



STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050

RAPPORT DE MONITORING

2025

VERSION ABRÉGÉE¹

¹ La plupart des données sont relevées jusqu'en 2024



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**

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

61 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

65 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 en août 2024.

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 dont une première partie est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025 (Conseil fédéral 2024n). La loi prévoit diverses mesures en vue de développer rapidement et systématiquement la production d'électricité renouvelable indigène, de mieux l'intégrer dans le système électrique et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme. Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a adopté en juin 2023 une modification de la loi sur l'énergie, appelée projet de loi pour l'accélération des procédures (Conseil fédéral, 2023a). À la session d'automne 2025, le Conseil national et le Conseil des États ont terminé leur examen du projet et l'ont adopté. Le projet pour l'accélération des procédures prévoit notamment de raccourcir les procédures d'autorisation et les procédures de recours pour les grandes installations et de simplifier le processus de planification pour l'extension du réseau électrique. Il vient compléter les lois urgentes concernant l'offensive éolienne (Windexpress) et solaire (Solarexpress) adoptées par le Parlement.

Comme indiqué ci-dessus, les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique et de l'objectif de neutralité climatique 2050, car près des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent de l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. Les Perspectives énergétiques 2050+ actualisées de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement énergétique d'ici 2050 conformément à cet objectif, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement (Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020). Les Perspectives énergétiques 2050+ ont constitué une base importante pour la «Stratégie climatique à long terme de la Suisse» que le Conseil fédéral a adoptée en 2021 pour concrétiser l'objectif de zéro émission nette (Conseil fédéral, 2021). La loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) adoptée le 18 juin 2023 par le peuple suisse inscrit l'objectif de zéro émission nette à titre d'objectif contraignant (Feuille fédérale 2022). Elle fixe en outre des objectifs intermédiaires et des valeurs indicatives pour les secteurs du bâtiment, des transports et de l'industrie². La loi, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, comprend par ailleurs des mesures d'encouragement limitées dans le temps qui doivent faire progresser le remplacement des combustibles fossiles dans le secteur

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

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 est également entrée en vigueur début 2025 (Feuille fédérale, 2024). La loi reprend les mesures déjà en vigueur et contient une série de nouvelles mesures d'encouragement et d'incitations ciblées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

La sécurité de l'approvisionnement doit faire l'objet d'une attention particulière en ce qui concerne la transformation du système énergétique avec le développement des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique accrue ainsi que la décarbonisation et l'électrification croissantes. Outre la vue à long terme (*voir en particulier au chapitre Sécurité de l'approvisionnement*), 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 prescrit une réserve hydroélectrique obligatoire: du début du mois de février à la mi-mai, les exploitants de lacs de retenue conservent, contre rémunération, de l'énergie pouvant être mise à disposition en cas de besoin. Les gestionnaires d'installations de stockage ainsi que les gros consommateurs disposant d'un potentiel de réduction de la charge sont, dans la loi, les autres éléments de la réserve d'électricité. L'ordonnance sur une réserve d'hiver règle non seulement l'utilisation de la réserve hydroélectrique, mais aussi une réserve thermique complémentaire constituée des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et d'installations de couplage chaleur-force (CCF). Dans le cadre d'une modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité, cette partie de la réserve d'électricité a désormais été inscrite dans la loi (Conseil fédéral, 2024j). Adopté par le Parlement à la session de printemps 2025, le projet devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2027. L'ordonnance actuelle sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver doit être prolongée jusqu'en 2030 (sa durée de validité est actuellement limitée jusqu'en 2026), afin de pouvoir reconduire les contrats des centrales de réserve existantes jusqu'à ce que les nouvelles centrales de réserve soient disponibles (Conseil fédéral, 2025e). Dans le cadre du paquet d'accords entre la Suisse et l'UE, le Conseil fédéral a par ailleurs approuvé l'accord relatif à l'électricité et l'a mis en consultation le 13 juin 2025. Cet accord doit non seulement permettre à la Suisse d'avoir accès au marché de l'électricité européen, mais aussi contribuer dans une mesure importante à relever les défis en matière de stabilité du réseau et de sécurité de l'approvisionnement (Conseil fédéral, 2025a).

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

Le présent rapport de monitoring 2025 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2024) 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. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 analyse ces thématiques essentielles au fil de la transformation progressive du système énergétique de la Suisse. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent surtout les valeurs cibles inscrites dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs cibles concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables de même que de la production électrique hydraulique.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

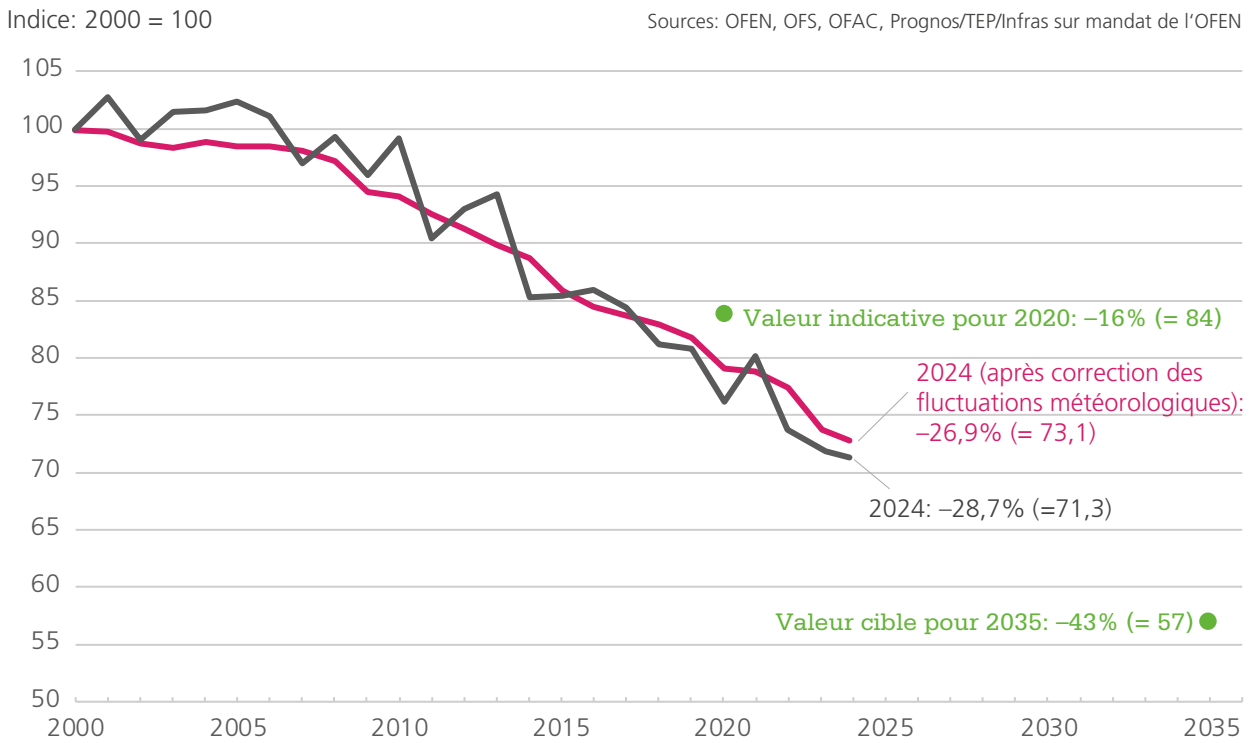


Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale³ par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique finale par personne 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 8,4% entre l'an 2000 et 2024 (de -10,6% sans le transport aérien international), alors que la population a augmenté de 25,4% durant ce laps de temps. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par personne par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, de 43% jusqu'en 2035. En 2024, la consommation énergétique finale par personne était de 77,8 gigajoules (21,6 Wh), soit 28,7% de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 26,9%. À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des

conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur cible prévue pour 2035. Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,9% par an. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a augmenté de 1% en 2024 par rapport à l'année précédente. Cela est principalement dû à la hausse de la consommation du transport aérien international et à des températures légèrement plus fraîches. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2024, la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a diminué, car les effets réduisant la consommation ont plus que compensé les effets la stimulant. La stimulation de la consommation a été essentiellement induite par des effets de quantité. Il s'agit de tous les facteurs de croissance «purs» tels que la performance économique globale (à l'exclusion des facteurs structurels), la démographie, les surfaces de référence énergétique et le parc

de véhicules à moteur. Les mesures politiques et le progrès technologique comptent notamment parmi les effets réduisant la consommation. Entre l'an 2000 et 2024, les effets de substitution résultant du passage d'un agent énergétique à un autre ont également eu un impact sur la réduction de la consommation. On entend par là le

remplacement du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante, le bois et l'électricité ainsi que la substitution de l'essence par le diesel et, ces dernières années, aussi de plus en plus par l'électricité (sources: OFEN, 2025a / OFS, 2025 / OFAC, 2025 / Feuille fédérale, 2023 / Prognos / TEP / Infrac, 2025a+b).

CONSOMMATION D'ÉLECTRIQUE PAR PERSONNE ET PAR AN

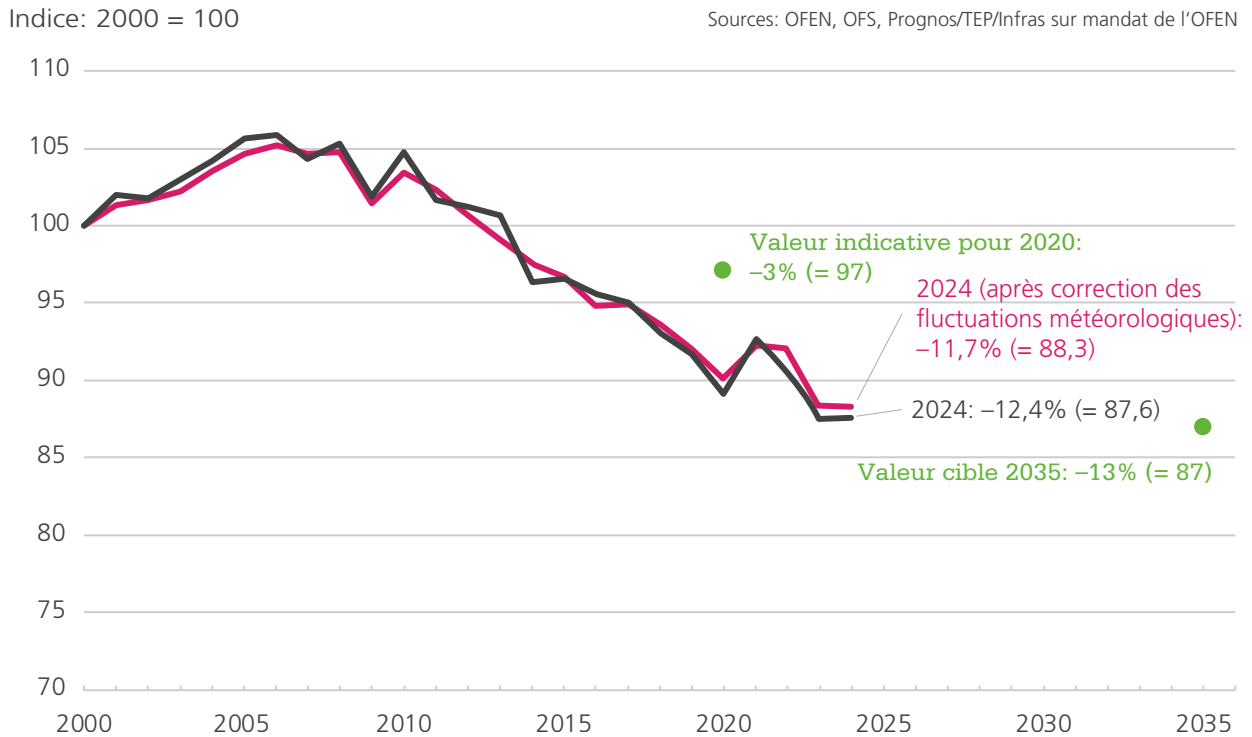


Figure 2: Évolution de la consommation d'électricité par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par personne a augmenté entre l'an 2000 et 2006, puisque cette valeur exprimée en chiffres absolus a progressé de 10,3% tandis que l'effectif de la population ne croissait que de 4,2%. Depuis 2006, cette tendance s'inverse, comme l'illustre la **figure 2**. La consommation électrique en valeur absolue a fléchi de 0,5% entre 2006 et 2024, alors que l'effectif de la population a progressé de 20,3% pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique, tandis que celle enregistrée en 2020 est liée aux effets de la pandémie de COVID-19. Selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en vigueur, la réduction visée de la consommation électrique par personne est de 13% jusqu'en 2035 par rapport à l'année de référence 2000. En 2024, la consommation

électrique par habitant était de 23,0 gigajoules (6386 kWh), soit 12,4% de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 11,7% (*cf. courbe rouge*). La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1% par an pour les 10 dernières années. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité en raison de l'électrification du système énergétique à moyen terme, ce qui complique la réalisation de l'objectif à l'avenir (mobilité électrique, pompes à chaleur, électrolyseurs pour la production d'hydrogène, grandes pompes à chaleur, et à long terme technologies d'émission négative et systèmes de captage et de stockage du CO₂). C'est pourquoi des efforts sup-

plémentaires sont nécessaires si l'on veut atteindre la valeur cible pour 2035 (-13%). En 2024, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a augmenté de 1,4% par rapport à l'année précédente. Sur l'ensemble de la période de l'an 2000 à 2024, la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a augmenté de 9,8%. Cette augmentation est due en premier lieu, à des effets de quantité et par l'accélération des effets de substitution dus à l'électrification du système énergétique (remplacement des chauffages utilisant les agents énergétiques fossiles par des pompes à chaleur et des véhicules équipés de moteurs à combustion convention-

nels par des véhicules équipés de moteurs électriques) ont contribué à l'augmentation de la consommation électrique. Ces facteurs stimulant la consommation n'ont pas pu être compensés par le développement de la technologie (mesures de construction pour l'isolation thermique et utilisation d'installations de chauffage, d'appareils électriques, d'éclairages, de machines, etc. plus efficaces) ni par des instruments de politique énergétique ou des mesures politiques (par ex. prescriptions politiques et mesures volontaires de SuisseEnergie) (sources: OFEN, 2025a / OFS, 2025 / Feuille fédérale, 2023 / Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2025a+b / Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020).

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

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

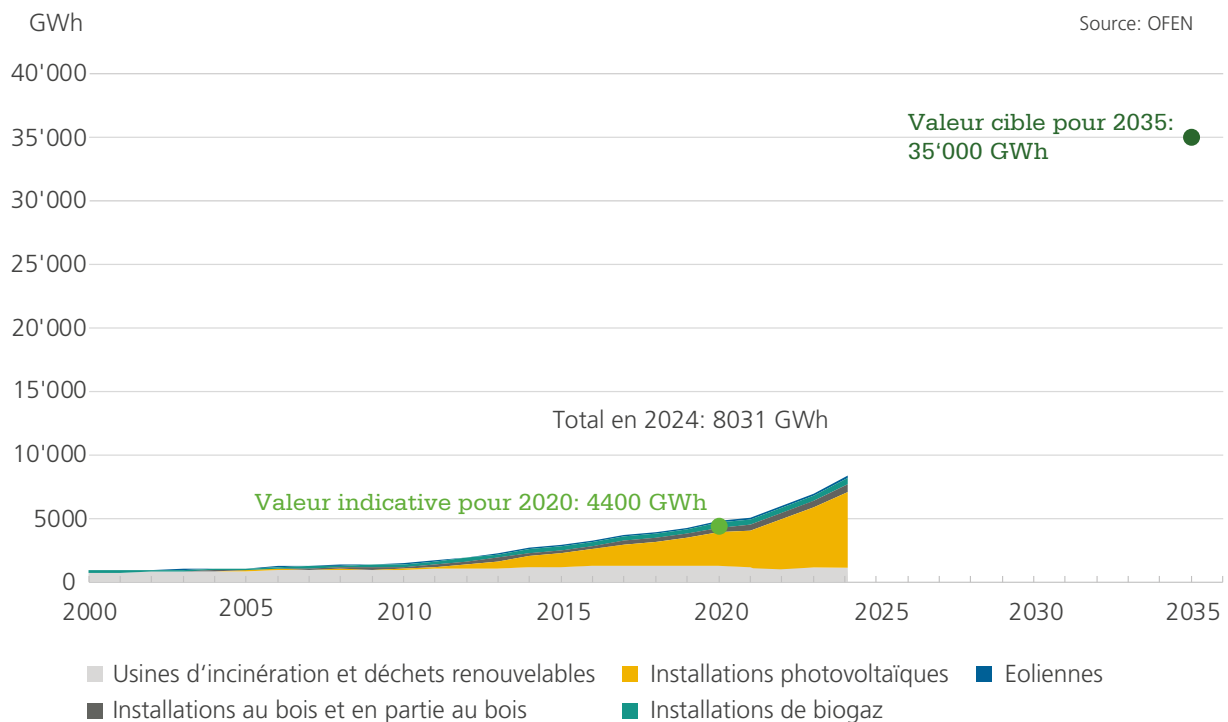


Figure 3: Évolution de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis l'an 2000 (GWh)

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 2024, la production était de 8301 GWh, soit 10,9% de la production nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. En 2024, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 1113 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 492,7 GWh par an. La valeur cible pour 2035 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en vigueur est de 35 000 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 2427 GWh par an est nécessaire. La ventilation par technologie montre que le développement ne suit pas le même rythme

pour tous les types de production d'électricité d'origine renouvelable: depuis 2010, le photovoltaïque a progressé le plus fortement en chiffres absolus. Il contribue aujourd'hui à environ 71,8% de la production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables (sans la force hydraulique). La croissance des autres technologies a été sensiblement plus faible: la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables arrive en deuxième position (part en 2024: 13,2%), suivie par les installations de combustion au bois et en partie au bois (part en 2024: 7,5%), le biogaz (part en 2024: 5,4%) et l'énergie éolienne (part en 2024: 2,1%). Aucune installation géothermique n'a encore été réalisée pour produire de l'électricité (sources: OFEN, 2025a / Feuille fédérale, 2023).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

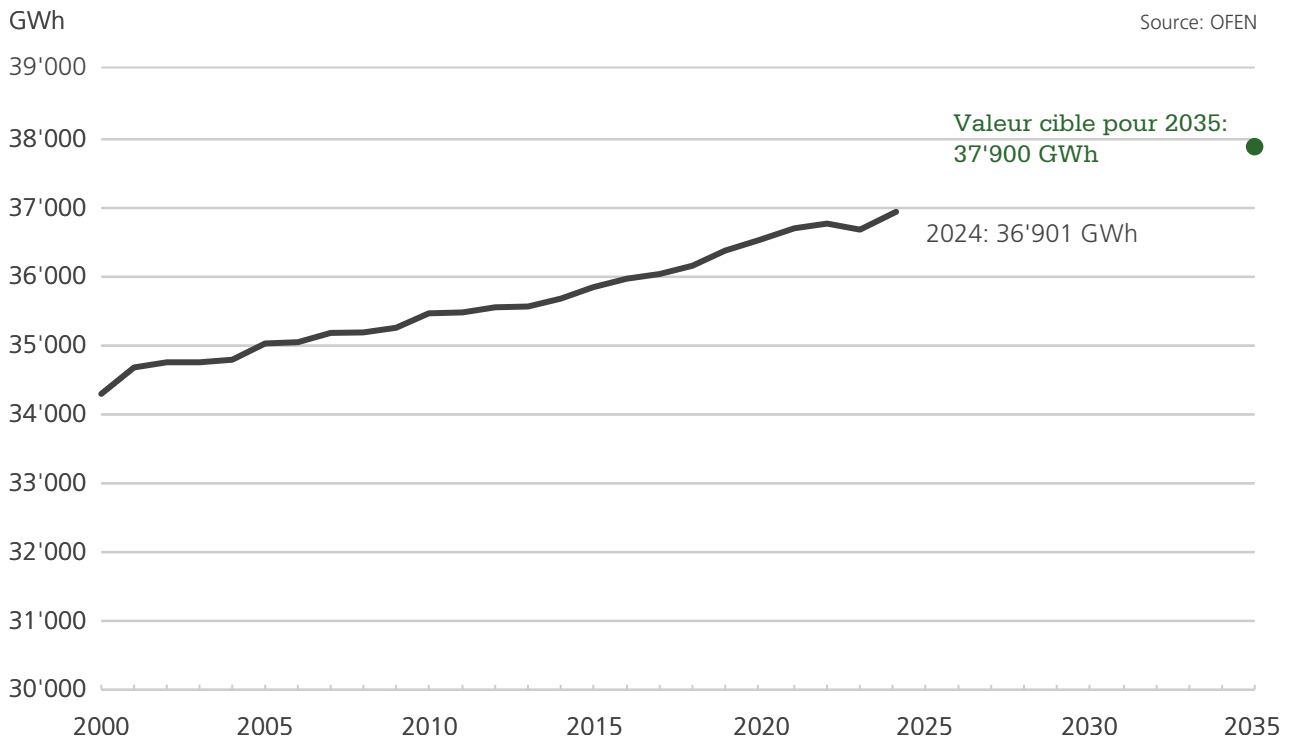
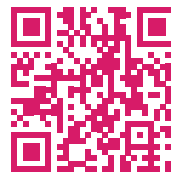


Figure 4: Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis l'an 2000 (GWh)

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 36 901 GWh en 2024 (état au 31.12.2024), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de référence 2011 (état au 31.12.2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 2412 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur cible selon la loi sur l'énergie en vigueur. 58,6% de cet accroissement étaient réalisés jusqu'à l'année sous rapport. En 2024, la production moyenne attendue a augmenté de 193 GWh par rapport à l'année précédente. Cette augmentation a pour cause, entre autres, diverses actualisations de données des centrales électriques ainsi que les apports hydriques importants au

cours de l'année précédente. La production moyenne attendue a augmenté en moyenne de 109 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 91 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (source: OFEN, 2025b+d).

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



► DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

La transformation du système énergétique et électrique en Suisse et en Europe en raison, non seulement, de la décarbonisation et de la décentralisation de l’approvisionnement en électricité, mais aussi de la numérisation posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relie la production à la consommation, est particulièrement crucial. Le monitoring se concentre actuellement sur cet aspect. La base juridique est constituée 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. En vigueur depuis 2019, elle est actuellement en cours de développement afin d’accélérer encore les procédures pour le développement et la transformation des réseaux électriques (Feuille fédérale 2025 / Conseil fédéral, 2024d + 2025d).

4 Cf. *Nouvelles conditions-cadres pour le développement du réseau*

ÉTAT D'AVANCEMENT ET DURÉE DES PROJETS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT

Avec cet indicateur, le monitoring met l'accent sur l'état d'avancement et sur la durée de projets de lignes importants dans le réseau de transport que la société nationale du réseau Swissgrid a identifiés dans sa planification stratégique du réseau 2025 et 2040, pour lesquels une procédure de plan sectoriel ou d'approbation des plans est en cours, qui se trouvent déjà en phase de réalisation ou qui sont déjà en cours d'exploitation. Il s'agit en partie aussi d'autres projets, lancés par des tiers. Les projets qui n'existent encore qu'au stade d'idée de projet, c'est-à-dire qui ne sont ni en phase de projet préliminaire ou de construction, mais en phase de planification très précoce, ne sont pris en compte que lorsque les planifications deviennent plus concrètes.

PHASES ET DÉROULEMENT D'UN PROJET DE RÉSEAU DE TRANSPORT

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

PLAN SECTORIEL DES LIGNES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (PSE): lorsqu'au niveau du réseau de transport, un projet de ligne comporte des incidences considérables sur l'espace et l'environnement, une procédure de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (*cf. ci-dessous*). Le PSE est déterminant s'agissant des lignes électriques. L'OFEN est responsable des procédures de PSE. Il est sou-

tenu dans cette tâche par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). La procédure de plan sectoriel permet d'une part de définir une **zone de planification**, puis un **corridor de planification** pour le tracé de la future ligne. Elle apporte en outre une réponse à la question de la **technologie de transport** à adopter (ligne aérienne ou ligne souterraine). La phase PSE débute au dépôt de la demande de PSE par Swissgrid et elle se termine par la décision du Conseil fédéral, consignée dans la fiche d'objet correspondante fixant le corridor de projet. Cette décision étant contraignante pour les autorités, celles-ci doivent en tenir compte dans la procédure d'approbation des plans et lors de leurs autres activités ayant des effets sur l'aménagement du territoire.

PROJET DE CONSTRUCTION: le corridor de projet étant fixé, Swissgrid élabore concrètement le projet de réseau dans le cadre d'un projet de construction. Swissgrid doit alors veiller à ce que la ligne soit réalisée selon la technologie de transport définie et que son tracé corresponde au corridor de projet arrêté. Dans le présent monitoring, la phase de projet de construction commence en général au moment où le corridor de projet est arrêté

(c'est-à-dire au moment où la phase de PSE se termine), et s'achève avec le dépôt, par Swissgrid, de la demande d'approbation des plans auprès de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI). S'il s'agit d'un projet sans PSE, le début du projet de construction est défini conformément à la norme SIA correspondante.

PROCÉDURE D'APPROBATION DES PLANS (PAP):

Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, notamment les dispositions du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire. Simultanément, l'ESTI contrôle que le projet de construction est compatible avec les intérêts des personnes privées (propriétaires fonciers, rive-

rains). Si l'ESTI n'est pas en mesure de lever toutes les oppositions ou régler les différences avec les autorités fédérales impliquées, elle transmet le dossier à l'OFEN, qui poursuit la PAP pour rendre finalement une décision d'approbation des plans, à condition que le projet remplisse les conditions légales. Cette décision règle aussi les éventuelles oppositions (également en matière d'expropriation). Les parties peuvent former recours contre cette décision devant le Tribunal administratif fédéral (TAF), puis dans certains cas auprès du Tribunal fédéral (TF). Dès lors que l'OFEN a accepté la demande d'approbation des plans et qu'aucun recours n'est déposé dans les délais légaux, l'approbation des plans entre en force et Swissgrid peut réaliser le projet de ligne.

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

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

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁵	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁶
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
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 	TAF	2029
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
Chippis–Lavorgo CL_1 Chippis–Mörel (ligne de la vallée du Rhône) CL_2 Mörel–Ulrichen («Gommerleitung») CL_3. Chippis–Stalden CL_4 Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 	CL_1 PAP OFEN CL_2 Réalisation (Mörel–Ernen) / En service (Ernen–Ulrichen) CL_3 Réalisation (Agarn–Stalden) / PAP OFEN (Chippis–Agarn) CL_4 PAP OFEN	2032
Beznau–Mettlen BM_1 Beznau–Birr BM_2 Birr–Niederwil BM_3 Niederwil–Obfelden BM_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 	BM_1 En service BM_2 Projet de construction BM_3 Projet de construction BM_4 PAP ESTI	2031
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 2025)

5 État au 15 octobre 2025

6 Selon la planification de Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
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
Mettlen–Ulrichen MU_1 Mettlen–Innertkirchen MU_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 	MU_1 PSE MU_2 Avant projet/projet de construction ⁷	2035
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 	Projet de construction	2035
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 pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables 	NdD_1 in En service NdD_2 in En service NdD_3 in En service	Terminé et mis en service en 2022
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
Bickigen–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> Le projet consiste à remplacer la ligne existante par une nouvelle ligne à 220 kV; la tension n'est pas augmentée La planification et l'exécution ont lieu dans le cadre d'une procédure de plan sectoriel (plan sectoriel des lignes de transport d'électricité, PSE) et comprennent aussi l'examen du déplacement spatial de la ligne 	PSE	2034

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

⁷ Le projet MU_2 Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel) est traité par Swissgrid comme un «avant-projet» tant qu'il existe plusieurs variantes (avec / sans regroupement projet de tunnel ferroviaire multifonction du Grimsel). Dans le rapport de monitoring, le projet est qualifié de «projet de construction» car la décision de principe concernant le corridor PSE de la ligne électrique a été prise.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)–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	2033
Grynau–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 	Projet de construction	2030
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. 	Projet de construction	2032
Lavorgo–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Assainissement et augmentation de la capacité de la ligne à 380 kV entre Lavorgo et Magadino ▪ Comprend le remplacement de la ligne existante et d'autres mesures dans les sous-stations existantes ou nouvelles 	PSE	2033

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2025)

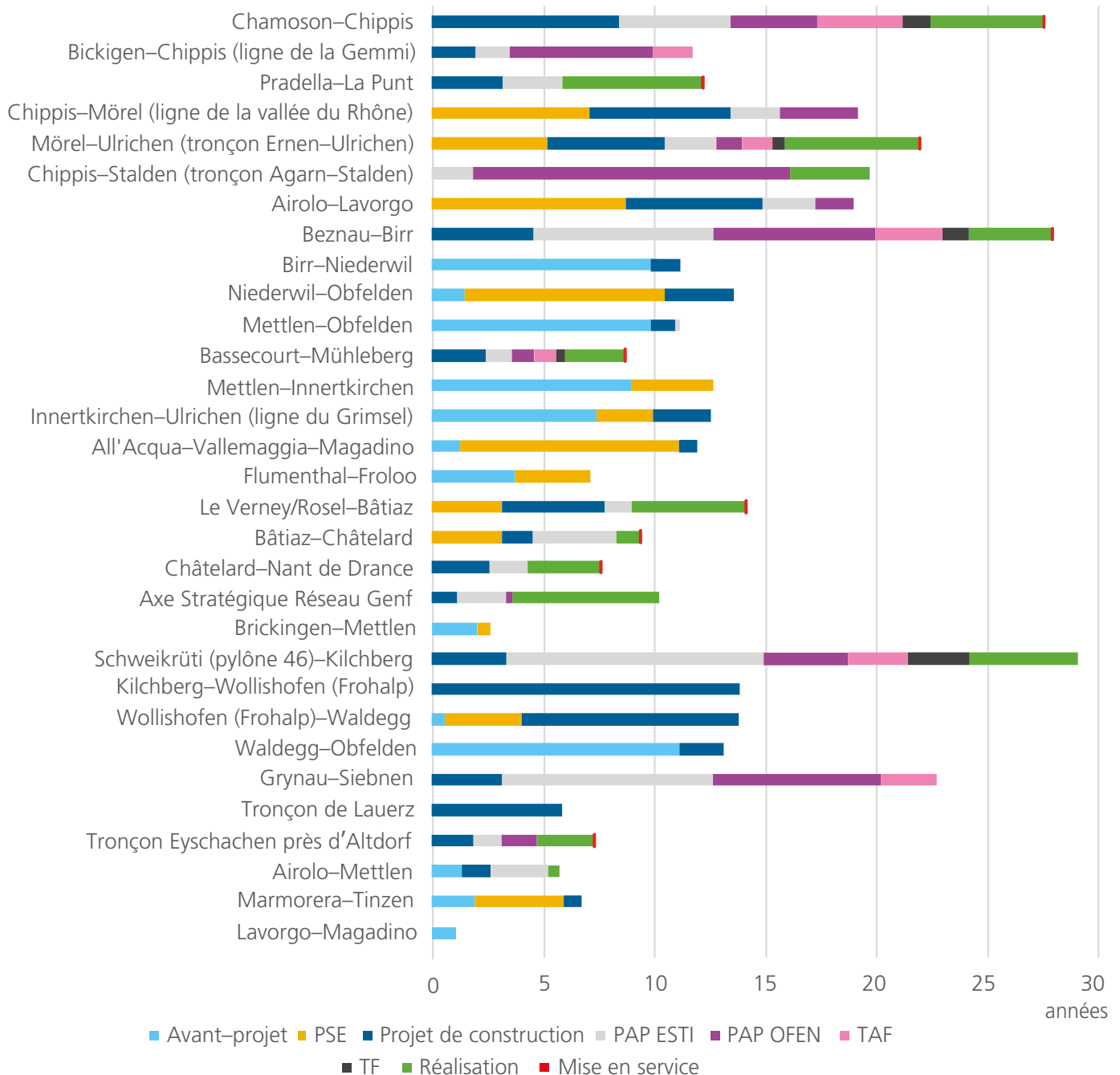


Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2025, en années)⁸

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.

⁸ 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 2025)

Chamoson–Chippis

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

Bickigen–Chippis

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

Pradella–La Punt

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

Chippis–Lavorgo

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

Chippis–Mörel (ligne de la vallée du Rhône)

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

Mörel–Ulrichen

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

Chippis–Stalden

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

Airolo–Lavorgo

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

Beznau–Mettlen

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

Beznau–Birr

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

Beznau–Birr

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

Birr–Niederwil

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

Niederwil–Obfelden

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

Mettlen–Obfelden

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

Bassecourt–Mühleberg

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

Génissiat–Foretaille

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

Mettlen–Ulrichen

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

Mettlen–Innertkirchen

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

Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)

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

All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua–Vallemaggia–Magadino (et du projet partiel 4.4. Airolo–Lavorgo susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réagencement du réseau à haute et très haute tension dans l'Alto Ticino. Cette étude portait sur la coordination des objectifs d'assainissement et de modernisation des lignes avec ceux de l'aménagement du territoire. L'avant-projet a été élaboré sur cette base et la procédure de PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de planification a permis de franchir une étape intermédiaire importante. Compte tenu de sa longueur, le projet a été subdivisé en trois tronçons pour la réalisation de la procédure de plan sectoriel, afin de pouvoir être exécuté en étapes claires. Le 20 décembre 2024, le Conseil fédéral a défini le corridor de planification pour l'ensemble du projet de ligne. Swissgrid a ainsi pu entamer le projet de construction, qui détermine le tracé concret de la ligne. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035.

Flumenthal–Froloo

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

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

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



ENFOUISSEMENT DE LIGNES

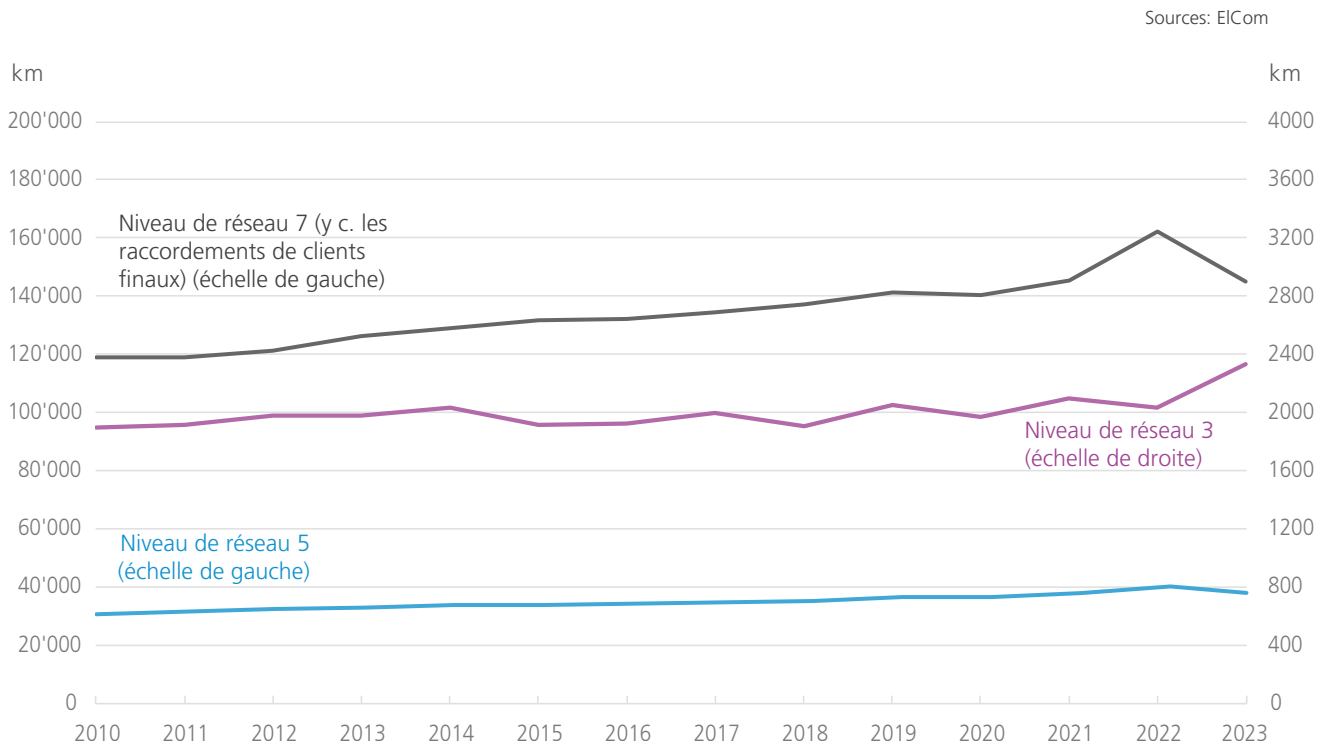


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

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 objectifs⁹. Comme mentionné plus haut, le Conseil fédéral veut accélérer davantage la transformation et l'extension des réseaux électriques. Le 21 mai 2025, il a transmis au Parlement le message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques. Selon la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), les lignes du réseau de distribution (niveaux de réseau 3, 5 et 7) doivent être enfouies pour autant qu'un facteur de coût déterminé ne soit pas dépassé (facteur de surcoût). C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage

souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

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. Les raisons des pics en 2022 et des creux en 2023 ne sont pas claires¹⁰. 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 fléchisse-

9 Cf. *Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité*, publié par l'OFEN: *Lignes aériennes ou souterraines*.

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

ment, 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 207 425 kilomètres, dont près de 90% sont câblés. À ce stade, le câblage souterrain ne s'est guère appliqué aux lignes du réseau de transport (niveau de réseau 1), dont la longueur est quasiment de 6700 kilomètres. Sur la ligne «Beznau–Birr», 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. 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, 2025a / OFEN / Swissgrid, 2025).

COMPTEURS INTELLIGENTS (SMART METERS)

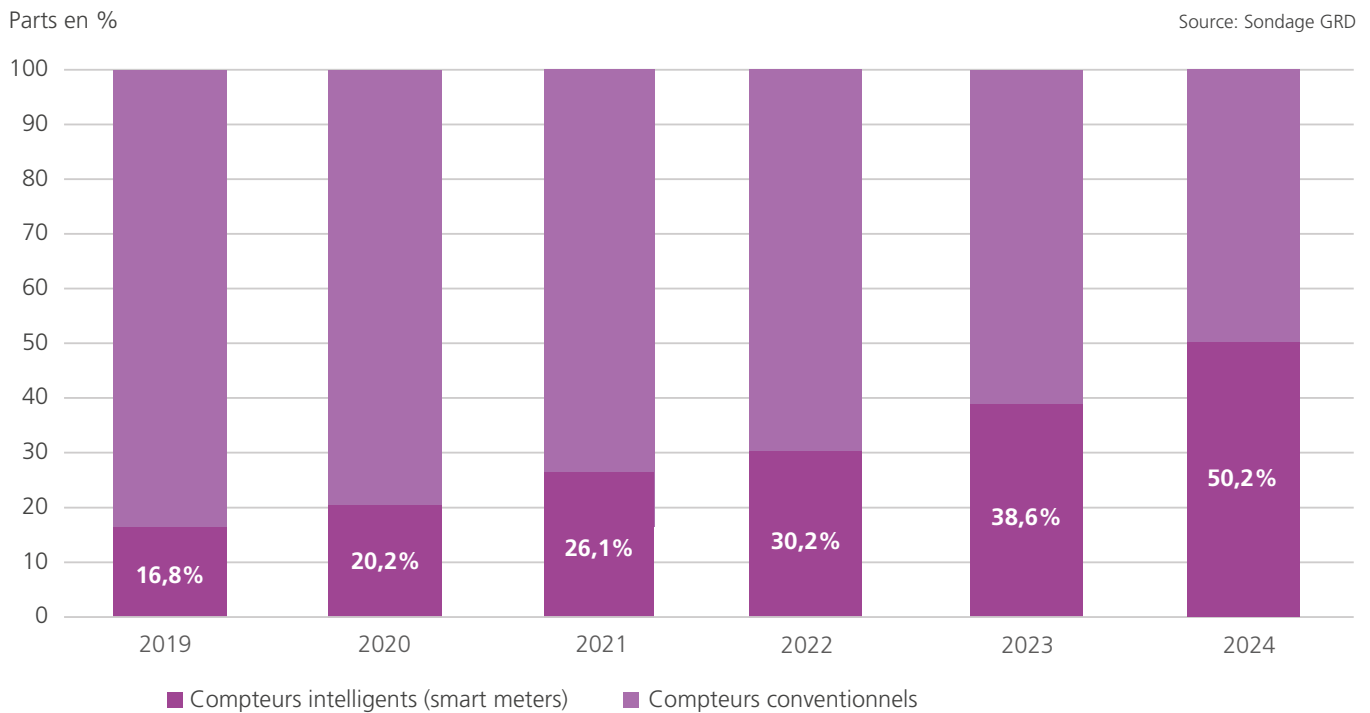


Figure 8: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels¹¹

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, 2 940 000 compteurs intelligents avaient été installés et utilisés comme

tels en 2024 en Suisse. Cela représente une part de plus de 50%, comme le montre la **figure 8**. Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source: GRD, 2025).

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



¹¹ Selon enquête auprès des GRD, les données n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

The background of the page is a close-up photograph of a wooden frame structure, likely for a building or a large piece of furniture. The frame consists of vertical studs and horizontal joists, creating a grid-like pattern. The wood is light-colored, possibly pine or spruce, and shows natural grain patterns and knots. The lighting is warm, highlighting the texture of the wood.

► SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

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

DIVERSIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

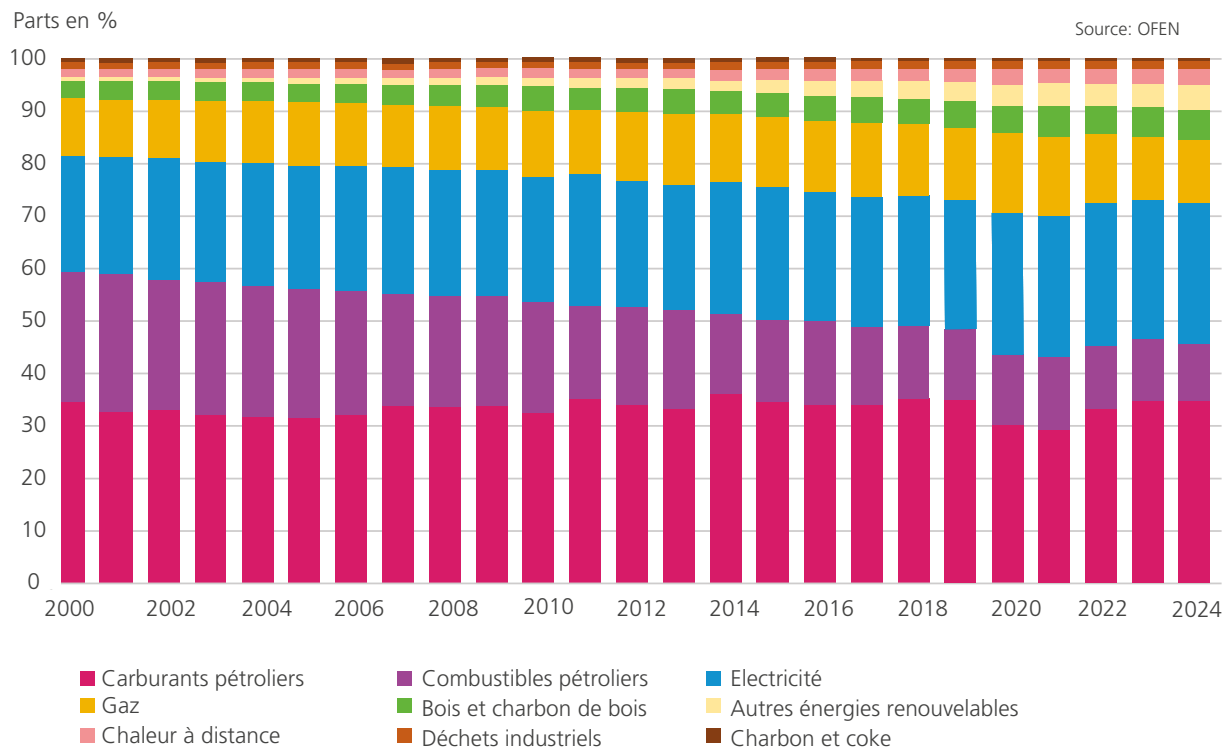


Figure 9: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La **figure 9** montre que les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation pour le transport aérien international) représentaient presque 46% de la consommation finale d'énergie en 2024. La consommation d'électricité représentait environ 27% de la consommation finale totale d'énergie et celle de gaz environ 12%. Après avoir diminué à la suite de la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers s'est stabilisée plus ou moins au même niveau qu'en l'an 2000. Malgré les températures légèrement plus froides, les parts pétroliers (-0,7%, en comparaison annuelle) ont baissé, tandis que la part du gaz est restée la même. Les effets de substitution devraient avoir joué un rôle dans

cette évolution. À plus long terme (entre l'an 2000 et 2024), la part des combustibles pétroliers a reculé de 13% en raison du remplacement des installations de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité dans le domaine du bâtiment. Pour cette raison, les parts de tous les autres agents énergétiques (à l'exception du charbon) ont augmenté: gaz naturel (+1,3%), électricité (+4,4%), bois et charbon de bois (+2,1%), autres énergies renouvelables (+4,2%) et chaleur à distance (+1,6%). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l'approvisionnement de la Suisse (source: OFEN, 2025a).

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.

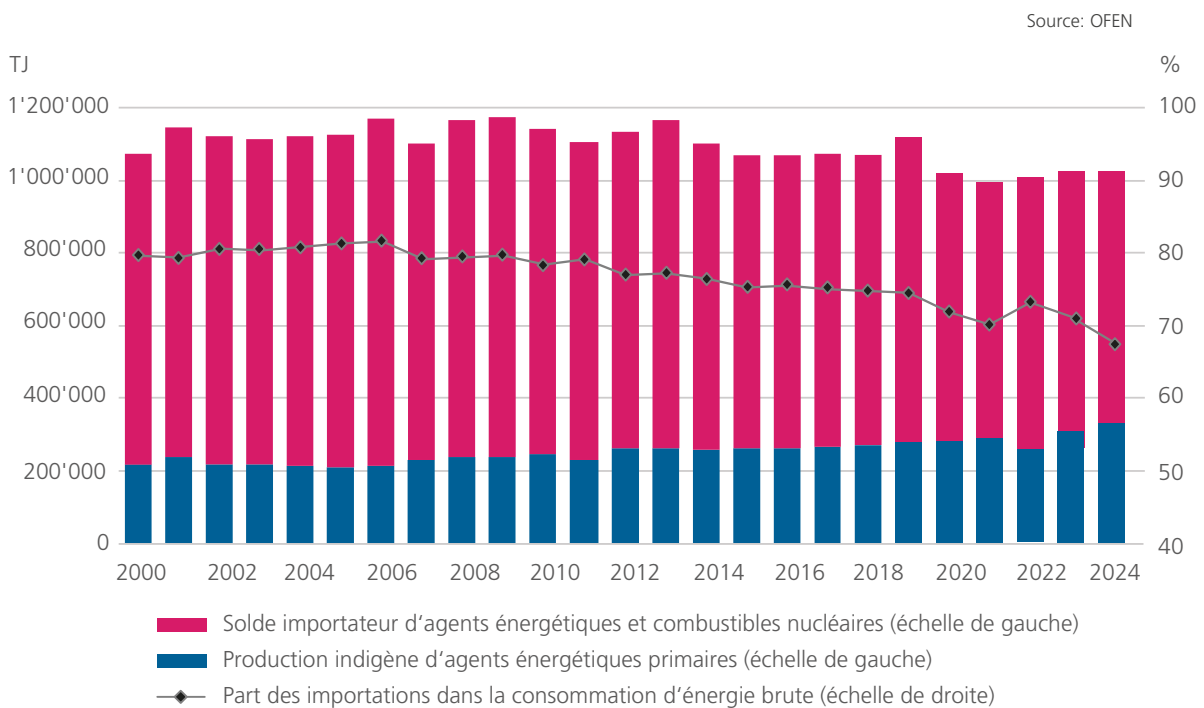


Figure 10: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

Le **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, la production indigène a de nouveau augmenté depuis 2023 pour atteindre en 2024 le niveau le plus élevé jamais enregistré depuis l'an 2000. La force hydraulique demeure la prin-

cipale 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 en raison du recul de la produc-

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%.

tion indigène et de la forte hausse des importations de carburant pour avions et demeure ainsi à un niveau élevé. Depuis 2023, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a de nouveau diminué, mais elle reste à un niveau élevé: en 2024, la part des importations dans la consommation énergétique brute était de 67,6% (2023: 71,1%, 2022: 73,6%; 2006: 81,6%). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs.

De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement (sources: OFEN, 2025a / OFS / OFEV / ARE, 2025).

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 est entrée 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. Dans ce contexte, l'EICOM a actualisé en 2025 ses analyses sur l'adéquation du système et le rapport sur la capacité de production hivernale auxquelles le monitoring fait entre autres référence.

La sécurité de l'approvisionnement en électricité repose sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux de transport d'électricité transfrontaliers, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes par des importations, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend de plus en plus des conditions dans ses pays voisins. Comme la situation change au fil du temps, en raison des réorientations stratégiques des pays (surtout au sein de l'UE), des analyses étendues périodiques de l'adéquation du système sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit d'une approche globale visant à modéliser la situation d'approvisionnement qui considère l'orientation stratégique dans les domaines de la production et de la consommation en tenant compte des échanges avec l'étranger. Comme toutes les simulations, les approches des modèles sous-jacentes aux études sur l'adéquation du système comportent des limitations et des hypothèses simplifiées. Or les données

hypothétiques utilisées sur l'évolution des systèmes européen et suisse et les incertitudes correspondantes – notamment en ce qui concerne le long terme – revêtent une grande importance. Par conséquent, les résultats des simulations ne sont pas des prévisions, mais indiquent quelles évolutions doivent être examinées d'un œil critique, dans une perspective systémique globale.

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

Cette étude a permis d'étudier et de simuler différents scénarios basés sur la disponibilité du gaz et des centrales nucléaires. Des combinaisons de conditions météorologiques et de pannes de centrales ont également été simulées et la probabilité de pénuries a été calculée. La consommation d'électricité n'a pas pu être complètement couverte de manière permanente uniquement dans les scénarios d'une pénurie de gaz ou d'une combinaison entre une disponibilité limitée du gaz à l'échelle européenne et la non-disponibilité des centrales nucléaires suisses. Selon les scénarios les plus probables, les besoins en énergie peuvent être couverts grâce aux mesures citées ci-après. La réserve hydroélectrique permet de reporter de l'énergie à la fin de l'hiver, qui constitue la période la plus critique. La mise à disposition d'une centrale de réserve temporaire à Birr (AG) et d'autres centrales de réserve ainsi que de groupes élec-

trogènes de secours est un dispositif supplémentaire pour fournir de l'énergie au système indépendamment du marché, si celle-ci venait à manquer. Les autres mesures prévues, comme l'augmentation des capacités du réseau de transport d'électricité, le mécanisme de sauvetage destiné aux entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique et l'abaissement temporaire des débits résiduels renforcent, eux aussi, l'approvisionnement durant l'hiver. La réduction volontaire de la consommation d'énergie dans l'économie et la société contribue également à ce renforcement (source: OFEN / ElCom / OFAE, 2022).

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

- Le développement des énergies renouvelables rend le système européen d'approvisionnement en électricité de plus en plus dépendant des conditions météorologiques. Au niveau purement physique et sur la base des scénarios retenus, la Suisse peut devoir faire face en 2040 à un manque de couverture de la consommation atteignant au maximum 250 GWh en raison de la

dépendance aux conditions météorologiques. Du point de vue du marché, la Suisse ne devrait toutefois rencontrer aucune difficulté si elle est bien intégrée au marché européen.

- Si elle ne coopère pas avec l'Europe et n'adapte pas ses conditions-cadres actuelles (état en 2019) concernant le développement des énergies renouvelables, la Suisse risque de devoir parfois faire face à des pénuries à partir de 2030 pour des raisons d'ordre météorologique. Il convient de noter que l'étude n'a pas pu prendre en compte l'impact de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et de la loi portant sur des mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver.

- Dans le cas d'un développement accéléré des énergies renouvelables, il n'y aurait en revanche pas de pénurie, même en l'absence de coopération avec l'Europe – à l'exception d'une électrification très poussée dans certaines constellations météorologiques défavorables.

- Si en plus des capacités d'échange limitées (c'est-à-dire en l'absence de coopération), des événements majeurs se produisent en Suisse ou dans les pays voisins (par ex. l'arrêt de centrales), il en résulte des conséquences considérables pour la Suisse. Dans une telle situation, toute énergie indigène supplémentaire est utile. La flexibilité de la force hydraulique suisse existante est notamment cruciale, étant donné que l'énergie supplémentaire peut être intégrée de manière optimale dans le système grâce au pompage ou à la modification des programmes prévisionnels des centrales (source: Université de Bâle / EPFZ / Consentec, 2022).

En complément, l'association européenne ENTSO-E qui regroupe les gestionnaires européens de réseau de transport d'électricité publie chaque année une évaluation de l'adéquation des ressources électriques européennes (European Resource Adequacy Assessment ERAA). Les

analyses de 2024 ne révèlent aucune difficulté d'approvisionnement importante pour la Suisse **à l'horizon 2035**, les marges de sécurité restant toutefois faibles ces prochaines années. La sécurité d'approvisionnement ayant un aspect transfrontalier, il demeure important que la Suisse reste bien intégrée dans l'ensemble du système européen. Le rapport conclut également que la réduction des capacités d'échange entre la Suisse et les pays voisins a un impact négatif sur la Suisse et les pays environnants. Pour éviter une réduction des capacités d'échange, Swissgrid a conclu des contrats techniques avec la zone de calcul de capacité «Italy North¹³» ainsi qu'avec la zone de calcul de capacité «CORE¹⁴». Ces contrats n'offrent toutefois pas de sécurité à long terme, car ils doivent être renouvelés chaque année. De plus, des discussions sont en cours concernant la fusion des régions de calcul de capacité Italy North et CORE. Si ces discussions devaient aboutir, il faudrait entamer des négociations en vue d'un contrat technique entre la Suisse et cette nouvelle zone. L'ERAA 2024 a été publié en avril 2025 (source: ENTSO-E, 2024).

En 2025, l'ElCom a mis à jour ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. D'une part, elle a chargé Swissgrid d'élaborer une étude sur l'adéquation du système électrique pour les années **2028, 2030 et 2035** avec des scénarios adaptés. D'autre part, l'ElCom a mis à jour ses calculs concernant la **capacité de production hivernale** jusqu'en 2035 en y intégrant de nouvelles prévisions relatives à la durée d'exploitation des centrales nucléaires, à la demande en électricité et au développement des énergies renouvelables.

Dans l'étude sur l'adéquation du système électrique pour les années 2028, 2030 et 2035, les scénarios de stress élaborés dans la dernière analyse de 2023 ont été mis à jour en tenant compte des expériences dans le contexte de l'agression russe contre l'Ukraine, des disponibilités exceptionnellement basses des centrales nucléaires françaises et des incertitudes concernant les

capacités d'échange aux frontières. Les objectifs prévus dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables concernant la production d'énergie à base d'énergies renouvelables et l'exploitation de Beznau 1 et 2 au-delà de 2030 ont en particulier été pris en compte.

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

Dans la perspective à long terme des années 2030 et 2035, l'ElCom a également mis à jour son analyse concernant la production hivernale. Cette analyse sert de base pour la détermination des besoins en matière de centrales de réserve nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Elle se concentre essentiellement sur la production et la demande d'électricité en Suisse. En revanche, les développements à l'étranger et les possibilités d'importation n'ont pas été

¹³ Italie, France, Autriche et Slovénie

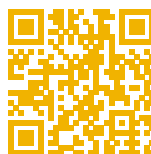
¹⁴ Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie

pris en compte. L'analyse fournit des grandeurs simplifiées pour la résilience de l'approvisionnement de la Suisse à plus long terme. Deux indicateurs ont été relevés: premièrement, comme dans le dernier document de référence Production hivernale de l'EiCom, le besoin d'importation de la Suisse pendant le semestre d'hiver; deuxièmement, le nombre de jours pendant lesquels la Suisse pourrait s'approvisionner elle-même à la fin de l'hiver, lorsque les réserves saisonnières sont déjà en grande partie épuisées (dans l'hypothèse où il ne serait temporairement pas possible de recourir à des importations en raison d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe).

L'EiCom définit des scénarios sur la base de différentes prévisions d'instituts reconnus ainsi que d'objectifs politiques. Les valeurs indicatives pour une résilience minimale sont les limites d'importation hivernale définies par le Parlement (5 TWh pendant le semestre d'hiver), ou au moins 22 jours de capacité d'autonomie (valeur actuelle approximative). Ces deux chiffres illustrent la très grande incertitude qui entoure l'évolution de la résilience de l'approvisionnement: pour respecter les valeurs indicatives (en supposant une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans), il faudrait, selon le scénario envisagé, une réserve de 0 à 800 MW d'ici 2030 et de 0 à 1900 MW d'ici 2035 avec une capacité de puissance continue.

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

➤ 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

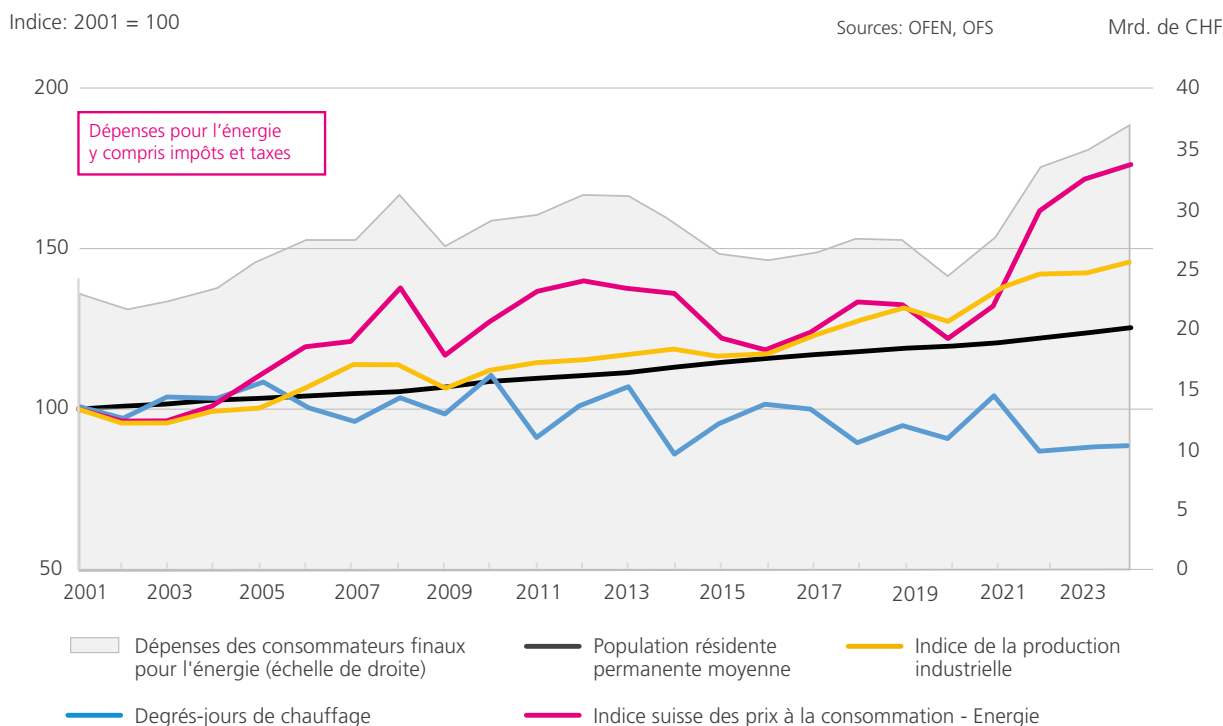


Figure 11: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en milliards de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés).

La **figure 11** présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 36,7 milliards de francs en 2024. En 2020, les dépenses avaient atteint leur niveau le plus bas depuis 2004 (24,1 milliards de francs). Depuis, elles ont fortement augmenté: en 2021 de 13% (pour un total d'environ de 27,3 milliards de francs), en 2022 de 22% (pour un total de 33,4 milliards de francs), en 2023 de 4% (à 34,6 milliards de francs) et en 2024 de 6%. L'augmentation des dépenses a été entraînée par la hausse des prix de l'énergie. L'indice partiel de l'indice suisse des prix à la consommation qui représente l'énergie a ainsi progressé d'environ 34% depuis 2021. La hausse a été particulièrement prononcée entre 2021 et 2024 concernant les dépenses pour l'électricité (75%) et pour le gaz (26%).

En 2024, les combustibles et les carburants fossiles (combustibles pétroliers, carburants, gaz, charbon)¹⁵ représen-

taient encore à peine la moitié des dépenses totales pour l'énergie, soit 17,3 milliards de francs – une part qui n'a plus été aussi basse depuis 1980. Environ 18,4 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité, les autres dépenses étant consacrées au bois et à la chaleur à distance (1,1 milliard de francs)¹⁶. Entre 2001 et 2020, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,3% par an en moyenne. De 2021 à 2024, période au cours de laquelle l'année de crise 2022 se distingue par des augmentations particulièrement élevées, les dépenses pour l'énergie ont fortement augmenté. En conséquence, elles ont été, en 2024, supérieures de 52% (ou 12,6 milliards) aux dépenses de l'année 2020. Le taux de croissance annuel des dépenses énergétiques entre 2001 et 2024 atteint ainsi 2%. La croissance de la production industrielle (1,6% par an) et de la population (0,9% par an) a contribué à cette évolution. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière sem-

¹⁵ En 2024, 4,8% de l'essence et du diesel consommés étaient d'origine biogène, c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas de produits pétroliers (Statistique globale suisse de l'énergie 2024, p. 1); en 2024, la part du biogaz indigène injecté est passée à 1,7% des importations de gaz (Statistique globale suisse de l'énergie 2023, tableau 23).

¹⁶ 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.).

blable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables (par ex. le parc de véhicules et le parc de logements). En d'autres termes, l'élasticité-prix à court terme de la demande est faible dans ce domaine. En raison de la pandémie de COVID-19, la consommation d'énergie a diminué en 2020, notamment celle de carburant. Compte tenu des prix bas, cela a entraîné des dépenses exceptionnellement faibles pour l'énergie. En 2021, les quantités consommées et les dépenses ont de nouveau augmenté et les années 2022 à 2024 ont été marquées par des prix en hausse et par les dépenses plus élevées en résultant.

Les quantités consommées de gaz et d'électricité ont reculé en 2022 et en 2023, surtout en raison des températures douces (faible nombre de degrés-jours de chauffage), puis ont de nouveau légèrement augmenté en 2024 pour ces deux agents énergétiques bien que le nombre de degrés-jours de chauffage reste faible, ou très légèrement plus élevé qu'en 2023. La consommation de carburant augmente continuellement depuis l'effondrement de 2020, mais n'a pas encore atteint le niveau de 2019. L'amélioration de l'efficacité énergétique peut modérer la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (sources: OFEN, 2025a / OFS, 2025).

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

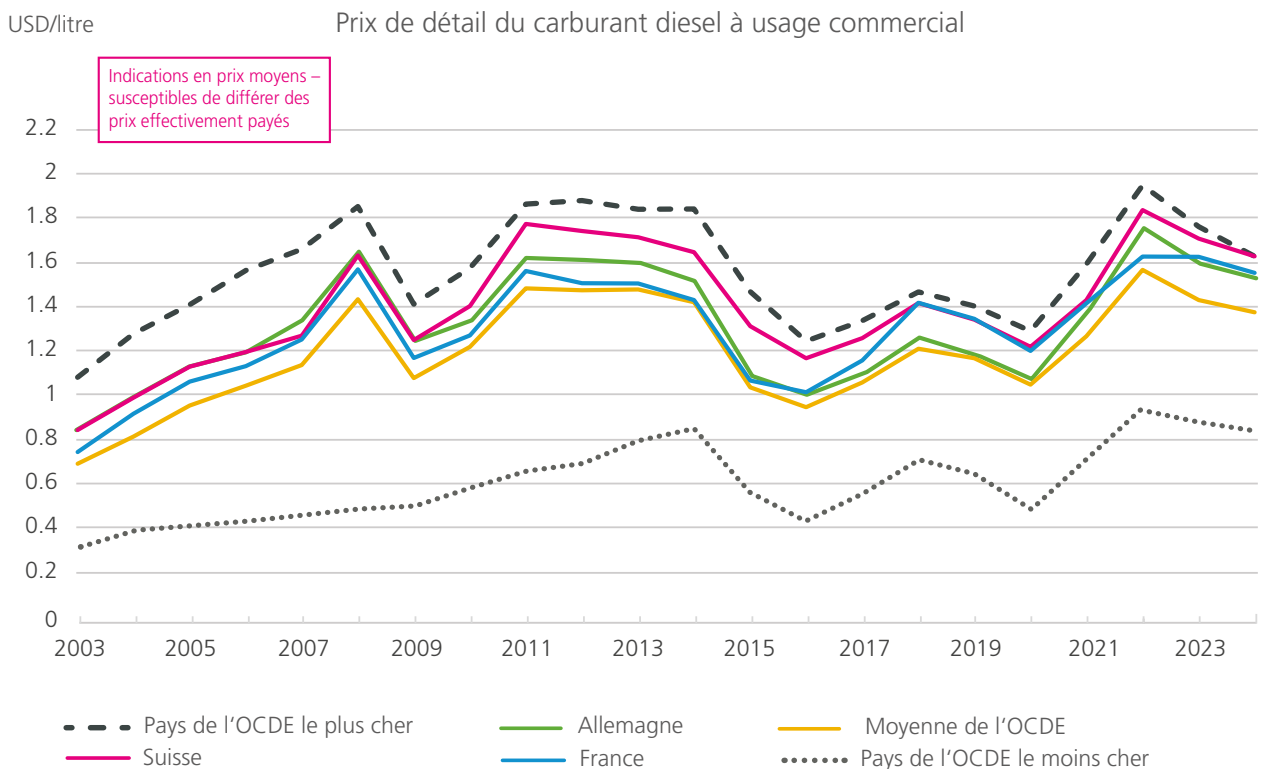
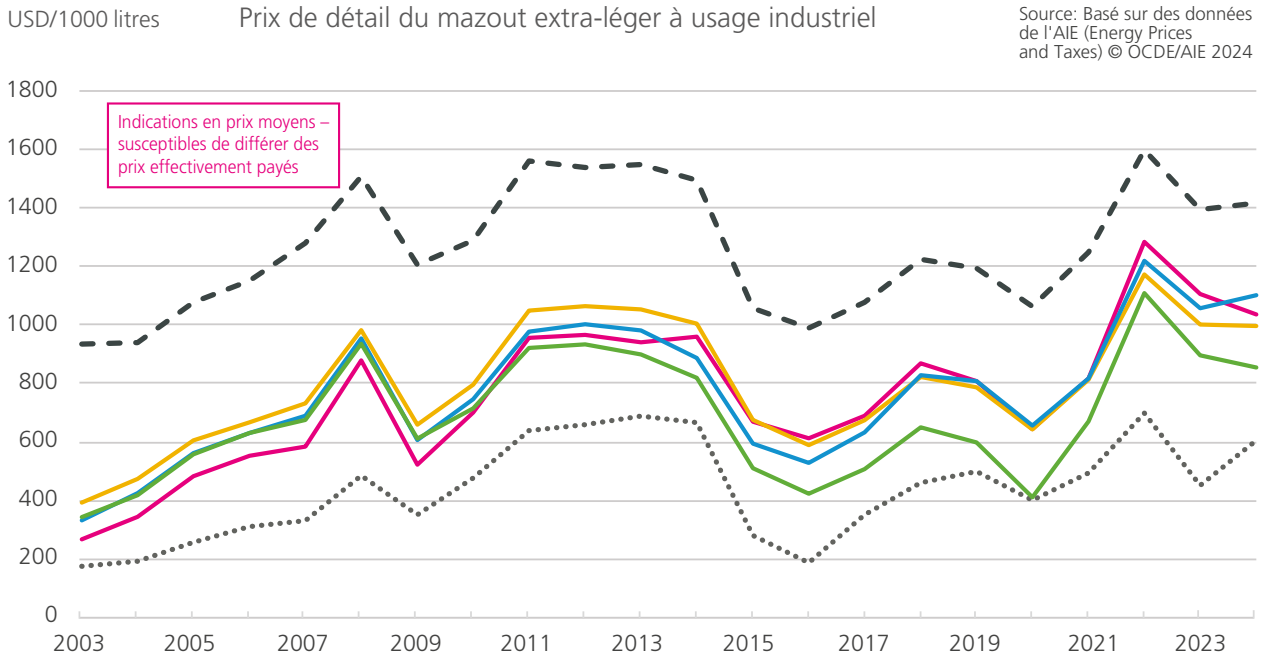


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change actuel)

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 2024 également, le prix du **mazout** suisse est resté supérieur à la moyenne de l'OCDE. En 2023 et en 2024, les prix mondiaux ont baissé par rapport au pic¹⁷ atteint en 2022. En Suisse, les baisses de prix ont été similaires à celles observées en Allemagne. En France, ils étaient en 2024 légèrement supérieurs à ceux observés en Suisse. Si l'on observe l'évolution au cours des ans, on constate que les prix ont toutefois augmenté un peu plus fortement en Suisse par rapport aux 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 120¹⁸ francs par tonne de CO₂. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour ré-

duire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Malgré cela, en 2024, les prix du mazout n'étaient que légèrement plus élevés en Suisse qu'en moyenne des pays de l'OCDE. Le prix du diesel en Suisse était, en 2024 aussi, légèrement supérieur à celui pratiqué en France et en Allemagne. Il est désormais le plus élevé en comparaison des pays de l'OCDE alors que les années précédentes, c'est en Finlande que le **diesel** était le plus cher. Les prix de ce produit pétrolier ont également baissé l'année dernière dans tous les pays sous revue ainsi qu'en moyenne des pays de l'OCDE. En France, les allègements fiscaux instaurés en 2022 pour le diesel sont arrivés à échéance l'an dernier. Depuis, les prix se situent approximativement au niveau de ceux de l'Allemagne (cf. *courbe bleue de la figure 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, 2025a).

¹⁷ On notera que les prix indiqués n'ont pas été corrigés de l'effet du renchérissement.

¹⁸ Ce montant est en vigueur depuis 2022.

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

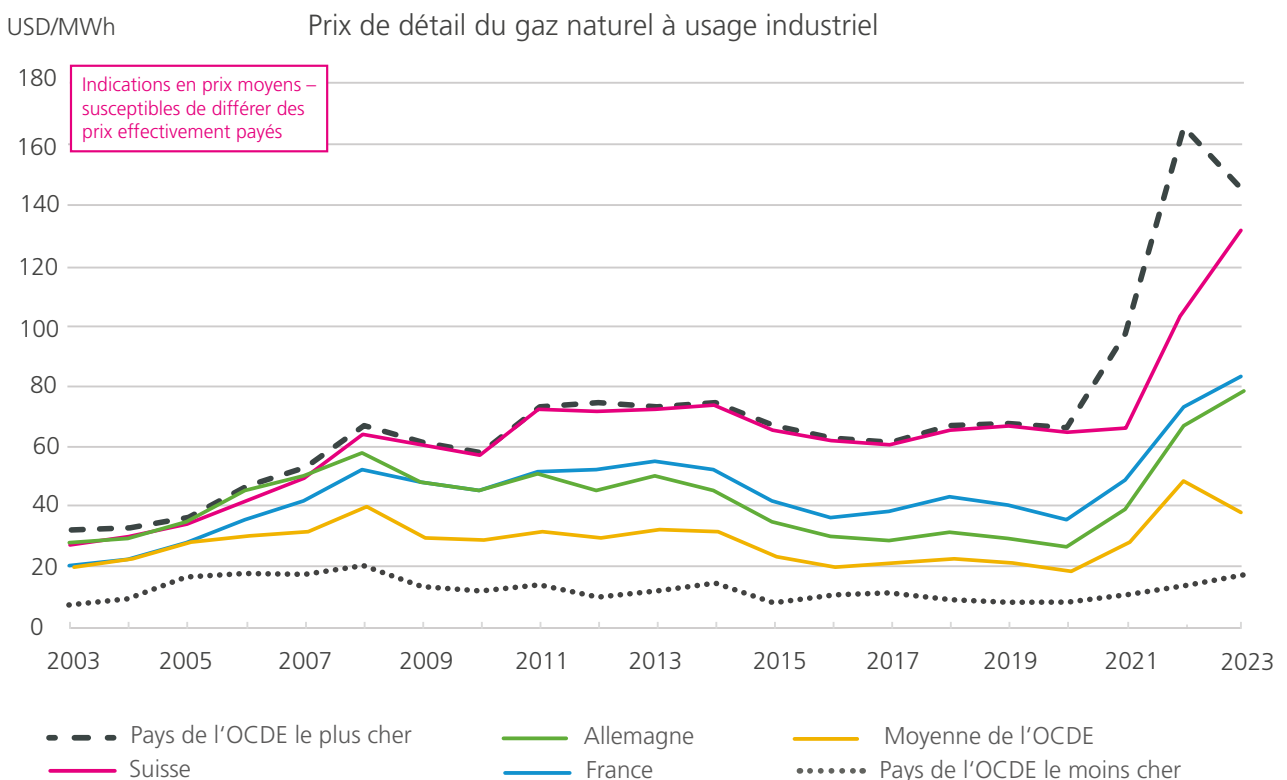
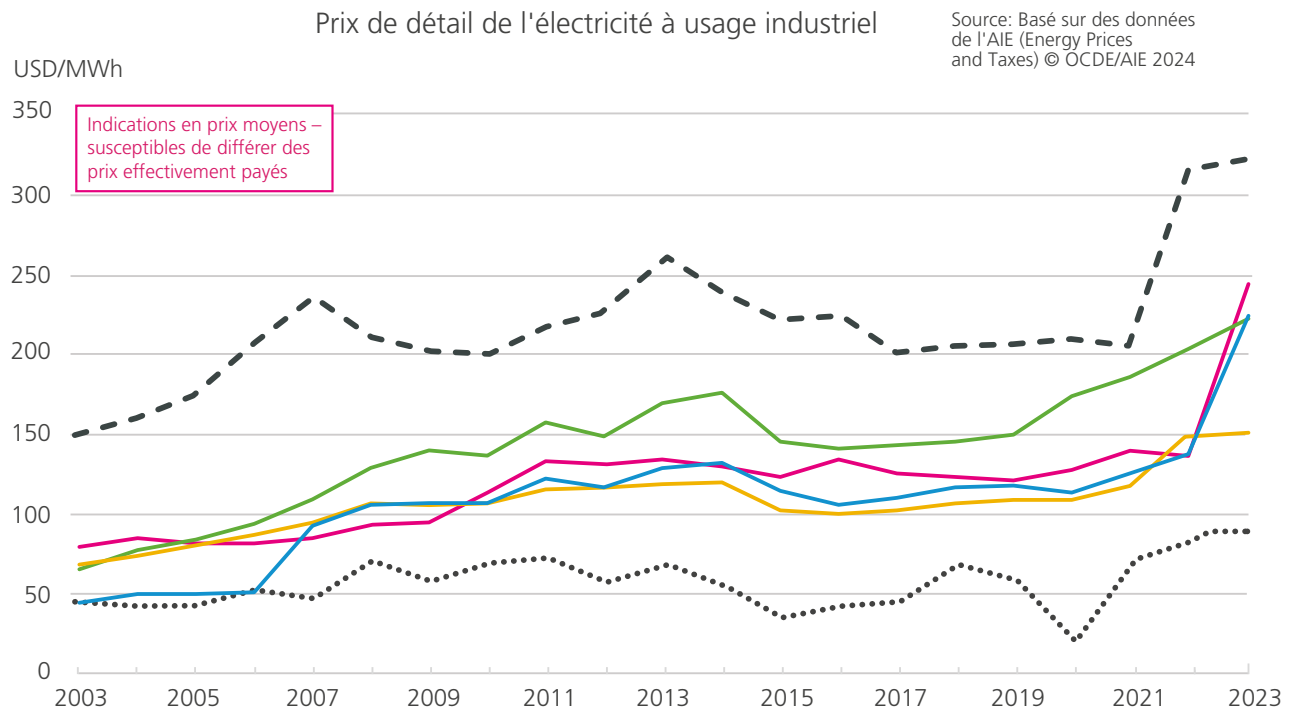


Figure 13: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité¹⁹ et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change actuel)

¹⁹ 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 d'influence, notamment des technologies employées dans la production, de la quantité d'électricité demandée et de sa flexibilité temporelle ou de la structure du marché. Ces facteurs sont tous influencés par la politique énergétique et se reflètent dans les prix des marchés de gros européens. Les évolutions observées en Europe influencent, de manière déterminante, aussi les prix sur le marché de gros en Suisse. En plus du prix pour l'énergie, les clients finaux paient également pour l'utilisation du réseau ainsi que des taxes. Jusqu'en 2020, les prix de l'électricité en Suisse sont restés en grande partie stables en comparaison 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, 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 2023²⁰ pour des raisons liées à la collecte des données. En 2024, les prix ont encore augmenté en Suisse alors qu'ils ont baissé dans certains pays comparables (France, OCDE). Les prix suisses étaient ainsi nettement supérieurs aux prix de l'Allemagne et de la France et aussi aux prix de la moyenne de l'OCDE. Les causes de cette évolution peuvent être variées: en 2023, la majeure partie de l'augmentation des prix était le fait de la hausse des prix du marché pour l'électricité sur les marchés de gros européens en 2022 et en 2023. En conséquence, les tarifs ont également augmenté en 2024 pour les clients de l'industrie dans l'approvisionnement de base. En Suisse, une grande partie des clients de l'industrie n'est toutefois pas dans l'approvisionnement de base, mais achète l'électricité sur le marché libre, comme leurs concurrents européens. En raison de l'approvisionnement échelonné sur plusieurs années de la plupart des entreprises, le niveau de prix plus élevé du marché de gros se répercute également de manière différée dans le temps sur les prix de détail payés et affichés par ces entreprises. Pour cette raison, le prix effectivement payé pour l'électricité peut en outre fortement s'écarter du prix moyen dans le présent rapport et, suivant la stratégie d'achat, dépend plus ou moins fortement des variations actuelles des prix. Les

prix de gros, qui ont baissé ces derniers temps, se manifesteront donc au cours des prochaines années de référence. Les chiffres ne tiennent pas compte du fait que les entreprises à forte consommation d'électricité peuvent se faire rembourser, en partie ou en totalité, le supplément de 2,3 ct / kWh perçu sur le réseau afin de promouvoir l'électricité issue des énergies renouvelables²¹. Le supplément de 1,2 ct / kWh, prélevé pour la première fois en 2024 pour le financement de la réserve d'électricité (force hydraulique, centrales de réserve), devrait aussi avoir contribué à l'augmentation des tarifs de l'électricité facturés à l'industrie, au même titre que les tarifs d'utilisation du réseau qui ont augmenté en 2024. Les différences de niveau entre les pays doivent toutefois être interprétées avec prudence, notamment parce que les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées de certaines taxes comprises dans le prix.

S'agissant du **gaz naturel**, les prix en Suisse sont nettement supérieurs à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE. La Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, 2011 et de 2013 à 2020. En 2021, la Suède a remplacé la Suisse en tant que pays le plus cher de l'OCDE, entre autres probablement à la suite de l'augmentation continue de la taxe sur le CO₂ dans ce pays au fil des ans (120 euros / tonne en 2024²²). En 2024, la Suisse était de nouveau le pays le plus cher de l'OCDE. Lors de l'établissement du présent rapport, le tarif facturé à l'industrie pour le gaz naturel en Suède n'était toutefois pas encore disponible dans la base de données de l'AIE. En Suisse, en France et en Allemagne, on constate de nettes hausses de prix en 2022 et en 2023, tandis que les prix ont légèrement baissé en 2024. Les prix plus élevés étaient provoqués principalement par la forte augmentation des prix sur le marché de gros européen en raison de l'agression russe contre l'Ukraine. Le fait que l'Europe doive importer davantage de gaz naturel liquéfié (GNL) crée une situation de concurrence entre l'Europe et l'Asie pour ces livraisons. Les prix du gaz européens s'alignent donc davantage sur les prix du gaz en Asie, qui étaient ces dernières années généralement plus élevés que les prix européens.

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

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

22 [Taxation du Carbone en Suède](#)

L'écart entre la Suisse et d'autres pays de l'OCDE est considérable, en particulier par rapport au Canada, le pays de l'OCDE où les prix étaient les moins élevés en 2024. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: en Amérique du Nord, les prix de gros sur le marché du gaz sont nettement plus bas qu'en Asie ou en Europe, en raison de la forte production de gaz sur le continent nord-américain. Pour pouvoir transporter le gaz naturel, par exemple depuis l'Amérique du Nord, l'Afrique australe ou la péninsule arabique vers l'Europe, il doit être liquéfié et acheminé par navires GNL. Le processus de liquéfaction du gaz naturel, en particulier, consomme beaucoup d'énergie et coûte donc cher. En Suisse, comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO₂ frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises²³ 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. Le 19 septembre 2025, le Conseil fédéral a mis en consultation un nouveau projet de loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), après que des modifications étendues aient été apportées au premier projet de l'automne 2024 à la suite de sa mise en consultation. La loi prévoit entre autres le libre accès au marché pour tous les consommateurs finaux, règle l'obligation de stocker du gaz pour l'hiver et comble des lacunes institutionnelles en prévoyant un responsable de la zone de marché qui coordonne le réseau de transport et en créant une autorité de régulation. Depuis juin 2020, le marché du gaz dans la région de Lucerne est par ailleurs entièrement ouvert à la suite d'une décision de la Commission de la concurrence (sources: OCDE / AIE, 2025a / Conseil fédéral, 2025l / COMCO, 2020).

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



23 Jusqu'en 2024, année constituant la base des chiffres, il s'agissait notamment des entreprises de certains secteurs dont la taxe est élevée par rapport à leur création de valeur, ce qui affecterait fortement leur compétitivité internationale; cf. ordonnance sur le 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.

► 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+2021+2022 / Feuille fédérale, 2022+2024). 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 personne, globalement, par secteurs et en perspective de l'évolution d'autres indicateurs pertinents. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'OFEV, conformément aux directives de la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à l'année 2023 incluse.

ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR PERSONNE ET PAR ANNÉE

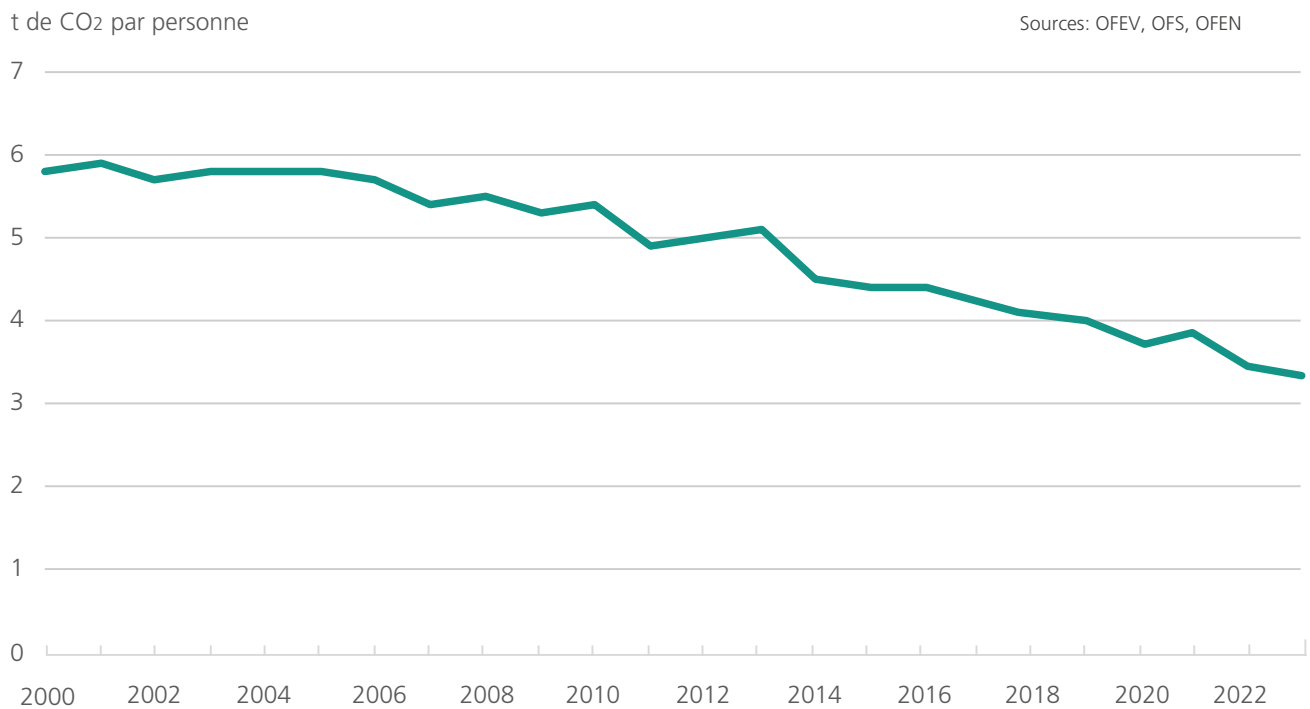


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par personne et par année (en tonnes de CO₂ par personne)²⁴

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). Cette valeur cible doit également être respectée 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 personne.

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par personne 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 liées à l'énergie. En 2023, les émissions indigènes liées à l'énergie par habitant se montaient à environ 3,4 tonnes, soit 41% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)²⁵. 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 personne doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici (sources: OFEV, 2025 / OFS, 2025 / OFEN, 2025a).

²⁴ 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.

²⁵ À titre de comparaison, les émissions indigènes de tous les gaz à effet de serre par personne étaient d'environ 4,6 tonnes en 2023. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,6 tonnes), cela correspond à une diminution d'environ 39%. En pourcentage, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par personne 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

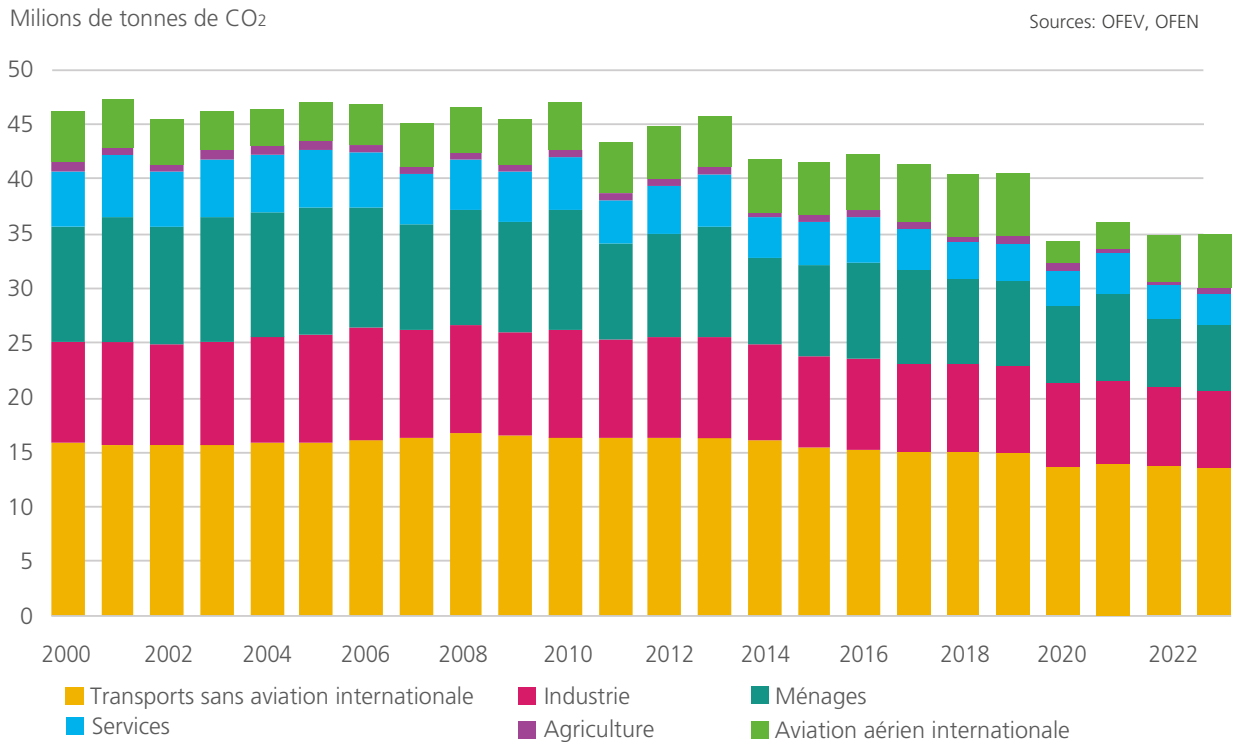


Figure 15: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO₂)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie proviennent de l'utilisation de combustibles et de carburants fossiles. La figure suivante présente leur volume total, ainsi que leur répartition par secteur de consommation.

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 15; y c. *transport aérien international*) atteignaient au total près de 35,1 millions de tonnes de CO₂ en 2023, soit tout juste 24% de moins qu'en l'an 2000.

▪ **Transports:** la plus grande partie de ces émissions (part: 39% en 2023, sans le transport aérien international) provient des transports, le trafic routier motorisé en produisant une large part²⁶. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé de près de 2 millions de tonnes entre l'an 2000 et 2023. Après un fléchissement au début des années 2000, les émissions du transport aérien international n'ont cessé de progresser depuis

2005 et représentaient 5,7 millions de tonnes de CO₂ en 2019. En raison de la pandémie de COVID-19, elles ont toutefois fortement reculé en 2020. Avec 4,2 millions de tonnes de CO₂ en 2022 et 5 millions de tonnes de CO₂ en 2023 (part: 14%), elles étaient encore nettement inférieures aux valeurs antérieures²⁷.

▪ **Industrie:** les émissions de CO₂ liées à l'énergie de l'industrie (part: 20% en 2023) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une légère baisse depuis l'an 2000, en raison notamment de la bonne efficacité des mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. Les fluctuations au fil du temps sont avant tout liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques.

²⁶ Dans différentes publications, l'OFEN présente le pourcentage des émissions de gaz à effet de serre relevant des transports par rapport au total de ces émissions. Cette part correspond actuellement au tiers (33%) de ce total.

²⁷ Le transport aérien international ne figure pas dans le bilan international et n'est donc pas pris en compte lorsque l'on évalue la réalisation des objectifs de la politique climatique. S'il y était inclus, il représenterait environ 12% des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie. Au sein du secteur des transports, la part des émissions occasionnées par le transport aérien s'inscrirait à 37,6%.

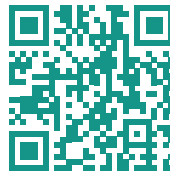
▪ **Ménages:** en ce qui concerne les ménages, les émissions (part: 17% en 2023) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis l'an 2000, les émissions ont diminué, bien que la surface habitable chauffée ait augmenté. Cette évolution témoigne également d'un gain d'efficacité et d'une substitution accrue vers des technologies pauvres en 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 froids et plus faibles les années où les températures sont plus clémentes à cette saison.

▪ **Services:** La même remarque s'applique au secteur des services, dans lequel les émissions de CO₂ liées à l'énergie (part: 8% en 2023) sont également en léger recul depuis l'an 2000, mais présentent des fluctuations observables dues aux conditions météorologiques.

▪ **Agriculture:** dans l'agriculture, les émissions de 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 2023). 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. La contribution du secteur des transports (sans le transport aérien international) a progressé (de 34% à 39%), tandis que celle des ménages a baissé (de 23% à 17%) (sources: OFEV, 2025 / OFEN, 2025a).

➔ 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

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

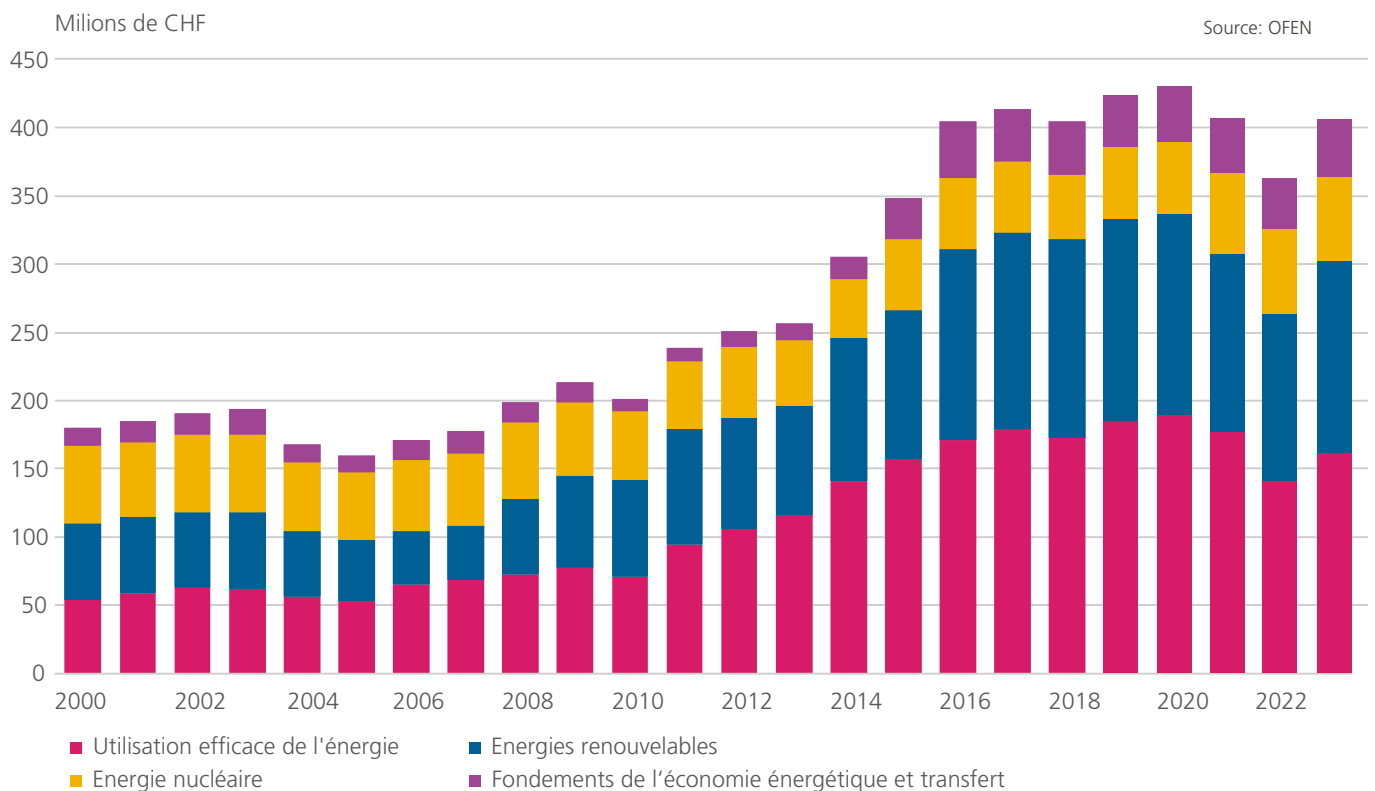


Figure 16: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)²⁸

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 na-

tionaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71)²⁹ du Fonds national suisse (FNS) de même que le développement ciblé des projets pilotes, de démonstration et des projets phares de l'OFEN ont fortement contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2023 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 406 millions de francs (2022: 365 millions de francs). Le recul observé en 2022 s'explique par le fait que le pro-

²⁸ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

²⁹ Programme | Programme national de recherche Énergie

gramme d'encouragement Énergie (SCCER) est arrivé à son terme en 2020. Le niveau de 2021 a été retrouvé en 2023, pour diverses raisons: les fluctuations de la participation à des programmes-cadres de l'UE, les appels à projets de l'initiative Flagship d'Innosuisse, qui comprenaient aussi des thèmes pertinents pour l'énergie en 2021 et en 2023, ainsi que l'augmentation des versements dans le cadre du programme d'encouragement SWEET.

Conformément aux priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie des dépenses sont réparties entre les domaines de recherche Utilisation efficace **de l'énergie** (39,9% en 2023) et **Énergies renouvelables** (34,3% en 2023). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche **Énergie nucléaire**

(fission nucléaire et fusion nucléaire) sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales ayant légèrement baissé par rapport à l'année précédente pour atteindre 15,4% en 2023 (16,6% en 2022). La part revenant au domaine de recherche **Fondements de l'économie énergétique et transfert** se montait à 10,2% (source: OFEN, 2024+2025c).

➤ 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

Pétrole: la production mondiale de pétrole a continué d'augmenter en 2024. L'Agence d'information sur l'énergie américaine (EIA) indique qu'elle était en moyenne mondiale de 102,62 millions de barils par jour. Selon les prévisions, l'augmentation devrait se poursuivre en 2025 pour atteindre 104,66 millions de barils par jour. Cette augmentation est en particulier due à une production en hausse dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+³⁰, les États-Unis ayant contribué de manière considérable à ce résultat et atteint un nouveau niveau record avec plus de 13,4 millions de barils par jour. Une nouvelle hausse modérée de la production américaine est attendue en 2025. Les quantités augmentent aussi dans d'autres États qui ne font pas partie de l'OPEP+, parmi lesquels le Brésil et la Norvège. L'OPEP+ a réduit sa production, une mesure prolongée en 2023 et en partie maintenue en 2024. En 2025, une augmentation de la production des pays de l'OPEP+ est toutefois à l'ordre du jour, surtout si les prix du pétrole restent bas. Dans l'ensemble, la croissance plus forte de la production, en particulier dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+, entraîne un excédent d'offre sur le marché pétrolier en 2025, la croissance de la demande mondiale étant plus faible qu'au cours des années de reprise qui ont suivi la pandémie de COVID-19. En 2024, la demande mondiale avait atteint un niveau record. Cette année-là, différents facteurs l'ont influencée. La croissance économique mondiale est restée modérée, ce qui a aussi tempéré le prix du pétrole, au même titre que l'augmentation de l'offre en raison des quantités produites dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP+. La demande continue d'être tirée par les pays non-membres de l'OCDE. Selon l'EIA, l'Inde va contribuer de manière déterminante à l'augmentation de la demande au niveau mondial; elle est responsable d'environ un quart de la croissance mondiale de la demande en 2024 / 25. Dans ce pays, la demande de carburant, en particulier, est en augmentation, tandis que sur les marchés établis (entre autres la Chine, l'UE et le Japon), la part croissante de véhicules électriques et les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique limitent la consommation de pétrole. Le recul de la demande obser-

vé dans ces pays compense en partie la croissance enregistrée dans les pays émergents.

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

Charbon: avec une augmentation à plus de 9 milliards de tonnes, la production mondiale de charbon a atteint un sommet record en 2024. Les principaux moteurs de cette croissance ont été la Chine, qui produit toujours un peu plus de la moitié du charbon mondial, ainsi que l'Inde, où la production a également connu une forte hausse. Dans les pays industrialisés tels que les États-Unis et en Europe, en revanche, la production et la consommation ont fortement reculé. Les moteurs de la demande de charbon restent les besoins élevés en électricité dans les pays émergents – malgré les prix plus élevés du CO₂ – et une production d'électricité fluctuante à partir de sources renouvelables. L'AIE s'attend, en 2025, à voir stagner la production de charbon au niveau élevé de 2024 (sources: OCDE / AIE 2025b+c+d).

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

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: les contrats annuels jusqu'en 2028 se situent entre 70 et 80 euros par tonne de CO₂. En 2024, les prix du CO₂ ont fluctué entre 50 et 75 euros par tonne de CO₂. En raison des prix du CO₂ plus bas au début de 2024, la production d'électricité avec du gaz était légèrement meilleur marché, mais a été quelque peu évincée par la production d'électricité à base de charbon en raison de l'augmentation des prix du gaz au deuxième semestre de l'année. Cette évolution a accru la demande de certificats de CO₂.

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

La part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité mondial a augmenté en 2024 à plus

de 30% et devrait, en 2025, dépasser pour la première fois la part du charbon. La production renouvelable estimée pour 2024 s'élève à 9848 TWh (2023: 8958 TWh). L'AIE s'attend à ce que la production électrique à partir de charbon diminue légèrement pour la première fois en 2025, après une hausse qui était encore de 0,8% en 2024. Le recul de la production électrique à partir de charbon devrait être très important aux États-Unis et en Europe, mais il sera sans doute plus ou moins compensé par une augmentation en Asie. Selon l'AIE, les combustibles fossiles sont la principale source d'énergie pour la production d'électricité aux États-Unis³¹, le gaz naturel étant la source la plus importante en 2024 (env. 43%), suivi par les énergies renouvelables (24%), le nucléaire (18%) et le charbon (15%). En 1990, les sources renouvelables ne représentaient qu'environ 12% de la production d'électricité. Depuis 2008, le gaz naturel remplace progressivement le charbon: aujourd'hui, la part du gaz naturel est presque trois fois plus élevée que celle du charbon.

Après que la consommation d'électricité de l'UE a diminué pour la deuxième année consécutive en 2023 (3% par rapport à 2022), elle a légèrement augmenté en 2024 (1%). Cette évolution est principalement due à l'électrification croissante et au développement des centres de données. Après les sommets historiques enregistrés par les prix de l'électricité en 2022, la situation s'est sensiblement améliorée sur le marché depuis, ce qui a conduit à une baisse des prix de gros de l'électricité. En 2024, l'indice des prix de l'électricité européen³² était en moyenne de 74 euros par MWh – soit 22% inférieur à 2023. Sur une base annuelle, les prix se sont établis entre 36 euros par MWh en Suède et 109 euros par MWh en Irlande. En comparaison annuelle, les plus grandes baisses de prix au niveau national ont été observées en France (-40%) et en Suède (-30%) (sources: OCDE / AIE 2025e / COM 2025b+c).

³¹ [U.S. electricity generation mix by source 2024 | Statista](#)

³² [Indice du prix de gros moyen de l'électricité sur le marché européen](#)

ÉVOLUTIONS DANS L'UE

Après l'élection du Parlement européen en juin 2024, la nouvelle Commission européenne présidée par Ursula von der Leyen a entamé ses travaux à fin 2024. Le nouveau commissaire européen à l'énergie et au logement, le Danois Dan Jørgensen, a été confirmé par le Parlement en novembre 2024. Ursula von der Leyen a fixé les nouvelles priorités de la Commission européenne pour les cinq prochaines années dans le programme stratégique 2024–2029³³. Ces priorités portent entre autres sur le renforcement de la compétitivité, sur l'approfondissement du marché unique et sur la poursuite de la transition écologique. Le rapport publié en septembre 2024 par Mario Draghi sur l'avenir de la compétitivité de l'UE³⁴ a joué un rôle important dans l'élaboration du programme d'Ursula von der Leyen. Concernant le secteur de l'énergie, ce rapport met l'accent sur la planification centralisée et sur les grands investissements et identifie l'énergie comme l'un des principaux facteurs du retard concurrentiel de l'UE par rapport à d'autres régions du monde.

S'agissant de la politique énergétique, la nouvelle Commission de l'UE met davantage l'accent sur la compétitivité économique, sur la mise en œuvre pratique des mesures existantes et sur le renforcement de la résilience économique et géopolitique. Un objectif central reste la sécurité d'approvisionnement, en particulier dans le contexte des tensions géopolitiques actuelles. La diversification des sources d'énergie, le développement de l'infrastructure pour les énergies renouvelables et l'hydrogène ainsi que les partenariats énergétiques stratégiques avec des États tiers sont prioritaires. Parallèlement, l'extension et l'intégration des réseaux d'électricité et de gaz sont accélérées afin d'assurer un approvisionnement en énergie flexible et stable. À cela viennent s'ajouter les objectifs de politique industrielle, qui visent à améliorer les conditions-cadres pour les industries qui consomment beaucoup d'énergie et renforcer la position de l'Europe en tant que site pour les technologies respectueuses du climat. En font notamment partie les investissements dans l'hydrogène vert, le stockage du CO₂ (CCS), les technologies de stockage innovantes et la promotion des approches neutres à l'égard de la technologie, par exemple l'énergie nucléaire. Un autre accent est placé sur l'accélération des procédures de planification et d'appro-

bation pour les projets d'infrastructure énergétique ainsi que sur la suppression des obstacles réglementaires. Cela devrait non seulement permettre de réduire le retard pris dans la mise en œuvre des projets existants, mais aussi d'accroître l'acceptation de la transition énergétique par la population.

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

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

La Boussole pour la compétitivité publiée le 29 janvier 2025 par la Commission de l'UE reprend les trois piliers du rapport Draghi – encourager l'innovation, décarboniser l'économie et renforcer sa compétitivité, réduire les dépendances pour asseoir la sécurité économique – et s'appuie sur le Pacte vert. L'énergie constitue un thème transversal central. Pour promouvoir l'innovation, la Commission de l'UE mise sur des investissements ciblés, notamment par l'intermédiaire du programme TechEU (entre autres pour le stockage de l'énergie) ainsi que sur les applications d'IA dans le secteur énergétique

³³ *Priorities 2024–2029 – European Commission* (https://commission.europa.eu/priorities-2024–2029_en)

³⁴ Draghi, Mario: *The future of European competitiveness, Part A+B*, septembre 2024.

et de meilleures conditions-cadres pour les technologies propres. Dans le domaine de la décarbonisation et de la compétitivité, l'accent est placé sur l'énergie à prix abordable. Le Pacte pour une industrie propre et le Plan d'action pour une énergie abordable (voir ci-dessous) visent à réduire les dépendances énergétiques de nature structurelle, à renforcer les investissements dans les réseaux et à encourager les nouveaux instruments de marché. Pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, la Commission de l'UE a par ailleurs annoncé un Pacte pour la Méditerranée³⁵ qui vise à encourager les énergies renouvelables dans la région. Elle prévoit également l'achat commun de matières premières et un plan pour arrêter complètement les importations d'agents énergétiques russes (feuille de route REpowerEU).

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

³⁵ L'UE prévoit d'encourager le développement des énergies renouvelables, entre autres en Algérie, au Maroc, en Tunisie et en Égypte et de les rendre exploitables pour l'UE.

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**, les pays signataires se sont réunis en novembre et en décembre 2024 à l'occasion de la 29^e conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Baku (COP29). Lors de la conférence, un nouvel objectif financier collectif a été adopté pour la période après 2025. Les États se sont mis d'accord sur un nouvel objectif financier de 300 milliards de dollars par an, à atteindre à partir de 2035. Cet accord permettra de renforcer les investissements dans les mesures de protection du climat et de soutenir, en particulier, les pays les plus pauvres. La COP29 a par ailleurs permis l'adoption de règles efficaces applicables à la mise en œuvre du mécanisme de marché mondial. Ce mécanisme permet aux pays de réaliser, dans le cadre de l'accord sur le climat, des projets de protection du climat à l'étranger et d'imputer les réductions d'émissions obtenues à leur propre objectif climatique. La Suisse a œuvré à l'instauration de règles qui préviennent un double décompte des réductions d'émissions et établissent un marché efficace pour la réduction des émissions.

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

regroupe actuellement 198 parties et a été ratifiée par 195 États ainsi que par l'UE.

La Suisse a signé l'Accord de Paris en 2015 et l'a ratifié à l'automne 2017. Elle a annoncé un engagement de réduction des gaz à effet de serre de 50% à l'horizon 2030 par rapport à 1990. En vue de mettre en œuvre l'accord sur le plan national d'ici 2030, une révision partielle de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2024 est entrée 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. L'Accord de Paris engage par ailleurs tous les États à présenter, tous les cinq ans, leurs contributions déterminées au niveau national («Nationally Determined Contributions», NDC). Il s'agit d'objectifs climatiques définis au niveau national, avec lesquels les États s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. La Suisse a transmis dans les délais, en janvier 2025, son NDC actualisé avec les objectifs pour l'horizon 2035. Fin mars 2023, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son rapport de synthèse du 6^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. (sources: Conseil fédéral, 2024I+2021 / OFEV, 2024 / IPCC, 2021+2023).

COOPÉRATION INTERNATIONALE DE LA SUISSE DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE

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

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

Avec l'accord sur l'électricité, la Suisse reprend **l'acquis européen en matière d'électricité** avec les exceptions et précisions mentionnées dans l'accord. L'acquis de l'UE en matière d'électricité est, pour l'essentiel, composé du paquet de mesures de l'UE pour une énergie propre de 2019 et englobe le Règlement sur le marché intérieur de l'électricité (UE / 2019 / 943) et la Directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (UE / 2019 / 944), le Règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité (UE / 2019 / 941), le Règlement instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (UE / 2019 / 942) et le Règlement concernant l'inté-

grité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT, UE / 1227 / 2011). La Suisse reprendra également certaines parties de la Directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (UE / 2018 / 2011) et garantira un niveau élevé de protection de l'environnement dans le secteur de l'électricité, conformément aux six directives pertinentes de l'UE. Avec l'accord sur l'électricité en tant qu'accord sur le marché intérieur, les règles institutionnelles spécifiquement négociées par la Suisse avec l'UE en matière de surveillance juridique, d'application du droit et de règlement des différends s'appliqueraient également, et la Suisse garantirait, conformément à l'approche dite «à deux piliers», une surveillance indépendante des aides dans le domaine de l'électricité, mais équivalente à celle de l'UE.

La Suisse mettrait en œuvre l'accord sur l'électricité en deux étapes. La première étape consiste à modifier la LApEl, la LEnE et la Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE) et coïncide avec l'entrée en vigueur de l'accord. Elle comprend les éléments essentiels au fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, entre autres pour le couplage du marché suisse au marché européen ainsi que l'ouverture du marché à toutes les consommatrices finales et à tous les consommateurs finaux. Cette ouverture leur donne le droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les consommatrices finales et les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à un certain seuil par an aurait le droit de rester dans un approvisionnement de base régulé avec des prix régulés. L'ouverture du marché pour toutes les consommatrices finales et tous les consommateurs finaux serait accompagnée de mesures étendues destinées à garantir que le marché fonctionne et à protéger les consommatrices et les consommateurs. La première étape comprend entre autres aussi des directives supplémentaires pour le désenchevêtrement de la gestionnaire de réseau de transport Swissgrid, pour les grands gestionnaires de réseau de distribution comptant plus de 1000 000 clients, des

adaptations de l'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité produite par de petites installations et des règles relatives à la surveillance et à la transparence dans le secteur de l'électricité. Une deuxième étape débutera au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur de l'accord sur l'électricité. Elle englobera d'autres éléments techniques de la régulation du marché et du réseau. La compétence de régulation des tarifs du réseau devrait en outre être cédée à l'ElCom au plus tard cinq ans après l'entrée en vigueur de l'accord.

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

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales** dans le domaine énergétique et climatique. Dans le cadre d'une visite de travail en Norvège en juin 2025, le conseiller fédéral Albert Rösti a signé avec le ministre norvégien de l'énergie Terje Aasland un accord sur le stockage du CO₂. Cet accord permet l'exportation et le stockage de CO₂ suisse en Norvège ainsi que le commerce de CO₂ retiré de l'atmosphère (appelé «émissions négatives»). Les entreprises suisses pourront ainsi acheter des émissions négatives à la Norvège et inversement, et ce conformément aux normes internationales de l'Accord de Paris. En septembre 2025, des accords similaires ont été conclus avec le Danemark, qui permettent l'exportation et le stockage durable de CO₂ suisse dans ce pays. Dans le domaine des énergies renouvelables, la Suisse observe le développement de l'hydrogène vert et la mise en place de la future

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

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

Ces dernières années, la Suisse a en outre participé activement aux négociations sur la modernisation du Traité sur la Charte de l'énergie (Energy Charter Treaty, ECT) du 17 décembre 1994, un accord multilatéral visant à en-

courager le commerce, les investissements et l'efficacité dans le secteur de l'énergie³⁶. En décembre 2024, après presque quatre ans de négociations, la Conférence de la Charte de l'énergie – l'instance dirigeante suprême du traité – a définitivement adopté la réforme. Bien qu'entretemps, l'UE, EURATOM et plusieurs États membres de l'UE, dont l'Allemagne, la France et l'Espagne, se soient retirés, la réforme est largement soutenue sur le plan international. Une majorité des États membres de l'UE fait toujours partie de l'ECT. La nouvelle mouture du traité modernise les dispositions relatives à la protection des investissements, conformément aux développements dans les forums multilatéraux et à la pratique contractuelle dans les accords bilatéraux d'investissement, accroît l'intégrité et la transparence dans le règlement des litiges et précise le droit des États de réguler dans l'intérêt public. La possibilité d'exclure les agents énergétiques fossiles de la protection des investissements a été introduite pour les parties au traité qui le souhaitent. La Suisse utilise cette

possibilité de façon ciblée pour exclure les agents énergétiques particulièrement nuisibles au climat. Le traité modernisé correspond au mandat de négociation du Conseil fédéral et il est dans l'intérêt de la Suisse. Il est prévu que le Conseil fédéral ouvre la consultation ordinaire sur la ratification du traité modernisé au début de l'année prochaine (sources: Conseil fédéral 2022b+2023b+2024e+f+g+m+2025a+b) / DETEC, 2024+2025 / OFEN 2025d).

➔ Informations complémentaires sur le champ thématique **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL**
(version détaillée du rapport de monitoring)



³⁶ *Traité sur la Charte de l'énergie, RS 0.730.0*

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

COM(2015) 80 final:	Communication de la Commission européenne, «Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique»
COM(2016) 860 final:	Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
COM(2021) 550 final:	Communication de la Commission sur le Paquet «Ajustement à l'objectif 55»: atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.
COM(2022) 230 final:	Communication de la commission, Plan REPowerEU.
COM(2025) 30 final:	Communication de la Commission européenne, «Une boussole pour la compétitivité de l'UE».
COM(2025) 79 final:	Communication de la Commission européenne, «Plan d'action pour une énergie abordable»
COM (2025a):	Communiqué de presse de la Commission européenne du 16 juin 2025, «New Energy Union Task Force to reinforce pan-European energy cooperation».
COM (2025b):	Communiqué de presse de la Commission européenne du 19 janvier 2025, «An EU Compass to regain competitiveness and secure sustainable prosperity».
COM (2025c):	Communiqué de presse de la Commission européenne du 17 juin 2025, «Commission proposes gradual phase-out of Russian gas and oil imports into the EU».
COMCO (2020):	Commission de la concurrence, Communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
Conseil fédéral (2021a):	Stratégie climatique à long terme de la Suisse.
Conseil fédéral (2022):	Message relatif à la révision de la loi sur le CO ₂ pour la période postérieure à 2024, FF 2022 2651.
Conseil fédéral (2023a):	Message relatif à la modification de la loi sur l'énergie (dénommé «projet de loi pour l'accélération des procédures»), FF 2023 1602.
Conseil fédéral (2023d):	Communiqué de presse du 8 novembre 2023, Le Conseil fédéral discute des options possibles concernant le Traité sur la Charte de l'énergie.
Conseil fédéral (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):	Communiqué de presse du 28 août 2024. Initiative «Stop au blackout»: Le Conseil fédéral propose un contre-projet indirect.
Conseil fédéral (2024l):	Communiqué de presse du 20 septembre 2024. COP29 sur le climat: Le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.
Conseil fédéral (2024m):	Communiqué de presse du 20 novembre 2024. Le Conseil fédéral approuve la modernisation du Traité sur la Charte de l'énergie.
Conseil fédéral (2024n):	Communiqué de presse du 20 novembre 2024. Le Conseil fédéral met en vigueur le premier volet de la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr.
Conseil fédéral (2025a):	Communiqué de presse du 13 juin 2025. Paquet Suisse-UE: Le Conseil fédéral approuve les accords et lance la procédure de consultation.
Conseil fédéral (2025b):	Communiqué de presse du 14 mai 2025. Accord sur l'électricité: Le Conseil fédéral fixe les principaux points de la mise en œuvre.
Conseil fédéral (2025c):	Communiqué de presse du 13 août 2025. Initiative «Stop au blackout» – Le Conseil fédéral adopte le message concernant le contre-projet indirect.
Conseil fédéral (2025d):	Communiqué de presse du 21 mai 2025. Le Conseil fédéral transmet le message concernant l'accélération du développement des réseaux électriques.
Conseil fédéral (2025e):	Communiqué de presse du 7 mars 2025: Le Conseil fédéral ouvre la procédure de consultation concernant la prolongation de l'ordonnance sur une réserve d'hiver.
Conseil fédéral (2025f):	Communiqué de presse du 19 septembre 2025: Nouvelle consultation relative à la loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz.
DETEC (2024):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
DETEC (2025):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
EICom (2025a):	Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2024.
EICom (2025b):	Commission fédérale de l'électricité, Capacité de production hivernale – mise à jour – estimation de l'EICom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse d'ici 2030.
EICom (2025c):	Commission fédérale de l'électricité, Adéquation du système électrique en 2028, 2030 et 2035 (en allemand, résumé en français).
ENTSOE (2024):	European Resource Adequacy Assessment, 2024 Edition.
Feuille fédérale 2017:	Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2017 7485.
Feuille fédérale (2022):	Loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique, FF 2022 2403.

Feuille fédérale (2023):	Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2023 2301.
Feuille fédérale (2024):	Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO ₂ , FF 2024 686.
Feuille fédérale (2025):	Message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques (Accélération de l'extension et de la transformation des réseaux électriques), FF 2025 1832.
GRD (2024):	Collecte de données sur la consommation propre et les composants de réseau intelligents auprès des gestionnaires de réseaux de distribution (sur mandat de l'OFEN).
IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6 ^e Rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.
IPCC (2023):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
OCDE / AIE (2025a):	Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2024.
OECD / IEA (2025b):	International Energy Agency, Oil 2025: Analysis and forecast to 2030.
OECD / IEA (2025c):	International Energy Agency, Global Gas Security Review 2024.
OECD / IEA (2025d):	International Energy Agency, Coal: Mid-Year Update 2025.
OECD / IEA (2025e):	International Energy Agency, Electricity: Mid-Year Update 2025.
OFAC (2025):	Office fédéral pour l'aviation civile, extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2024 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2024):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2023.
OFEN (2025a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale de l'énergie 2023.
OFEN (2025b):	Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2024.
OFEN (2025c):	Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2024.
OFEN (2025d):	Office fédéral de l'énergie, divers communiqués de presse de l'année 2025.
OFEN / EICom / OFAE (2022):	Étude concernant l'adéquation du système suisse à court terme pour l'hiver 2022 / 2023 (en allemand uniquement).
OFEN / Swissgrid (2025):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau
OFEV (2024): COP 29:	Office fédéral de l'environnement, communiqué de presse du 24 novembre 2024, accord sur un nouvel objectif financier pour les pays en développement.
OVEF (2025): 2023.	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse 2023.
OFS (2025):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STAT-POP) 2024.
OFS / OFEV / ARE (2025):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan (2020):	Perspectives énergétiques 2050+, sur mandat de l'OFEN.

Prognos / TEP / Infrac (2025a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2023 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
Prognos / TEP / Infrac (2025b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2023 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
Swissgrid (2015):	Réseau stratégique 2025.
Swissgrid (2025a):	Rapport annuel 2024.
Swissgrid (2025b):	Réseau stratégique 2040.
Universität 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 énergétique: 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 (en milliards de CHF, estimations) et des 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 actuel)
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 actuel)
46	Figure 14:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par personne et par année (en tonnes de CO ₂ par personne)
47	Figure 15:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂)
50	Figure 16:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

DECEMBRE 2025

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 / bfeenergiea

Images: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.monitoringenergie.ch