Change, 6^{e} Rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.

IPCC (2023) : Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report : Climate Change 2023.

KliK (2024) : Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO_2 KliK, rapport annuel 2023.

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 (2022a) : Agence internationale de l'énergie, Coal 2022: Analysis and Forecast to 2025.

OECD/IEA (2022b) : Agence internationale de l'énergie, Coal in Net Zero Transitions.

OCDE/AIE (2024a) : Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2023.

OFAC (2024) : Office fédéral pour l’aviation civile, extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2023 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 (2024) : 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 (2023a) : Office fédéral de l’énergie, Statistique de la recherche énergétique 2022.

OFEN (2023b) : Office fédéral de l’énergie, divers communiqués de presse de l’année 2023.

OFEN (2024a) : Office fédéral de l’énergie, Statistique globale suisse de l’énergie 2023.

OFEN (2024b) : Office fédéral de l’énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2023.

OFEN (2024c) : Office fédéral de l’énergie, Statistique suisse de l’électricité 2023.

OFEN (2024d): Office fédéral de l’énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2023.

OFEN (2024e) : Office fédéral de l’énergie, Rapport Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschlepper 2023 (en allemand avec résumé en français).

OFEN (2024f) : Office fédéral de l’énergie, divers communiqués de presse de l’année 2024.

OFEN (2024g) : Office fédéral de l’énergie, remboursement du supplément réseau – récapitulatif des indicateurs 2021 et 2022.

OFEN/Swissgrid (2024) : Informations sur l’état d’avancement des projets de réseau.

OFEN/ElCom/OFAE (2022) : Étude concernant l’approvisionnement en énergie à court terme en Suisse pour l’hiver 2022/2023 (en allemand uniquement).

OFEV (2023a) : Office fédéral de l’environnement, communiqué de presse du 13 décembre 2023, 28e COP sur les changements climatiques à Dubaï : bilan intermédiaire et volonté de développer les énergies renouvelables.

OFEV (2024) : Office fédéral de l’environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2022.

OFS (2024a) : Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2023.

OFS (2024b) : Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2023.

OFS (2024c) : Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l’énergie et des carburants 2023.

OFS/OFEV/ARE (2024) : 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 (2024a) : Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l’OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Prognos/TEP/Infras (2024b) : Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l’OFEN, en allemand avec un résumé en français).

SEFRI (2024) : 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 (2023) : Garantie de la sécurité de l’approvisionnement en 2025 – Actualisation des calculs, rapport à l’attention de la CEATE (sur mandat de l’OFEN, en allemand seulement).

Swissgrid (2024) : Rapport annuel 2023.

Swissolar (2024) : Le recensement du marché de l’énergie solaire en 2023 (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

Figure 1: Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050 (sur la base de l'année de référence 2000) 11
Figure 2: Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée) 13
Figure 3: Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées) 15
Figure 4: Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées) 16
Figure 5: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh) 17
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 19
Figure 7: Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées) 21
Figure 8: Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs 22
Figure 9: Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %) 23
Figure 10: Évolution de la consommation d'énergie finale (modélisée) en Suisse en fonction de l'application 24
Figure 11: Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur 26
Figure 12: 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
Figure 13: Installations PV pour la consommation propre (source : enquête auprès des GRD) 28
Figure 14: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024) 34
Figure 15: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années) 35
Figure 16: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km) 41
Figure 17: Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport 42
Figure 18: Investissements (traits continus) et amortissements (en pointillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF) 43
Figure 19: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels 44
Figure 20: Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge 45
Figure 21: Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source : enquête auprès des GRD) 46
Figure 22: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale 47
Figure 23: Diversification de la production électrique : parts des agents énergétiques 48
Figure 24: Excédents des importations et production indigène (en TJ) ; part des importations dans la consommation énergétique brute (en %) 49
Figure 25: Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2023 54
Figure 26: Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW) 55
Figure 27: Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport 56
Figure 28: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI) 57
Figure 29: Ventes de gaz pour les installations mono- et bicombustibles (parts en %) 59

Figure 30: Consommation de gaz par groupes de clients (sources: ASIG et Provisiogas) 60
Figure 31: Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (sources : Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)..... 61
Figure 32: Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %) 62
Figure 33: Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %) 63
Figure 34: Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières 64
Figure 35: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés) ; répartition par agents énergétiques 67
Figure 36: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel) 70
Figure 37: 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
Figure 38: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh) 73
Figure 39: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh) 74
Figure 40: Mazout extraléger : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres) 75
Figure 41: Essence et diesel : prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l) 76
Figure 42: Émissions de CO_2 liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO_2 par habitant))..... 78
Figure 43: Émissions de CO_2 liées à l'énergie : volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO_2)..... 79
Figure 44: Émissions de CO_2 liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)..... 81
Figure 45: Émissions de CO_2 liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées) 82
Figure 46: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)..... 84