

STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050

RAPPORT DE MONITORING

2024 VERSION ABRÉGÉE¹

¹ Basé principalement sur des données jusqu'en 2023.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

TABLE DES MATIÈRES

4 INTRODUCTION

▶ 8 **CHAMP THÉMATIQUE** **CONSOMMATION ET PRODUCTION** **ÉNERGÉTIQUES**

- 9 Consommation énergétique finale par personne et par an
- 11 Consommation d'électricité par personne et par an
- 13 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)
- 14 Production hydroélectrique

▶ 15 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU**

- 16 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport
- 22 Description sommaire des étapes de planification et de réalisation de divers projets de réseau
- 26 Enfouissement de lignes
- 28 Compteurs intelligents (smart meters)

▶ 29 **CHAMP THÉMATIQUE** **SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT**

- 30 Diversification de l'approvisionnement énergétique
- 31 Dépendance vis-à-vis de l'étranger
- 33 Sécurité de l'approvisionnement en électricité: adéquation du système et capacité de production hivernale

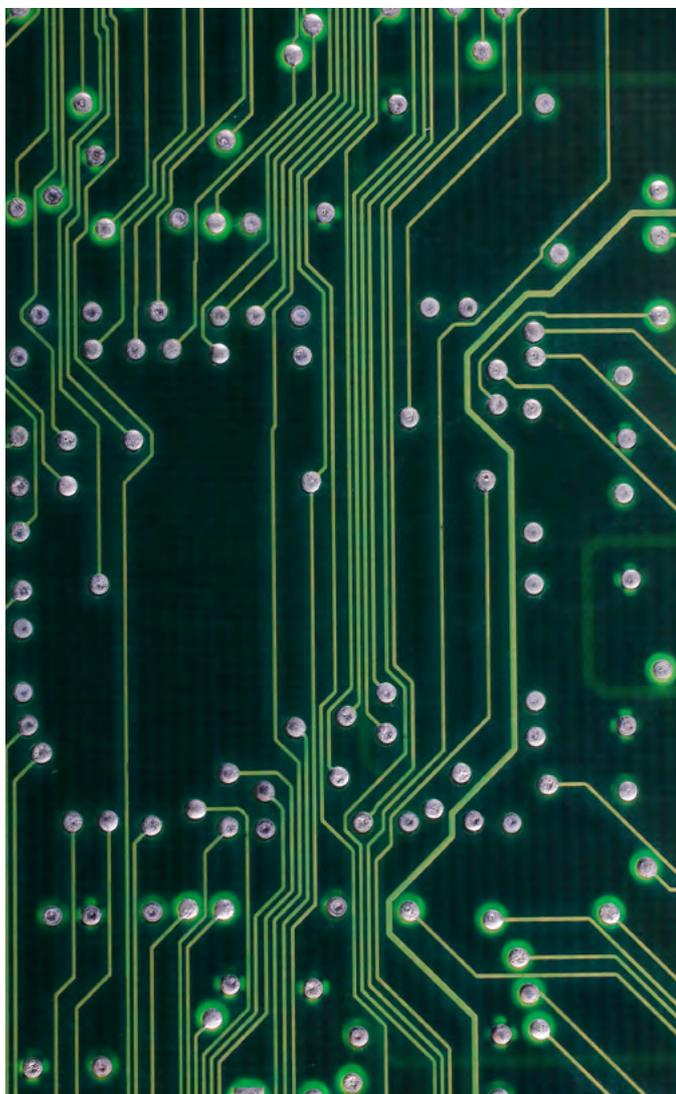




TABLE DES MATIÈRES

▶ 37 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉPENSES ET PRIX**

- 38 Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie
- 40 Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale

▶ 45 **CHAMP THÉMATIQUE** **EMMISSIONS DE CO₂**

- 46 Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant
- 47 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

▶ 49 **CHAMP THÉMATIQUE** **RECHERCHE ET TECHNOLOGIE**

- 50 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

▶ 52 **CHAMP THÉMATIQUE** **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL**

- 52 Évolution des marchés globaux de l'énergie
- 53 Évolutions dans l'UE
- 57 Politique climatique internationale
- 58 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

60 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

63 TABLE DES ILLUSTRATIONS





► 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 CO₂ 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 page suivante*).

Suite ►►►

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 1^{er} 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.

Comme indiqué ci-dessus en lien avec l'objectif climatique 2050, les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique, 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 avait 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 début 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 CO₂, 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, 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. 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)

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. En raison de l'horizon temporel lointain, un monitoring est prévu. Il permet 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 également d'intervenir en cas d'évolutions non voulues pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits. La base juridique du monitoring est fournie principalement par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la loi sur l'énergie (LEne) et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEn).

Le présent rapport de monitoring 2024 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2023) traite des indicateurs et des parties descriptives choisis en les structurant selon les sept champs thématiques suivants:

► CHAMP THÉMATIQUE	CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES
► CHAMP THÉMATIQUE	DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU
► CHAMP THÉMATIQUE	SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
► CHAMP THÉMATIQUE	DÉPENSES ET PRIX
► CHAMP THÉMATIQUE	ÉMISSIONS DE CO₂
► CHAMP THÉMATIQUE	RECHERCHE ET TECHNOLOGIE
► CHAMP THÉMATIQUE	ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

➤ La version détaillée du rapport de monitoring contient encore d'autres indicateurs: www.monitoringenergie.ch



➤ Le tableau de bord de l'OFEN incluant les principaux indicateurs sur la situation actuelle de la Suisse en matière d'approvisionnement en énergie: www.dashboardenergie.ch



► **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. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent 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. 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. La loi entre en vigueur au 1^{er} janvier 2025. Les graphiques et les commentaires suivants font donc également référence à ces objectifs.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

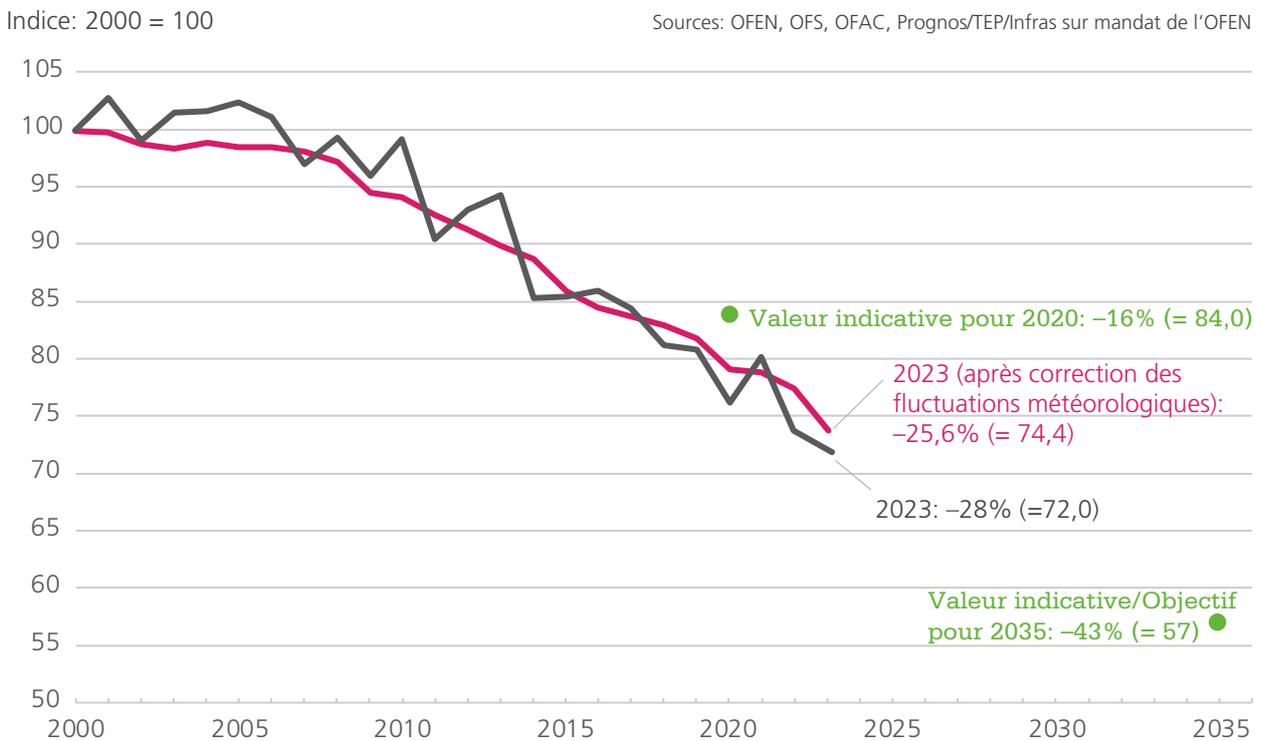


Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale² par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis l'an 2000, comme le montre la **figure 1**. 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% 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).

2 Sans le transport aérien international.

CONSOMMATION D'ÉLECTRIQUE PAR PERSONNE ET PAR AN

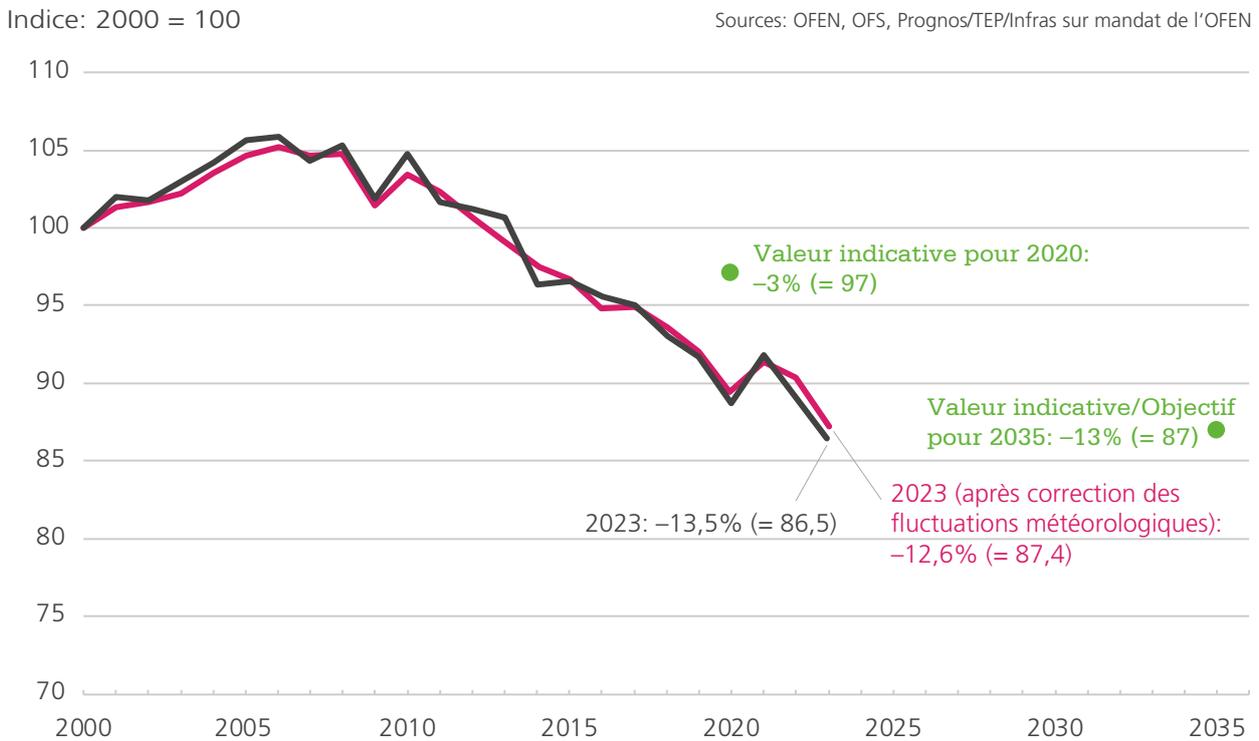


Figure 2: Évolution de la consommation d'électricité par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

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 2**. 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 valeur cible 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 rouge*). 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 sys-

tèmes de captage et de stockage du CO₂). 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 effets de quantité et par l'accélération des effets de substitution dus à l'électrification du système énergétique (remplacement des chauffages utilisant les agents énergétiques fossiles par des pompes à chaleur et des véhicules équipés de moteurs à combustion conventionnels par des véhicules

équipés de moteurs électriques) ont contribué à l'augmentation de la consommation électrique 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 / Infrac / Ecoplan, 2024a+b / Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020).

PRODUCTION ÉLECTRIQUE ISSUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (SANS LA FORCE HYDRAULIQUE)

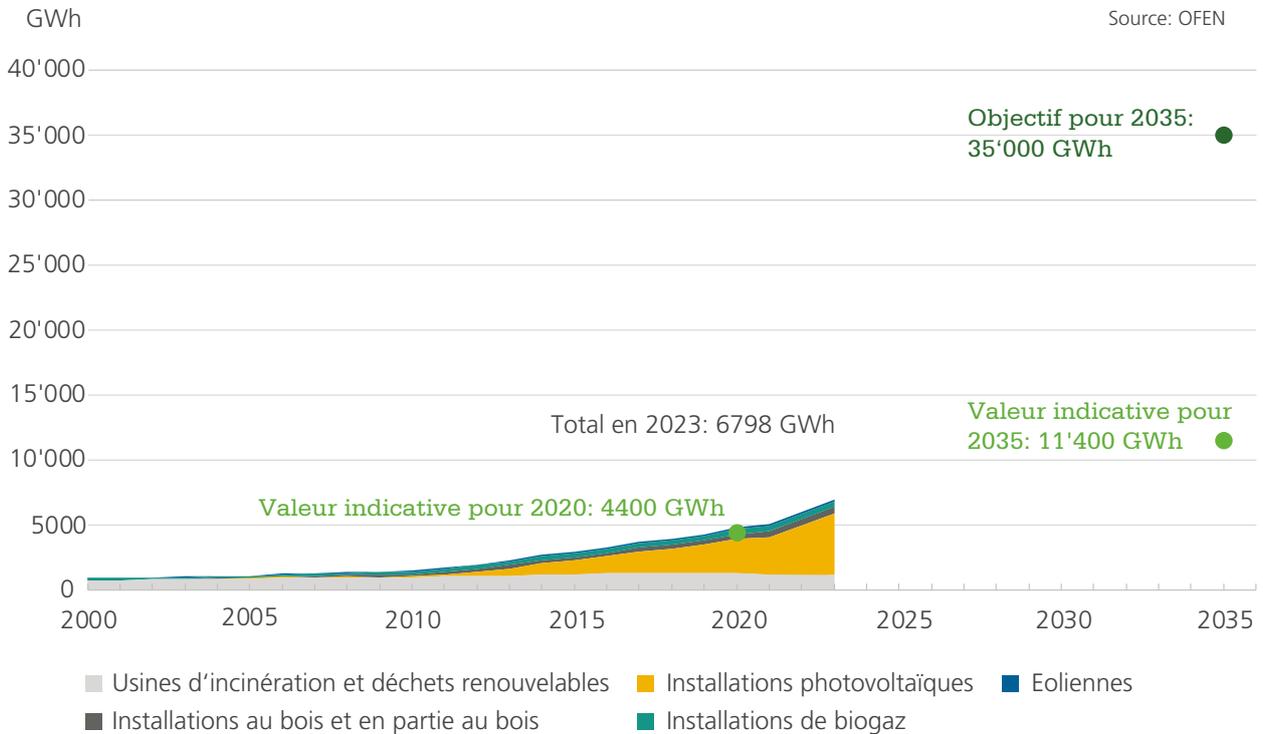


Figure 3 : Évolution de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis l'an 2000 (GWh)

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 1^{er} janvier 2025.

La production d'électricité issue de sources renouvelables a augmenté depuis l'an 2000, comme le montre la **figure 3**. 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 la valeur cible de 35 000 GWh inscrit 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 1^{er} 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).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

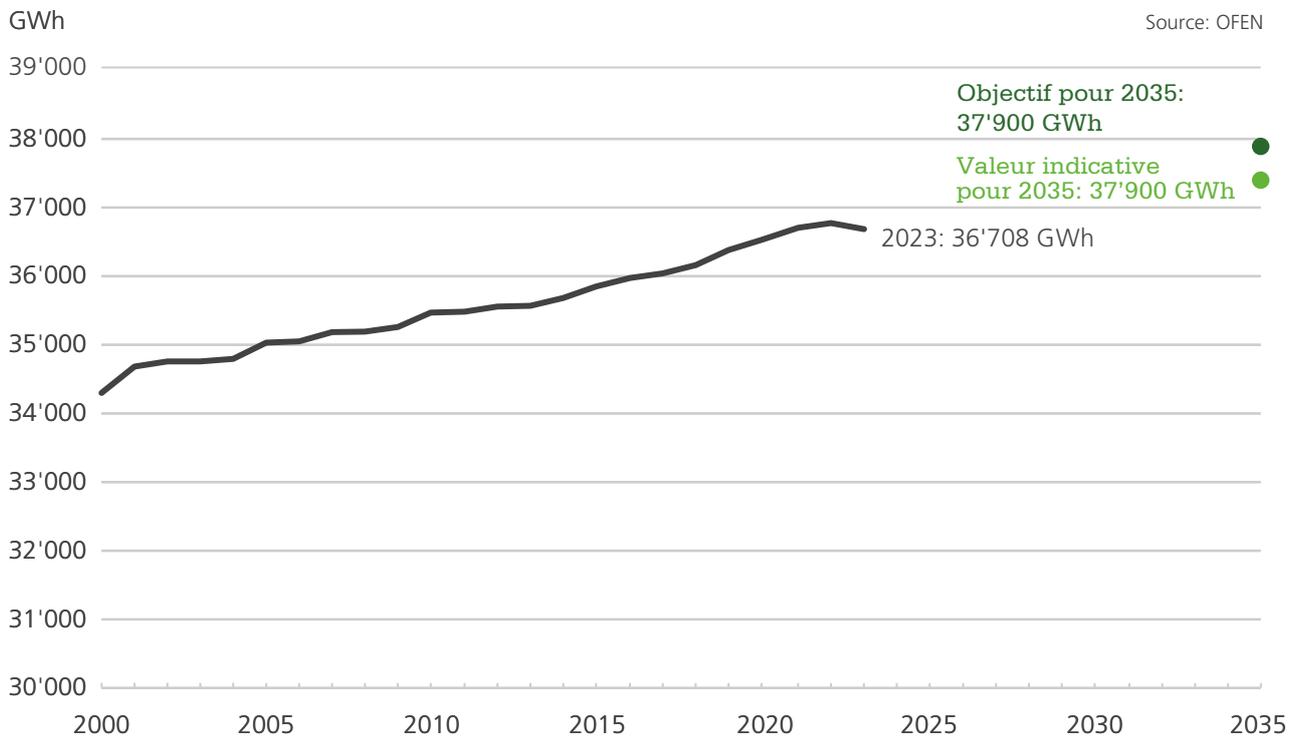


Figure 4: Évolution de la production moyenne attendue³ d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000

La **figure 4** 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 1^{er} janvier 2024), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de référence 2011 (état au 1^{er} 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 (source: OFEN, 2024f).

³ Production moyenne attendue nette à laquelle s'ajoute la production attendue des micro-centrales 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](#)).

➤ Indicateur complémentaire sur le champ thématique
**CONSOMMATION ET PRODUCTION
 ÉNERGÉTIQUES**
 (version détaillée du rapport de monitoring)





► DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, de même que l'environnement international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques en particulier, qui relie la production à la consommation, est d'une importance cruciale. C'est également l'objectif de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)⁴, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'elle ait été élaborée dans le cadre d'un projet distinct. Le monitoring se concentre actuellement sur les réseaux électriques.

⁴ cf. www.developpementreseaux.ch

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 garantissent 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 quantités 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.

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. Par esprit de simplification, la phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, avec le lancement du projet et 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 pro-

cédures de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (*cf. p. 15*). 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

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau⁵ 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 5). Un fondement essentiel de la 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'EICOM 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 définit 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).

⁵ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025

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'environne-

ment 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.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁶	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁷
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 ▪ Élimination d'un goulet d'étranglement critique 	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
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024)

6 État au 15 octobre 2024

7 Selon la planification de Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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 pompageturbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse 	9.1. PSE 9.2. Projet de construction ⁸	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 d'améliorer visuellement 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	<ul style="list-style-type: none"> Raccordement de la centrale de pompageturbinage 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 in En service NdD_2 in En service NdD_3 in En service	Terminé et mis en service en 2022

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024)

⁸ 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.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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
Gryнау–Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 	PGV ESTI	2029
Marmorera–Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024)

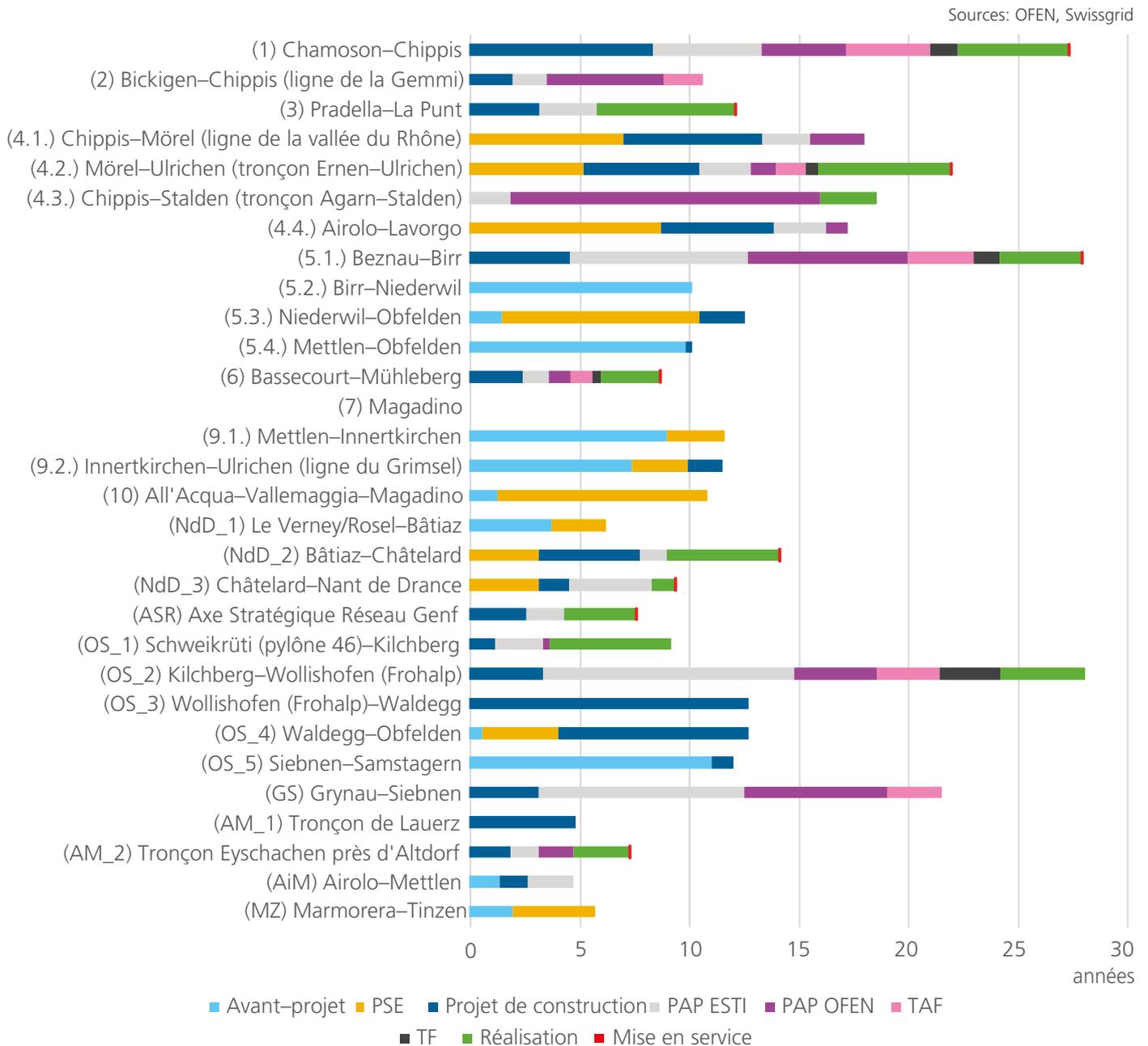


Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années)⁹

Le **figure 6** 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.

⁹ **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 1^{er} 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 réglementation qui pouvait encore être introduite sans inscription au plan sectoriel. La procédure de plan sectoriel pour la ligne Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) a cependant arrêté en 2012 que le tronçon entre Chippis et Agarn doit être conduit parallèlement à la ligne de la vallée du Rhône dans le bois de Finges. En conséquence, la demande d'approbation des plans pour la nouvelle construction de ce tronçon a été soumise à l'ESTI avec la demande d'approbation des plans pour la ligne de la vallée du Rhône à la fin du mois de mars 2019. En juin 2021, l'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN. Le projet concernant le tronçon entre Chippis et Agarn est donc actuellement aussi en phase PAP auprès de l'OFEN (cf. chapitre 4.1. Chippis–Mörel).

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

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 entre-temps, 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. Aiolo–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.

(Source: OFEN / Swissgrid, 2023 / Swissgrid 2015)

➤ Description d'autres projets sélectionnées
[version détaillée du rapport de monitoring](#)



ENFOUISSEMENT DE LIGNES

Sources: ElCom

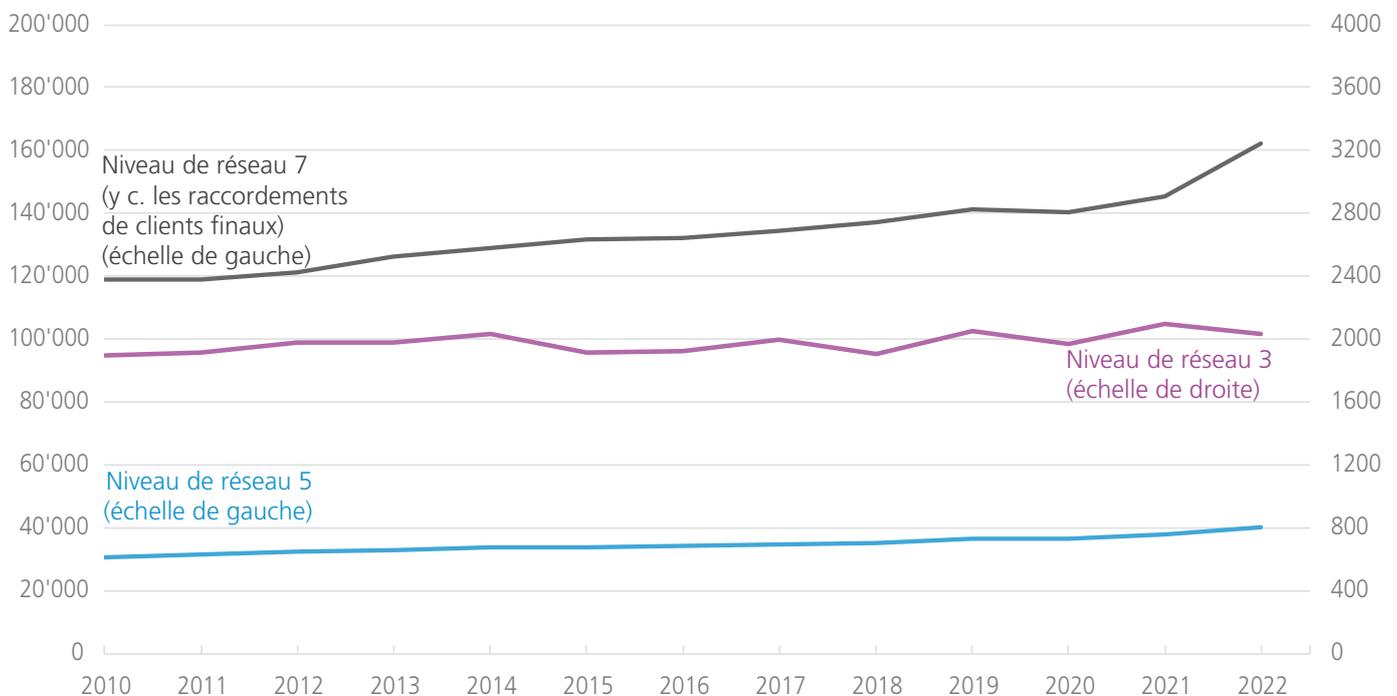


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

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 objectifs¹⁰. Comme mentionné plus haut, 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.

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 7**. 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 violette 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», 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 enfouie. 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. figure 5). 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).

10 Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: [Lignes aériennes ou souterraines \(admin.ch\)](#). 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.

COMPTEURS INTELLIGENTS (SMART METERS)

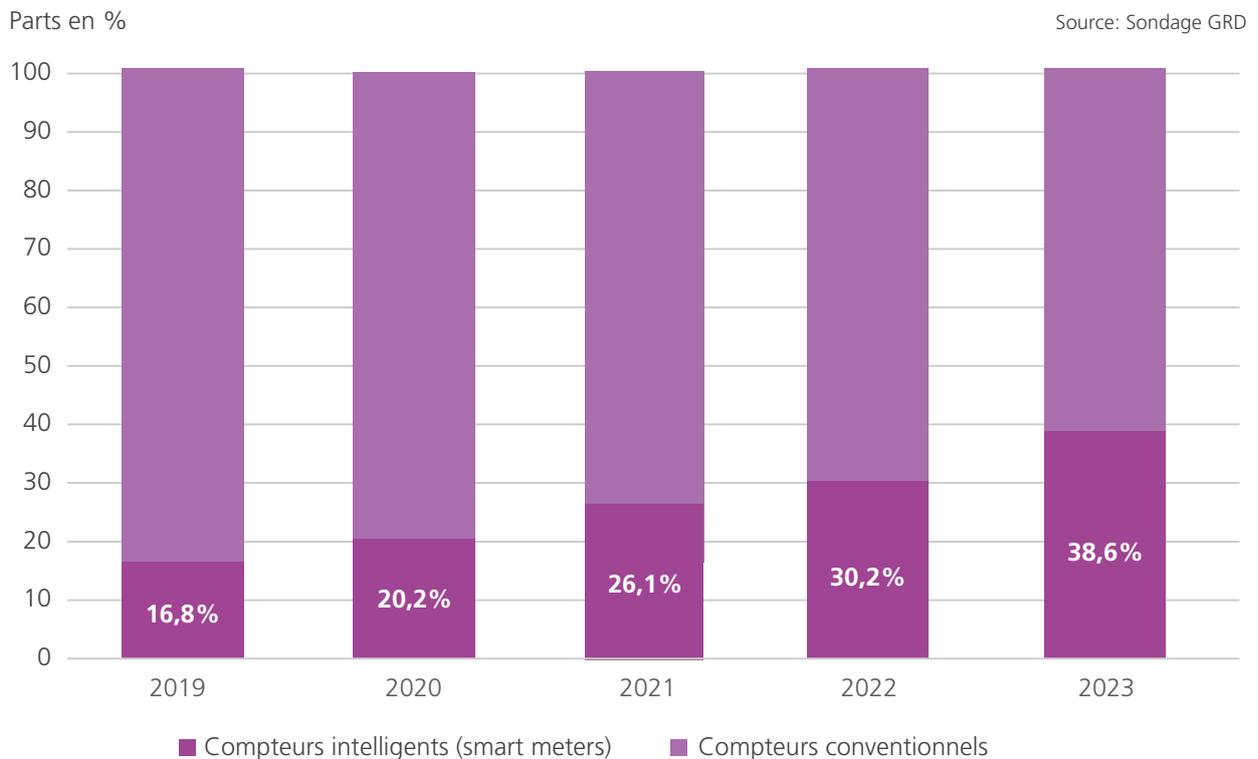


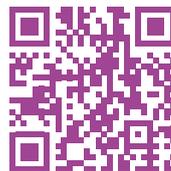
Figure 8: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels¹¹

Les compteurs intelligents (smart meters) constituent un élément primordial des réseaux intelligents. Leur mise en place sera considérée comme un premier pas important vers ces réseaux. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OapEI) fixe donc des exigences techniques minimales et prescrit l'introduction de tels systèmes: en l'espace de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OapEI début 2018, soit jusqu'à la fin 2027, 80% des installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre aux exigences. Les 20% d'installations restantes peuvent être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. D'après les informations des gestionnaires de réseau de distribution, 2 240 109 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 8**. Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source: GRD, 2024).

¹¹ Données ressortant de l'enquête réalisée auprès des gestionnaires de réseau; la plausibilisation n'est pas entièrement possible.

➤ Indicateur complémentaire sur le champ thématique **DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU** (version détaillée du rapport de monitoring)





► 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. Dans une perspective d'ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance de l'étranger – qui révèlent des aspects importants de l'évolution de la sécurité de l'approvisionnement. En outre, eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire, au développement des énergies renouvelables, à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la décarbonisation, respectivement l'électrification, à plus long terme du système énergétique, l'attention se concentre sur le domaine de l'électricité.

DIVERSIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

La **figure 9** 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).

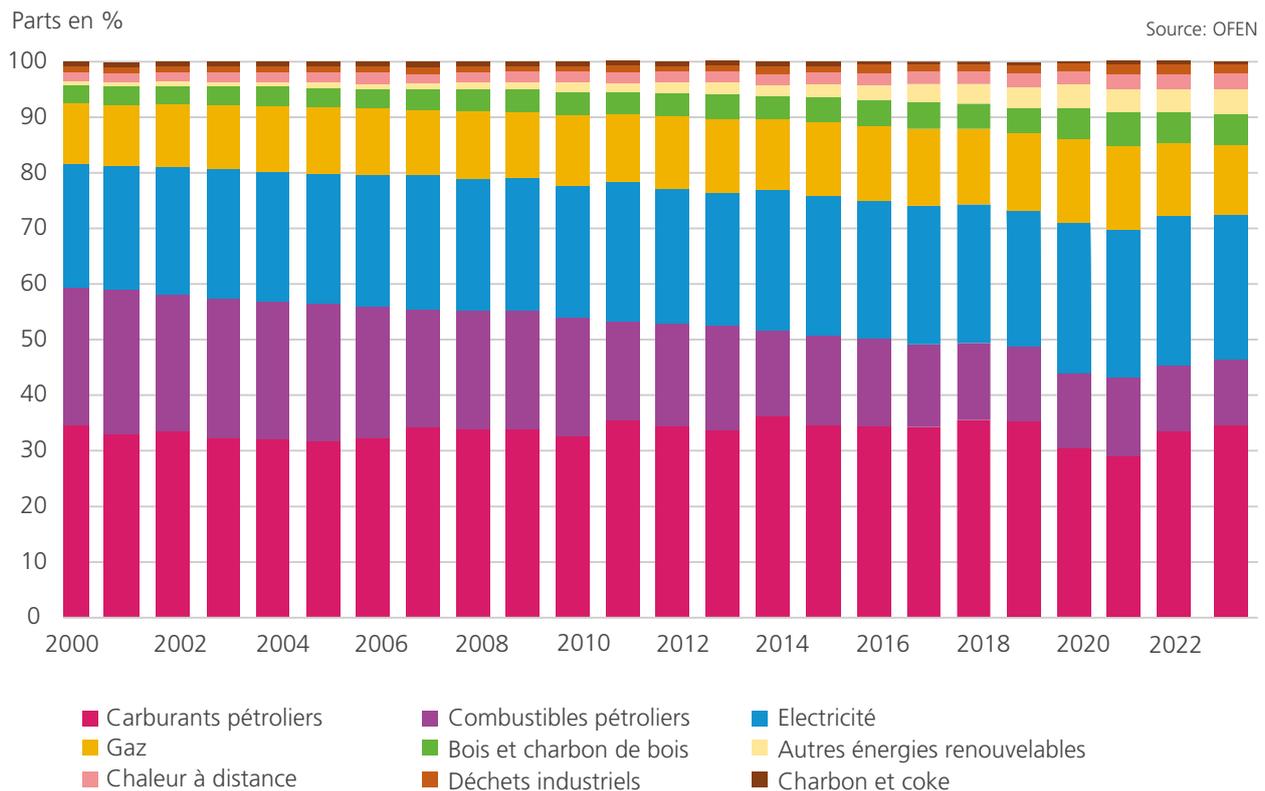


Figure 9: Diversification de l'approvisionnement en énergie: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

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 nucléaires¹²) 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.

La **figure 10** 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 enregistrent une croissance continue. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires. Comme l'indique la courbe noire, la part 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

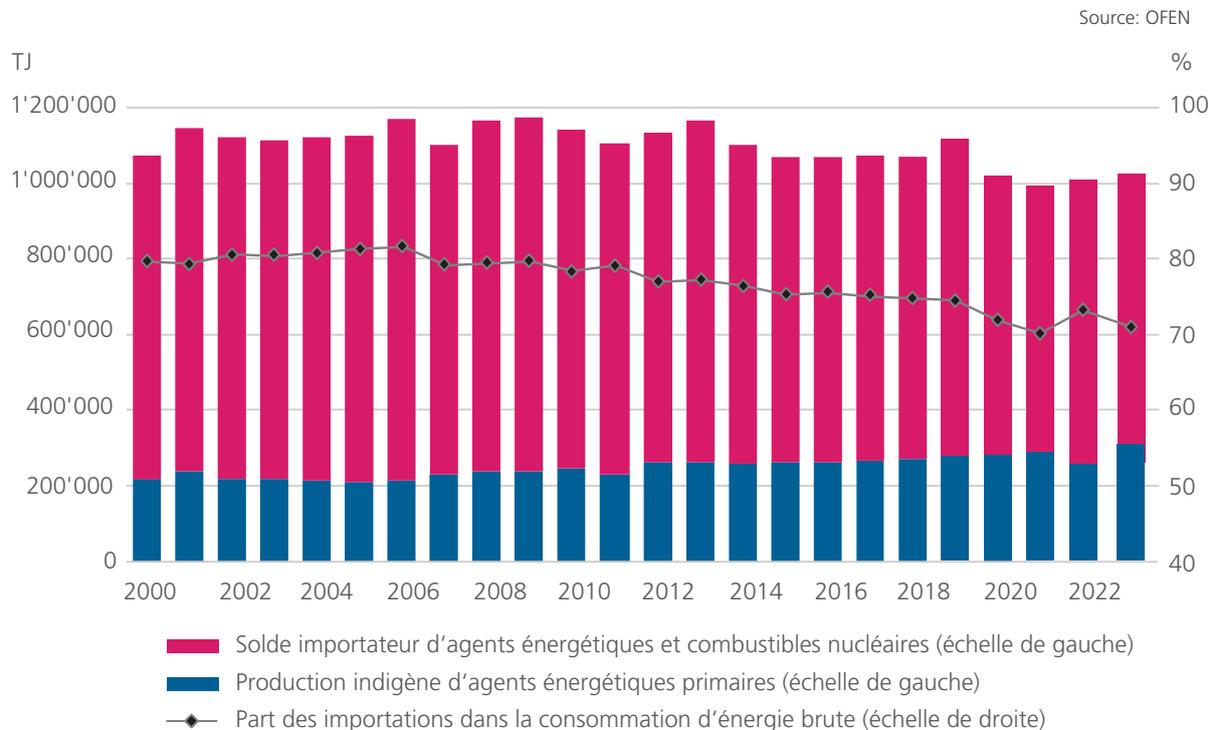


Figure 10: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

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 (sources: OFEN, 2024a / OFS/OFEV/ARE, 2024).

12 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%.

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ: ADÉQUATION DU SYSTÈME ET CAPACITÉ DE PRODUCTION HIVERNALE

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 1^{er} 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'EiCom a également actualisé ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en 2025.

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'ap-

provisionnement 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'EiCom et l'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. p. 32: *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 North¹³» et œuvre à la conclusion d'un contrat technique avec la zone de calcul de capacité «CORE¹⁴». L'ERAA 2024 a été présenté en novembre 2024 à l'ACER (source: ENTSO-E, 2023).

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

Dans l'étude sur l'adéquation du système électrique pour l'année 2025, les scénarios de stress élaborés dans la dernière analyse de 2023 ont été mis à jour compte tenu des 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 toutefois pas totalement exclue. Dans le pire des cas, il manquerait environ 500 gigawattheures (GWh) d'électricité. Si le re-dispatching 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'EICom 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'EICom, le besoin d'importation de la Suisse pendant le semestre d'hiver; deuxièmement, le nombre de jours pendant lesquels la Suisse pourrait

s'approvisionner elle-même à la fin de l'hiver, lorsque les réserves saisonnières sont déjà en grande partie épuisées (dans l'hypothèse où il ne serait temporairement pas possible de recourir à des importations en raison d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe).

L'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 pools¹⁵, 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).

13 Italie, France, Autriche et Slovénie

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

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

➤ Indicateur complémentaire sur le champ thématique
SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
(version détaillée du rapport de monitoring)



► 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 et sur les prix de l'énergie.

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

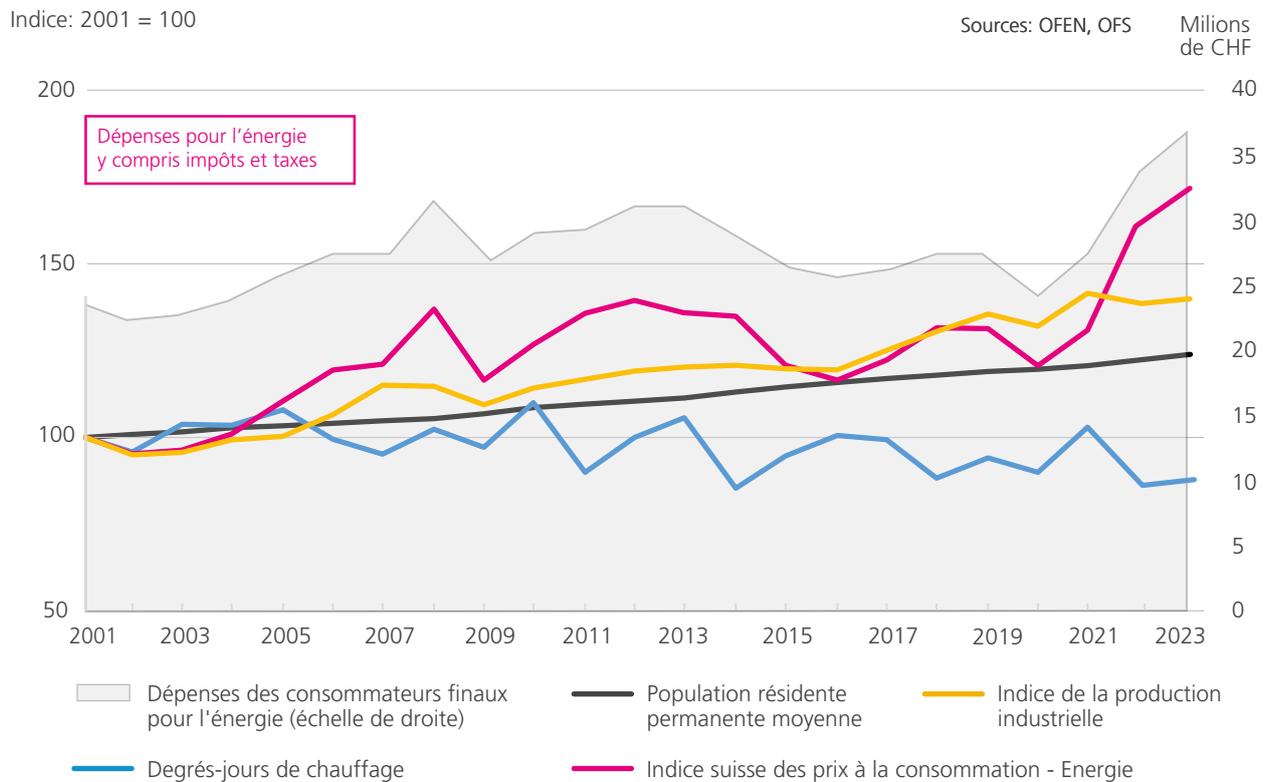


Figure 11: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés).

La **figure 11** 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)¹⁶ représentaient environ la moitié des dépenses to-

tales 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)¹⁷. 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 (sources: OFEN, 2024a / OFS, 2024a).

16 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).

17 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 CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.).

PRIX DE L'ÉNERGIE DANS LES SECTEURS INDUSTRIELS EN COMPARAISON INTERNATIONALE

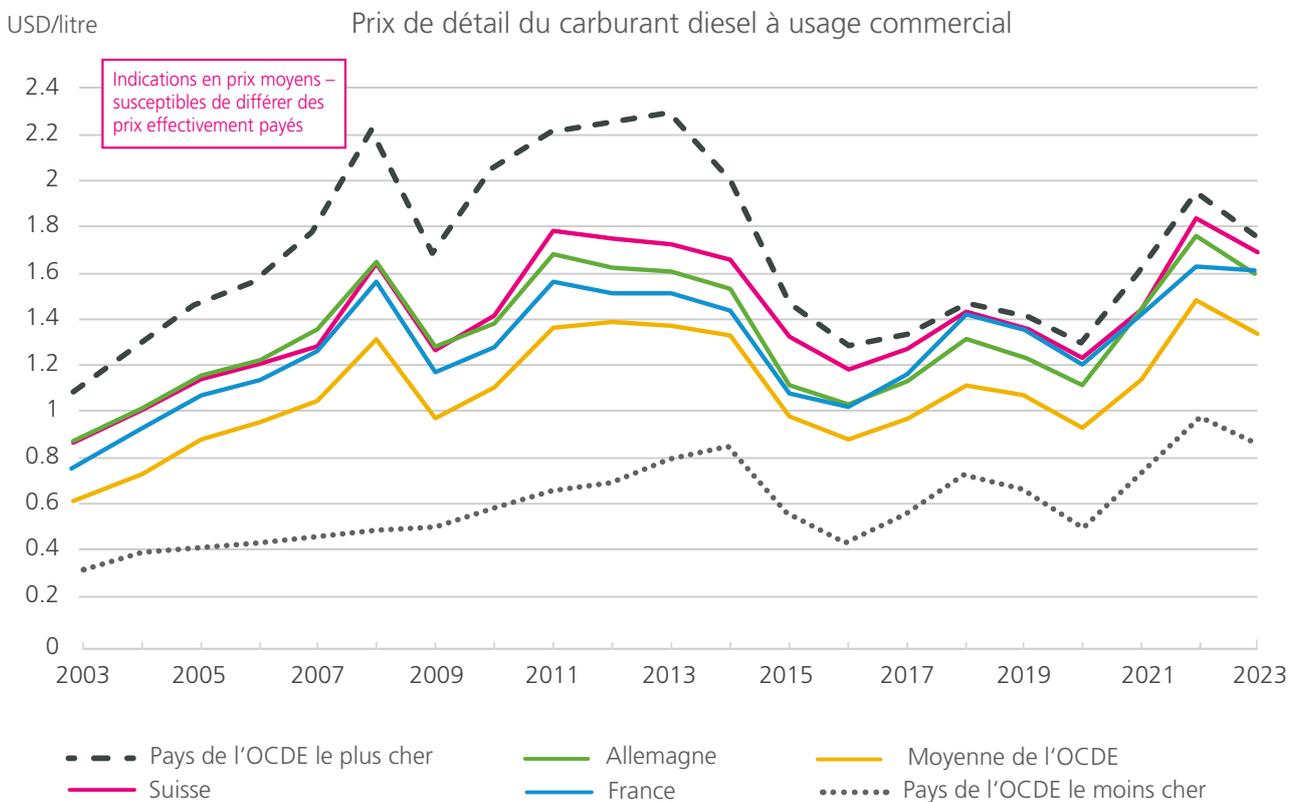
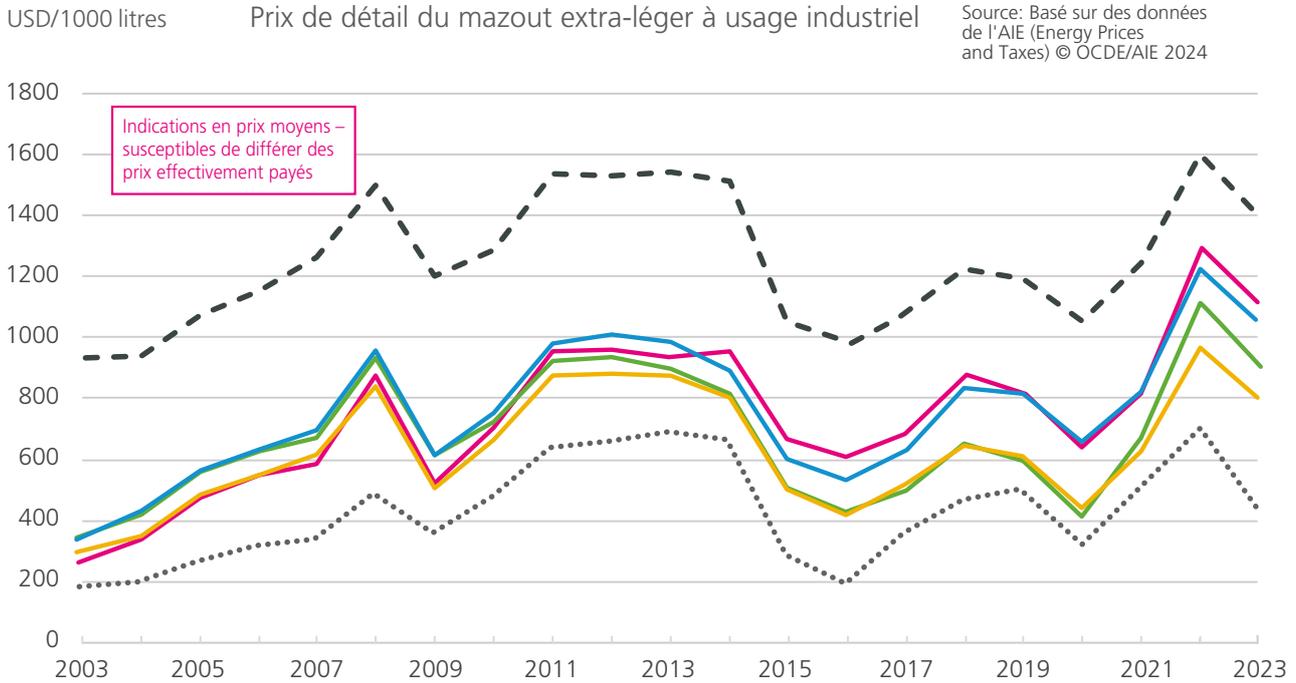


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel)

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 12** 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 tous les prix 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.

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 12*). 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 précédente¹⁸. 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 CO₂, de 12 francs par tonne de CO₂ lors de son introduction en 2008 à 120¹⁹ francs par tonne de CO₂. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. 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 12*). 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, 2024 a).

¹⁸ On notera que les prix indiqués n'ont pas été corrigés de l'effet du renchérissement.

¹⁹ Ce montant est en vigueur depuis 2022.

PRIX DE L'ÉNERGIE DANS LES SECTEURS INDUSTRIELS EN COMPARAISON INTERNATIONALE

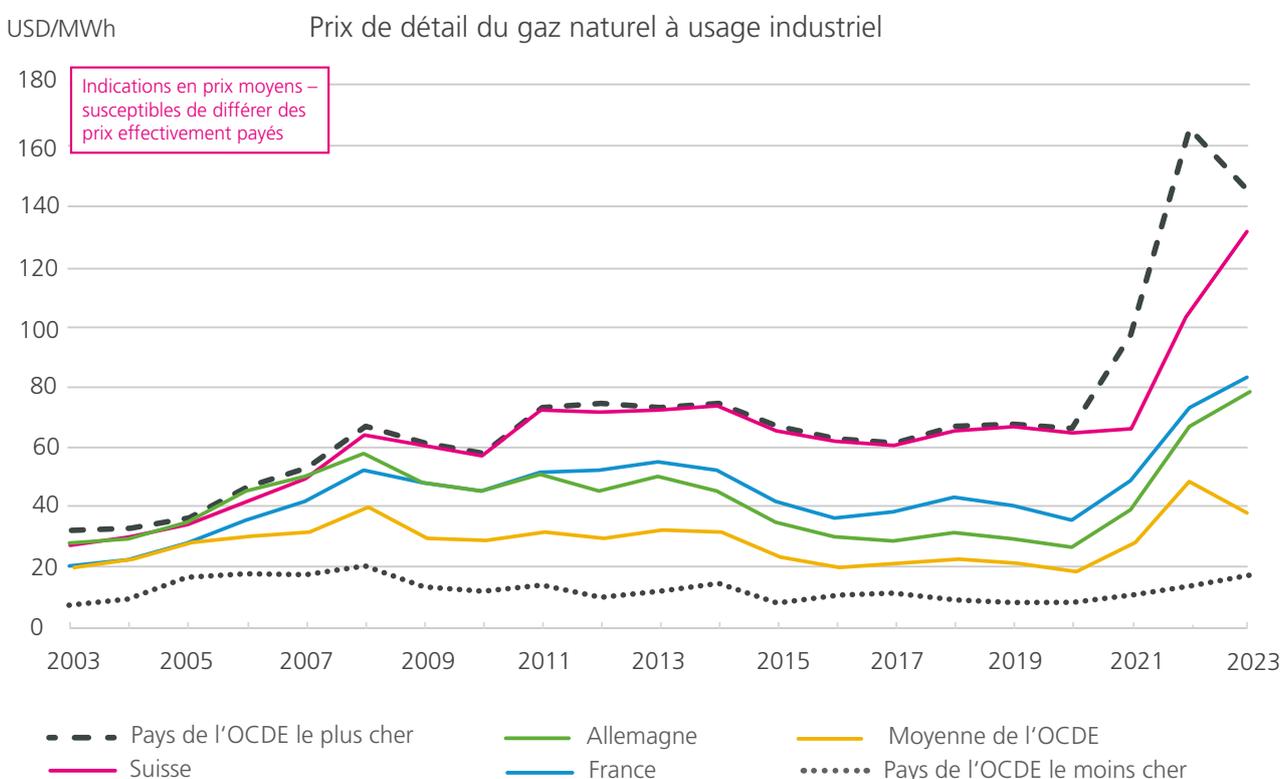
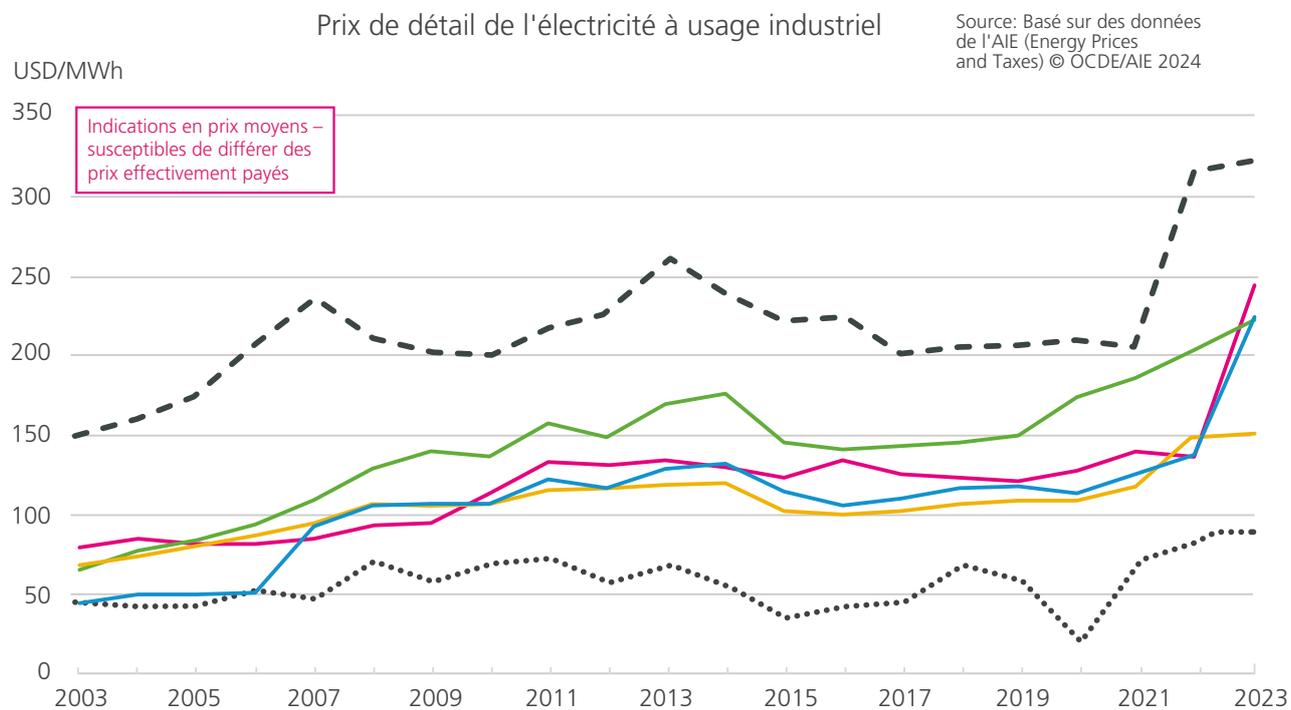


Figure 13: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité²⁰ et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change actuel)

²⁰ 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 13*). 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 2023²¹ 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 CO₂ en Suède au fil des ans (122 euros / tonne en 2023). 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 CO₂ frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises²² peuvent se faire exempter de la taxe pour autant qu'elles s'engagent à réduire leurs émissions en contrepartie, ce qui n'apparaît toutefois pas dans les présents chiffres. Certes, ces entreprises paient aussi le prix de détail, mais elles peuvent obtenir sur demande le remboursement de la taxe. Pourtant, la taxe sur le CO₂ n'explique que partiellement le prix relativement élevé et elle ne fournit aucune explication pour les années antérieures à 2008. On peut chercher des explications supplémentaires dans les coûts de réseau élevés (ils sont dus par ex. au nombre assez limité de raccordements par kilomètre) et dans l'intensité concurrentielle. En effet, les marchés gaziers des pays qui ont servi à la comparaison étaient intégralement ouverts pendant la période de comparaison. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelques centaines de clients finaux

pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. 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).

21 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 clientes finales et les clients finaux s'est répartie sur ces deux années.

22 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 CO₂, 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 CO₂. Les grandes entreprises à forte émission de CO₂ participent au SEQE et sont (elles aussi) exonérées de cette taxe.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique
DÉPENSES ET PRIX
(version détaillée du rapport de monitoring)



► ÉMISSIONS DE CO₂

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 CO₂ (loi sur le CO₂) et la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) (sources: Conseil fédéral, 2019b + 2021a + 2022f / Feuille fédérale, 2022). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO₂). 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 CO₂ 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.

ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR HABITANT

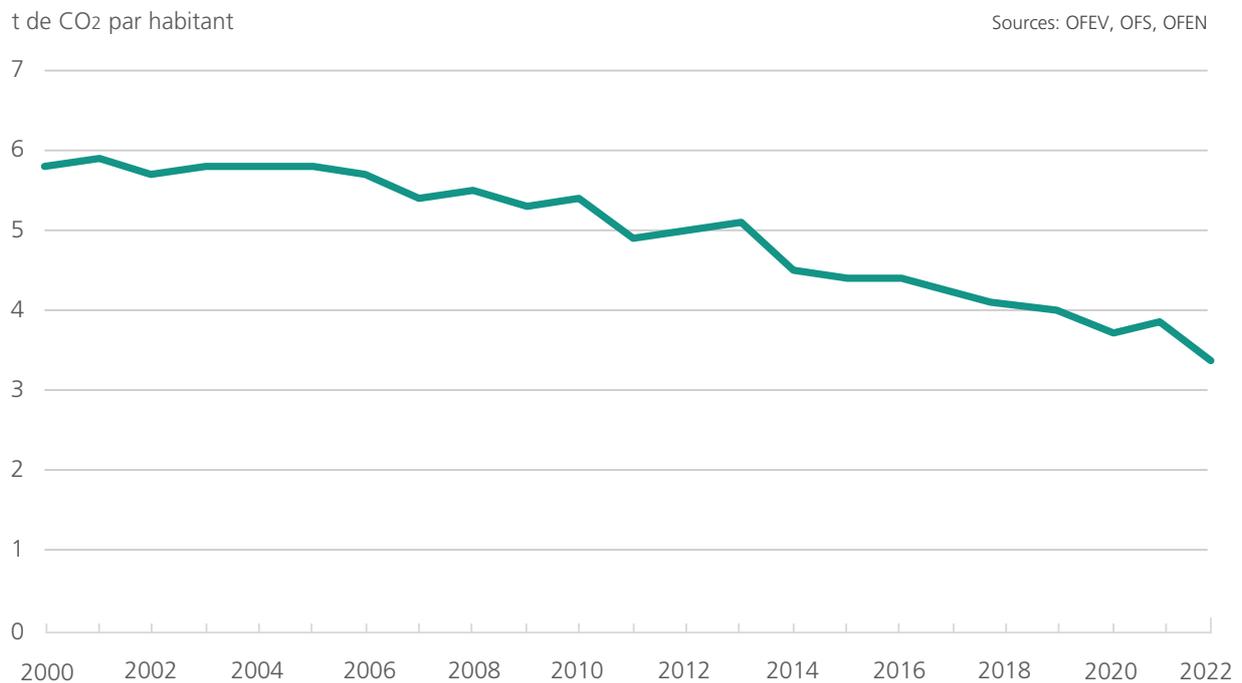


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)²³

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent comment la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie d'ici 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette visé par la LCI (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Cet objectif doit également être respecté pour les émissions de CO₂ 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 CO₂ liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par habitant.

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (cf. figure 14). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an 2000 (cf. figure 15 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 CO₂. En 2022, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 3,5 tonnes, soit 39% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)²⁴. En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique à faible taux d'émissions de CO₂ 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).

²³ Délimitation conforme à la loi sur le CO₂ (sans le transport aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

²⁴ 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 CO₂ liées à l'énergie par habitant ont donc diminué un peu plus que les gaz à effet de serre dans leur ensemble.

ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE: VALEURS GLOBALES ET PAR SECTEURS

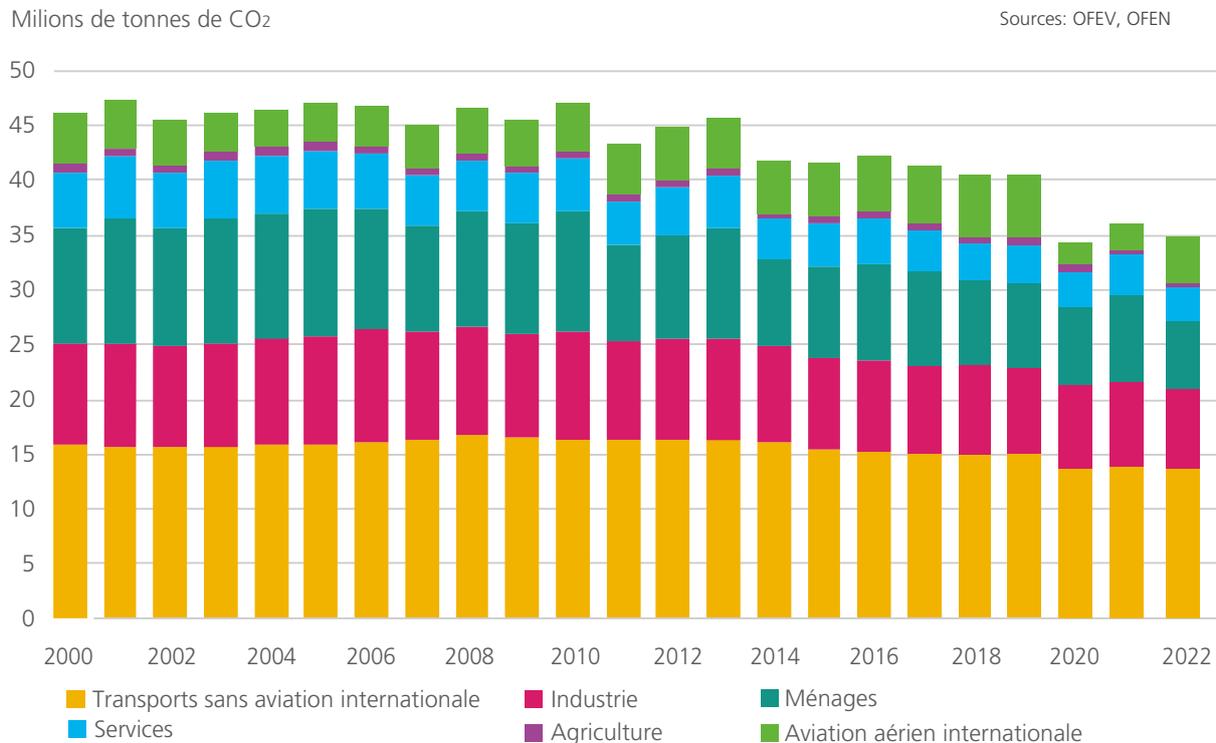


Figure 15: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 15; y c. *transport aérien international*) atteignaient au total près de 34,9 millions de tonnes de CO₂ en 2022, soit 24% de moins qu'en l'an 2000.

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 part²⁵. Les émissions de CO₂ 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 CO₂ en 2019. En raison de la pandémie de COVID-19, elles ont toutefois fortement reculé en 2020 et, avec 2,3 millions de tonnes de CO₂ en 2021 et 4,2 millions de tonnes de CO₂ en 2022

(part: 12%), elles étaient encore nettement inférieures aux valeurs antérieures²⁶. Les émissions de CO₂ 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 CO₂. Les fluctuations au fil du temps sont avant tout liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. 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

CO₂. 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. La même remarque s'applique au secteur des **services**, dans lequel les émissions de CO₂ 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. Dans **l'agriculture**, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis l'an 2000, leur part dans les émissions totales de CO₂ 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 CO₂ liées à l'énergie.

Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO₂ 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).

25 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.

26 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 CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports la part correspondante s'inscrirait à 28%.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique
ÉMISSIONS DE CO₂
(version détaillée du rapport de monitoring)





► 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.

DÉPENSES DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES POUR LA RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE

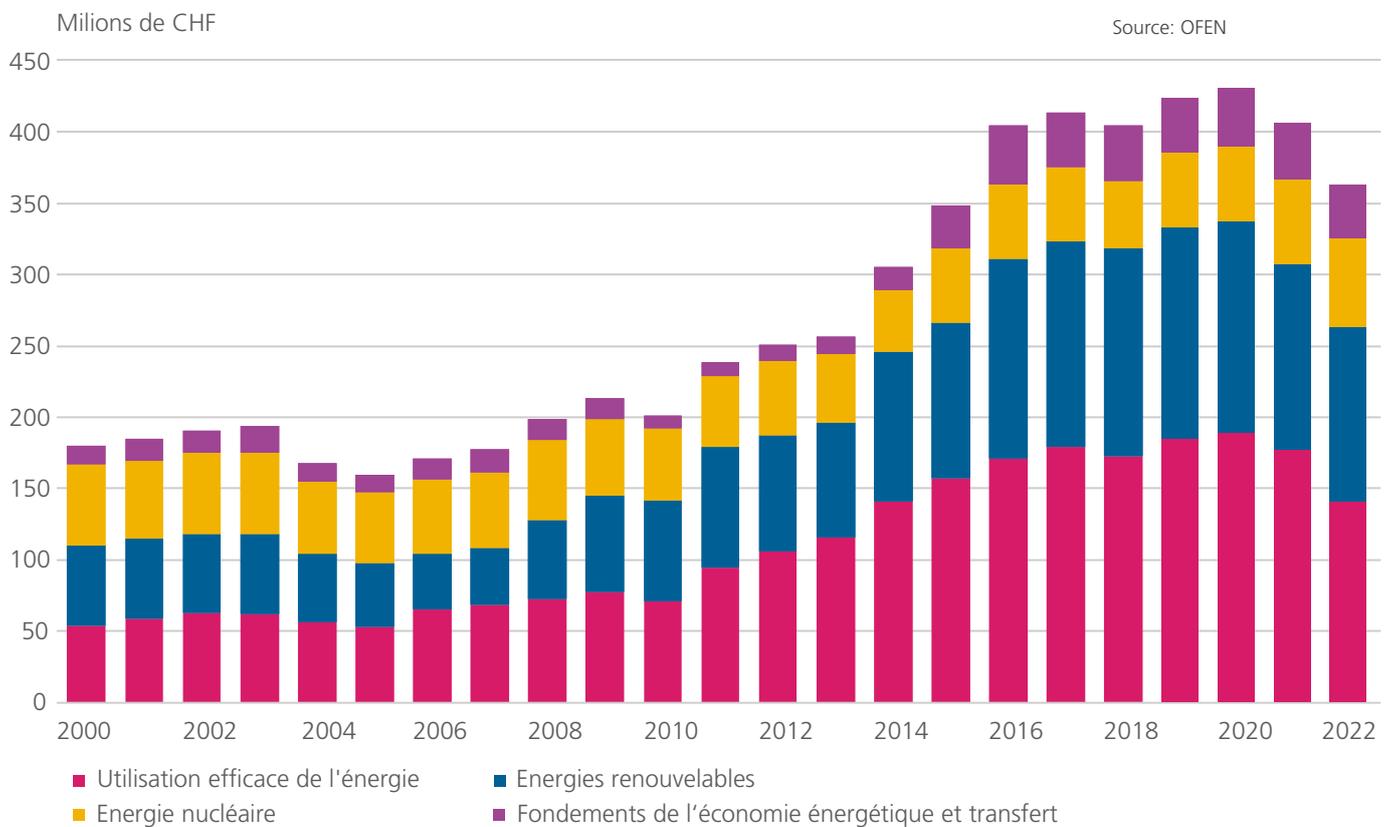


Figure 16: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)²⁷

Entre 2005 et 2020, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 16). 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 (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).

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

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **RECHERCHE ET TECHNOLOGIE**
(version détaillée du rapport de monitoring)





► 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.

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 AIE²⁸, les investissements dans l'énergie renouvelable ont augmenté de 40% dans le monde depuis 2020. La pression à la réduction des émissions de CO₂ 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 atteindre 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 demande 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 occidentales²⁹.

Gaz naturel: les marchés du gaz naturel étaient en 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 (1) et les USA (2) prévoient de construire de nouvelles centrales à gaz incluant les technologies CCS (Carbon Capture & Storage), qui doivent leur assurer un fonctionnement neutre en CO₂. En 2023, douze autres pays ont par ailleurs annoncé adhérer à la «Powering Past Coal Alliance»³⁰. 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.

CO₂ 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 CO₂. Après de fortes fluctuations au second semestre 2022, le marché semble s'être calmé. En 2023, les prix du CO₂ ont fluctué entre 75 et 95 euros par tonne de CO₂. Des prix du CO₂ 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 devrait 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 européen³¹ 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%).

28 IEA World Energy Outlook 2023

29 <https://www.iea.org/reports/oil-2024/executive-summary>

30 <https://poweringpastcoal.org/>

31 Indice du prix de gros moyen de l'électricité sur le marché européen

ÉVOLUTIONS DANS L'UE

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 1^{er} 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 2024–2025³². Il s'agit notamment de la compétitivité et l'approfondissement des marchés intérieurs tout en poursuivant la transition verte.

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:

- 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 CO₂ en dehors du SEQE
- introduction d'un ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- 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 navires durables
- règlement sur les carburants d'aviation durables.

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'électricité³³ et la refonte des règles relatives à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'électricité³⁴ (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'entraînera 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 à renforcer les marchés à court et à long terme, réduit leur dépendance au gaz fossile et protège les consommatrices et 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 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. (Sources: COM(2021) 550 final / COM(2022) 230 final)

³² *Europe's choice. Political Guidelines for the next European Commission 2024–2029.*

³³ 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.

³⁴ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 et (UE) 2019/942 afin d'améliorer la protection de l'Union contre la manipulation du marché de gros de l'énergie

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 28^e 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 CO₂ pour la période postérieure à 2024 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2025.

Depuis la ratification de l'Accord de Paris, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques. Avec le «Biennial Transparency Report», elle doit en outre continuer de faire rapport tous les deux ans au Secrétariat de la Convention-cadre sur le climat des Nations Unies de l'évolution de ses émissions de gaz à effet de serre, des mesures de réduction des émissions et d'adaptation prévues et de sa contribution au financement international pour le climat. Fin mars 2023, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son rapport de synthèse du 6^e 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).

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 avec l'UE. 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 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'EICOM, 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 russe 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 Röstli, 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 Röstli, 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 trilateral 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 de 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 membre, 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**³⁵. 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 décision d'adopter ou non le traité modernisé sera prise lors de la Conférence sur la Charte de l'énergie, probablement fin 2024. 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).

35 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.

➤ Informations complémentaires sur le champ thématique

ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

(version détaillée du rapport de monitoring)



LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

- 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.
- COMCO (2020): Commission de la concurrence, Communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
- 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 (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 (2021a): Stratégie climatique à long terme de la Suisse.
- 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 (2023c): Communiqué de presse du 22 juin 2023, Le Conseil fédéral entend accélérer la construction de centrales solaires, éoliennes et hydroélectriques.
- 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 (2023i): 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 (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 (2024j): Communiqué de presse du 1^{er} 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 (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.
- 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 (2024): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2023.
- ENTSO-E (2023): European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2023 Edition.
- 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 (2023): Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2023 2301.
- 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).
- IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, 6e Rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.
- IPCC (2023): Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
- OCDE/AIE (2024): 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 (2023a): Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2022.
- OFEN (2024a): Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2023.

OFEN (2024d):	Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2023.
OFEN (2024f):	Office fédéral de l'énergie, divers communiqués de presse de l'année 2024.
OFEN/Swissgrid (2024):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.
OFEN/EICom/OFAE (2022):	Étude concernant l'approvisionnement en énergie à court terme en Suisse pour l'hiver 2022/2023 (en allemand uniquement).
OFEV (2023):	Office fédéral de l'environnement, communiqué de presse du 13 décembre 2023, 28 ^e 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 (2024):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2023.
OFS/OFEV/ARE (2024):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
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).
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).
Université de Bâle/EPFZ/ Consentec (2022):	Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

TABLE DES ILLUSTRATIONS

9	Figure 1:	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)
11	Figure 2:	Évolution de la consommation d'électricité par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)
13	Figure 3:	Évolution de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis l'an 2000 (GWh)
14	Figure 4:	Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis l'an 2000 (GWh)
18	Figure 5:	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2024)
21	Figure 6:	Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2024, en années)
26	Figure 7:	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)
28	Figure 8:	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels
30	Figure 9:	Diversification de l'approvisionnement en énergie: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale
31	Figure 10:	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)
38	Figure 11:	Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (estimations en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)
40	Figure 12:	Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)
42	Figure 13:	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 du marché)
46	Figure 14:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)
47	Figure 15:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)
50	Figure 16:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

DECEMBRE 2024

Éditeur — Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Pulverstrasse 13 · CH-3063 Ittigen · Adresse postale: Office fédéral de l'énergie (OFEN) CH-3003 Berne · Tel. +41 58 462 56 11 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch twitter.com/bfeenergeia

Images: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.monitoringenergie.ch