

STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050 RAPPORT DE MONITORING 2020 VERSION ABRÉGÉE



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

TABLE DES MATIÈRES

4 INTRODUCTION

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

- 8 Consommation énergétique finale par personne et par an
- 9 Consommation électrique par personne et par an
- 10 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)
- 11 Production hydroélectrique

▶ 12 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU**

- 13 Etat d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport
- 24 Enfouissement de lignes
- 26 Compteurs intelligents (smart meters)

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

- 28 Diversification de l'approvisionnement énergétique
- 29 Dépendance vis-à-vis de l'étranger
- 30 Adéquation du système

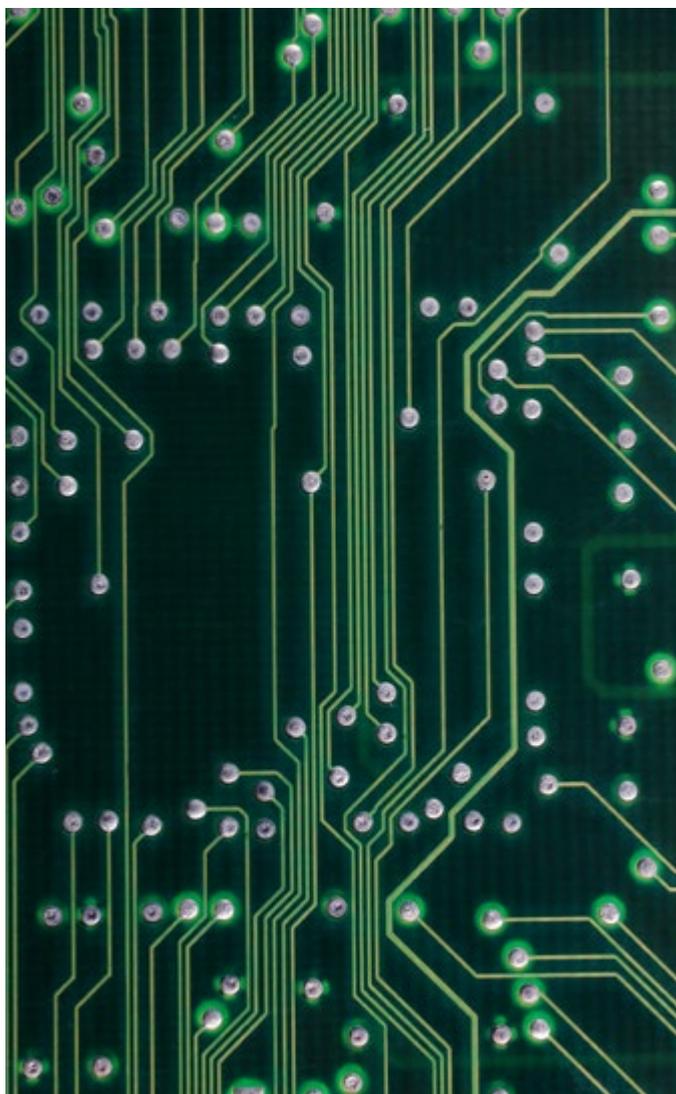




TABLE DES MATIÈRES

▶ 33 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉPENSES ET PRIX**

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

▶ 39 **CHAMP THÉMATIQUE** **EMISSIONS DE CO₂**

- 40 Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant
- 41 Emissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

▶ 42 **CHAMP THÉMATIQUE** **RECHERCHE ET TECHNOLOGIE**

- 43 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

▶ 44 **CHAMP THÉMATIQUE** **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL**

- 45 Evolution des marchés globaux de l'énergie
- 47 Evolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe»
- 49 Politique climatique internationale
- 51 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

52 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

55 TABLE DES ILLUSTRATIONS





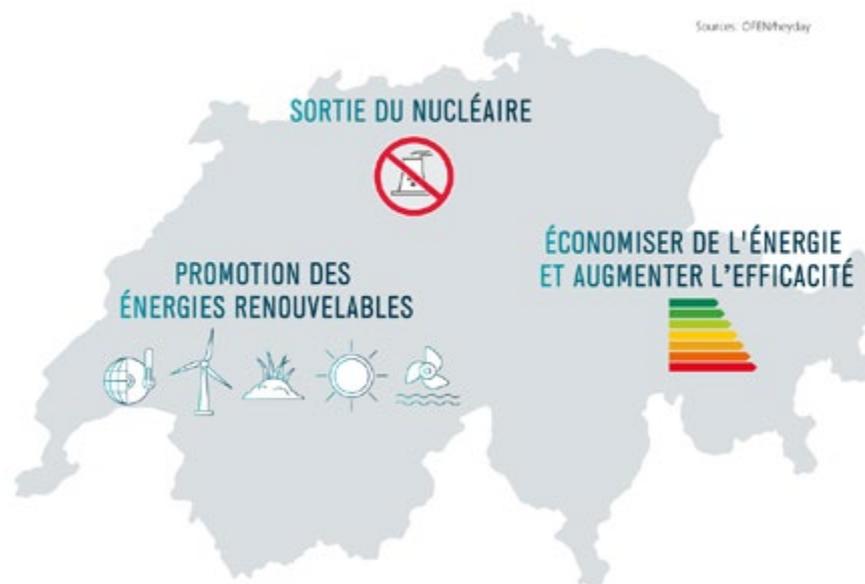
► INTRODUCTION

La Suisse a réorienté sa politique énergétique par la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie doit permettre de sortir progressivement de l'énergie nucléaire et de transformer le système énergétique de la Suisse étape par étape d'ici à 2050, sans toutefois mettre en péril ni la sécurité d'approvisionnement élevée dont la Suisse a bénéficié jusqu'à présent ni le caractère peu coûteux de l'approvisionnement énergétique. À l'avenir, il faudra nettement améliorer l'efficacité énergétique, accroître la part des énergies renouvelables et réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie. En outre, plus aucune autorisation générale pour la construction de nouvelles centrales nucléaires ne sera accordée (Conseil fédéral, 2013).

Suite ►►►

Le peuple suisse a accepté la nouvelle législation sur l'énergie, en vigueur depuis 2018, lors du vote référendaire du 21 mai 2017. De plus, le Conseil fédéral propose, dans le cadre d'une modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité, d'ouvrir le marché de l'électricité pour tous les clients afin de renforcer la production décentralisée d'électricité et de mieux intégrer les énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. En outre, dans le cadre d'une révision proposée de la loi sur l'énergie, le Conseil fédéral souhaite prolonger les contributions d'encouragement destinées aux énergies renouvelables indigènes et les aménager de manière à favoriser la compétitivité. La branche de l'électricité aura ainsi la sécurité nécessaire en matière de planification et d'investissement, et la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sera renforcée (Conseil fédéral, 2020a+b+2018).

La Stratégie énergétique est étroitement liée à la politique climatique, car près des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent de l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. En l'espèce, l'attention se concentre sur la prochaine étape, à savoir la révision totale de la loi sur le CO₂ (Conseil fédéral, 2017) que le Parlement a approuvée lors de la session d'automne et qui prévoit la mise en œuvre de l'Accord de Paris sur le climat au niveau national jusqu'en 2030. La Suisse s'est engagée à réduire d'ici là de moitié ses émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990. Par ailleurs, se basant sur les dernières connaissances scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le Conseil fédéral a décidé le 28 août 2019 que, d'ici à 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (zéro émission nette). Parallèlement, il a chargé l'administration d'élaborer une Stratégie climatique 2050 correspondante à long terme (Conseil fédéral, 2019a).



La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Mené par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) en collaboration avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, le monitoring observe les évolutions et progrès déterminants, mesure le degré de réalisation des objectifs et étudie les coûts et les bénéfices économiques des mesures. Il permet également d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la loi sur l'énergie (LEne) et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEne). L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu), qui vise les rapports sur le développement de la technologie nucléaire, est également pertinent.

Le présent rapport de monitoring 2020 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2019)¹ traite des indicateurs et des parties descriptives choisis en les structurant selon les sept champs thématiques suivants (qui sont déduits de la Stratégie énergétique 2050, de la loi sur l'énergie et d'autres dossiers aux mains de la Confédération, notamment la stratégie Réseaux électriques, la politique climatique, le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée»):

► 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.

En outre, un compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'intention du Parlement est prévu; il traite des études approfondies concernant d'autres thèmes et problématiques et permet de dresser un état des lieux de la politique énergétique.

¹ À l'exception des marchés mondiaux de l'énergie, les indicateurs ne reflètent pas encore les conséquences éventuelles de la pandémie de Covid-19 sur le secteur de l'énergie.

► 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 remplacer partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie (LEne) concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne aux horizons 2020 et 2035 ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables aux horizons 2020 et 2035 de même que de la production électrique hydraulique à l'horizon 2035².

² Les valeurs indicatives mentionnées ci-après se réfèrent à celles qui figurent dans la loi sur l'énergie en vigueur. Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique «Zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050», ces valeurs sont réexaminées dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques mises à jour.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

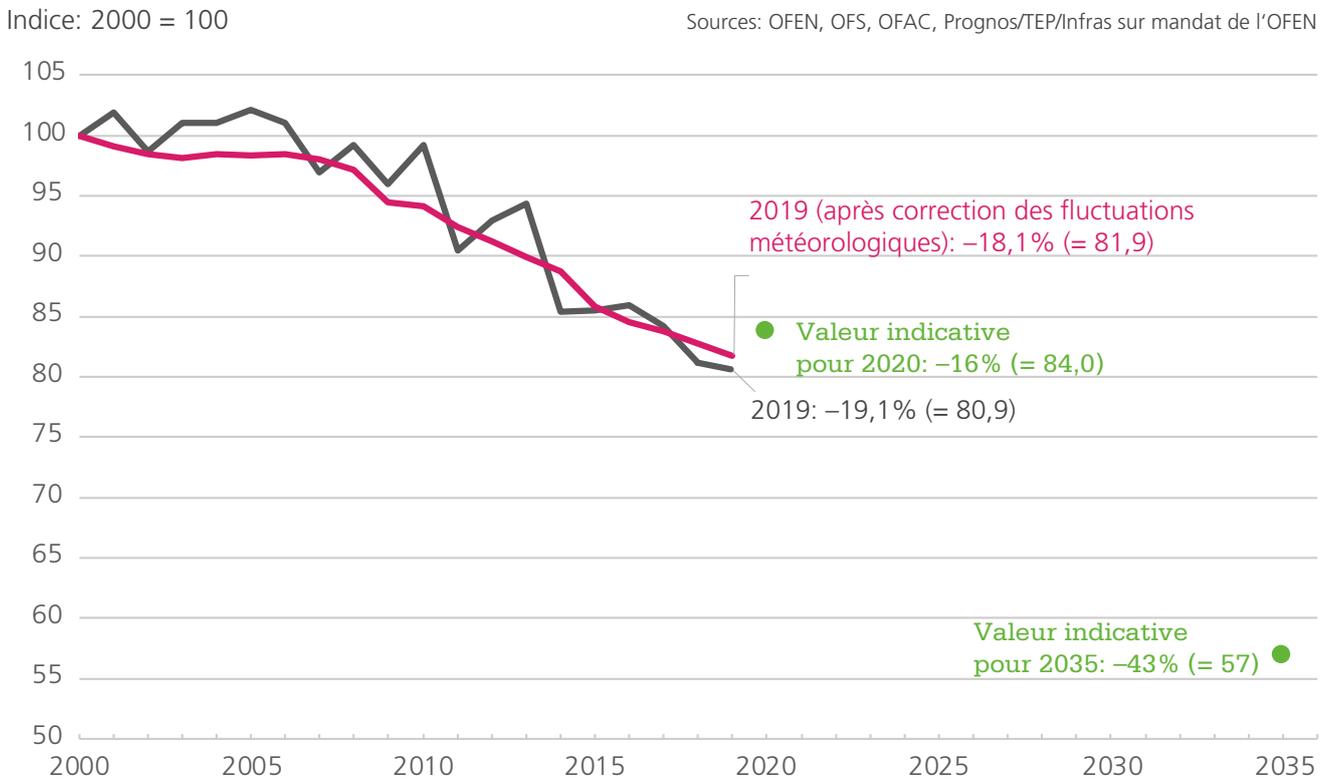


Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale³ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis 2000, comme le montre la **figure 1**. Cette diminution découle du fait que la consommation énergétique finale en chiffres absolus était de 1,5% plus basse en 2019 qu'en 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 19,4% durant ce laps de temps. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par habitant par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi sur l'énergie, de 16% jusqu'en 2020 et de 43% à l'horizon 2035. En 2019, la consommation énergétique par habitant était de 87,1 gigajoules (0,024 GWh), soit 19,1% de moins qu'en 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 18,1%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (cf. *courbe rouge*). À l'avenir, la consommation énergétique finale par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative prévue pour 2035. Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,4% par an. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a progressé de 0,3%

en 2019 par rapport à l'année précédente, principalement en raison des températures plus basses, qui ont entraîné une hausse de la demande de chauffage. Sur l'ensemble de la période considérée de 2000 à 2019, la consommation a été renforcée par les effets de quantité, à savoir 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 effets stimulant la consommation ont été compensés en particulier par des mesures politiques et par le progrès technologique, qui tendent toujours plus à réduire la consommation depuis 2000. Entre 2000 et 2019, la substitution du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante et le bois, a également induit une baisse de la consommation. S'agissant des carburants, on constate jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel; depuis, cet effet est de nouveau plus faible (sources: OFEN, 2020a/OFS, 2020/OFAC, 2020/Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

³ Sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs de gazoduc de transit du gaz naturel, sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

CONSOMMATION ÉLECTRIQUE PAR PERSONNE ET PAR AN

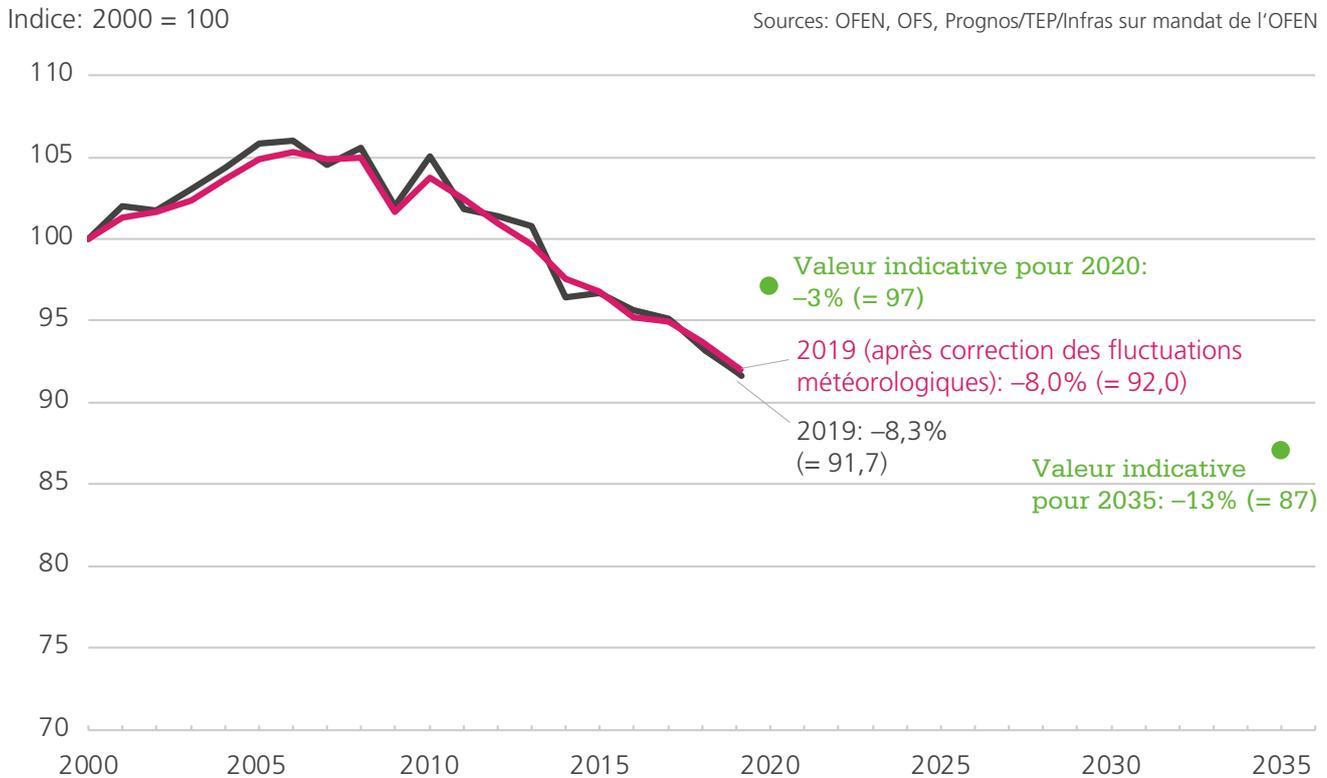


Figure 2: Évolution de la consommation électrique⁴ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par habitant a augmenté entre 2000 et 2006, puisque la consommation d'électricité 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 a fléchi de 1,0% entre 2006 et 2019, alors que l'effectif de la population progressait de 14,6% pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique. Selon la loi sur l'énergie, la réduction visée de la consommation électrique par habitant est de 3% d'ici à 2020 et de 13% jusqu'en 2035 par rapport à l'année de référence 2000. En 2019, la consommation d'électricité par habitant était de 23,6 gigagoules (0,007 GWh), soit 8,3% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 8,0% (cf. *courbe rouge*). La valeur indicative fixée pour 2020 est donc déjà dépassée. À l'avenir, la consommation électrique par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 0,4% par an pour pouvoir atteindre la

valeur indicative prévue pour 2035 (-13%). Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,0% par an. En 2019, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a reculé de 0,8% par rapport à l'année précédente, principalement grâce au progrès technique et aux mesures politiques. Les températures plus basses n'ont augmenté que de peu la consommation d'électricité. Des effets de quantité, surtout, et dans une moindre mesure des facteurs structurels (p. ex. les différences de taux de croissance entre les branches) ont contribué sur le long terme à l'augmentation de la consommation électrique durant toute la période de 2000 à 2019. Par contre, les instruments et mesures de politique énergétique (p. ex. les prescriptions politiques et les mesures volontaires de SuisseEnergie) et les développements technologiques (mesures de construction visant l'isolation thermique, recours à des chauffages, appareils électriques, éclairages, machines, etc. plus efficaces) ont eu pour effet de réduire toujours plus la consommation électrique (sources: OFEN, 2020a/OFS, 2020/Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

⁴ Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

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

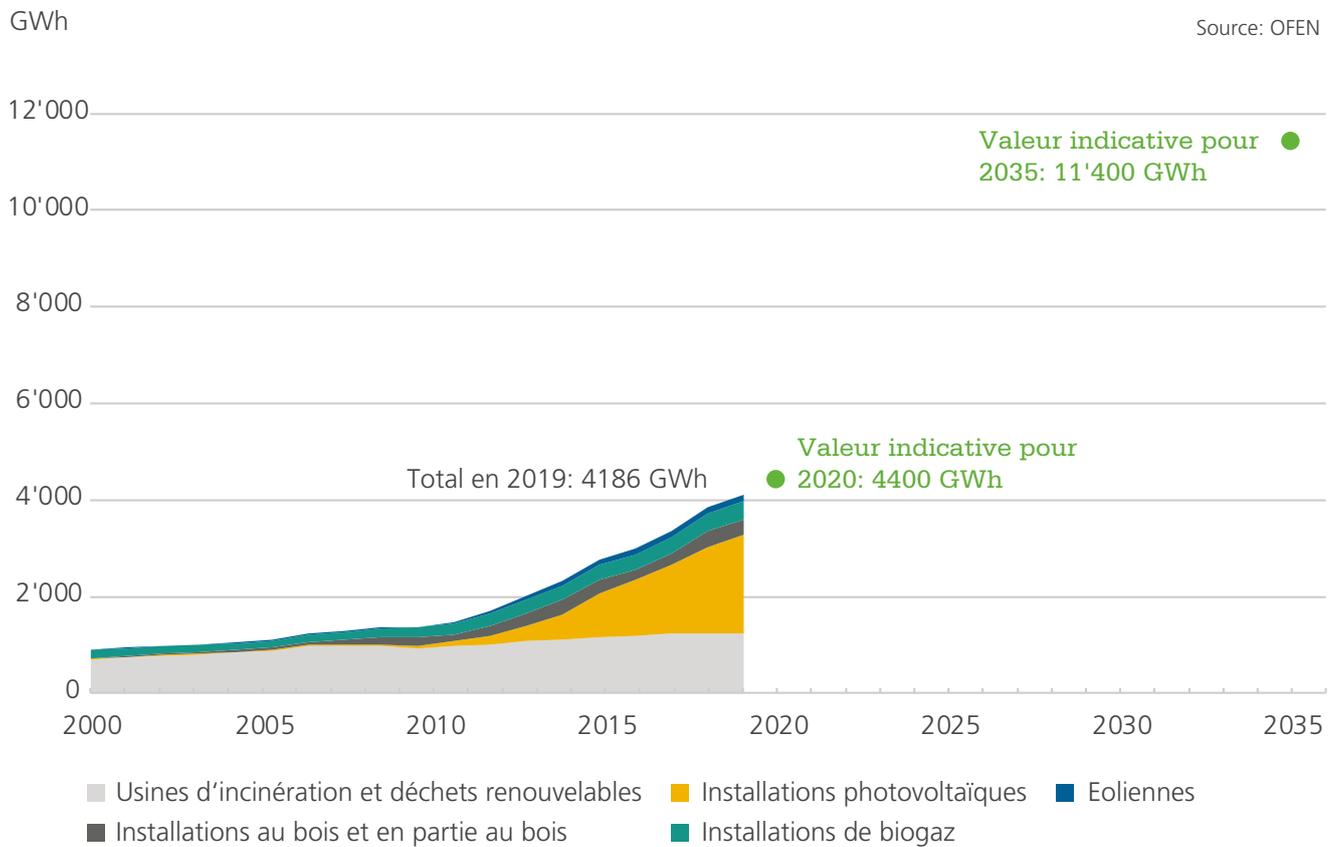


Figure 3: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production électrique issue de sources renouvelables a augmenté depuis 2000, comme le montre la **figure 3**. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2019, la production était de 4186 GWh, soit 6,2% de la production nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence, ici 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. En conséquence, un accroissement net de quelque 3000 GWh est visé entre 2010 et 2020. Environ 92,9% de cette augmentation ont été atteints jusqu'en 2019. L'accroissement net réalisé en 2019 par rapport à l'année précédente a été de 309 GWh, la moyenne annuelle étant également de 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net de 214 GWh sera nécessaire durant l'année à venir pour atteindre la valeur indicative de 4400 GWh en 2020. À l'horizon 2035, la valeur indicative est de 11 400 GWh. Sa réalisation requerra un accroissement net moyen plus élevé équivalant à 451 GWh par an. La ventilation par technologies montre que,

depuis 2010, le photovoltaïque a fortement progressé en termes absolus. Il contribue aujourd'hui à près de 52% de la production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables. En deuxième position, la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables, qui participe à la production d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 28,1%, a également augmenté. La production électrique provenant des installations de combustion au bois et en partie au bois a elle aussi progressé depuis 2010 (part en 2019: 7,5%). La croissance de la production d'électricité à partir de biogaz est légèrement plus faible (part en 2019: 8,9%). Enfin, l'énergie éolienne s'est également accrue depuis 2010, mais sa part dans la production électrique d'origine renouvelable demeure faible (3,5%). Aucune installation géothermique n'a été réalisée à ce stade pour produire de l'électricité (source: OFEN, 2020a).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

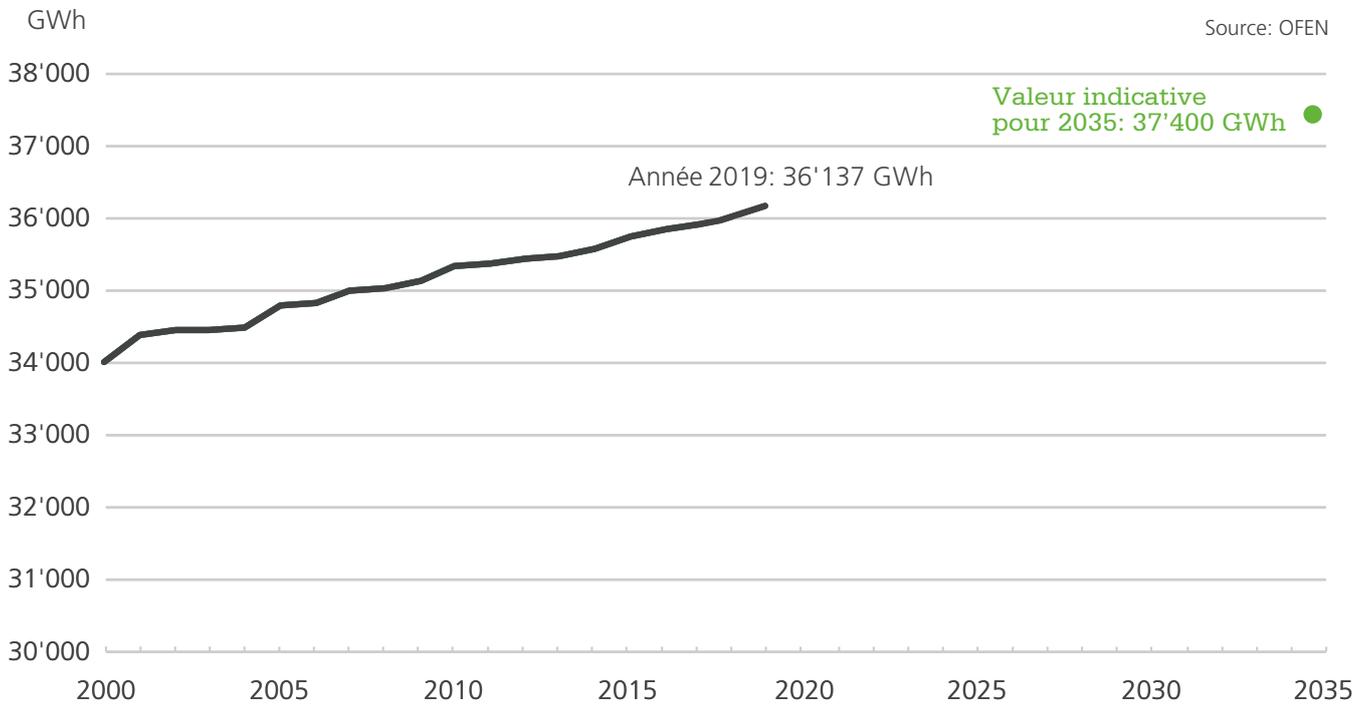


Figure 4: Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique⁵ depuis 2000 (GWh)

La **figure 4** (N.B. l'échelle ne commence pas à zéro) montre que la production électrique hydraulique a continuellement progressé 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 36 137 GWh en 2019 (état au 1.01.2020), tandis qu'elle était de 35 354 GWh pour l'année de base, ici 2011 (état au 1.01.2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 2000 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative, 38,3% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'en 2019. L'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 151 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 79 GWh en moyenne annuelle pour atteindre

la valeur indicative fixée en 2035. Actualisée en 2019, l'estimation, par l'OFEN, du potentiel de développement de l'utilisation de la force hydraulique révèle que cette valeur indicative est certes réalisable en l'état actuel des choses, mais qu'à cette fin, le potentiel existant jusqu'en 2050 devra être presque entièrement exploité d'ici à 2035. L'analyse ne tient pas compte, sur cette période, du potentiel des nouveaux lacs glaciaires ni de celui des projets que le secteur de l'électricité n'a pas dévoilés pour des raisons de confidentialité (sources: OFEN, 2020b+2019).

⁵ Production moyenne attendue comprenant la production attendue des microcentrales hydroélectriques <300 kW (selon la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse, SAHE) et dont est retranchée la consommation énergétique moyenne de l'ensemble des pompes d'alimentation (le rendement supposé des pompes d'alimentation est de 83%) et la consommation électrique nécessaire pour assurer le pompage-turbinage.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **PRODUCTION ET CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUES**
(Version détaillée du rapport de monitoring)



► DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, de même que l'environnement international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques en particulier, qui relie la production à la consommation, est d'une importance cruciale. C'est également l'objectif de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'elle ait été élaborée dans le cadre d'un projet distinct (Conseil fédéral, 2016). Le monitoring se concentre actuellement sur les réseaux électriques.

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

La Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques instituent des conditions-cadre fiables pour un développement des réseaux en temps utile, adapté aux besoins et qui garantit la sécurité d'approvisionnement en électricité. À cet effet, on a développé des directives visant à déterminer les besoins de transformation et d'extension des réseaux électriques suisses, optimisé les procédures d'autorisation des projets de ligne tout en élaborant les critères et directives décisionnels permettant d'opter soit pour une ligne souterraine, soit pour une ligne aérienne. Les nouvelles règles doivent accroître la transparence du processus de planification du réseau et améliorer globalement l'acceptation des projets de réseau, l'attention portant plus particulièrement sur le réseau suisse de transport. Celui-ci doit garantir, sur de longues distances, le transport sûr et en quantités suffisantes de l'énergie importée et de l'énergie injectée aux centres de production indigènes à destination des centres de consommation. Il doit aussi compenser à large échelle, grâce aux importations, aux exportations et à la complémentarité des divers parcs de centrales, les fluctuations de l'injection d'énergies renouvelables.

PHASES ET DÉROULEMENT D'UN PROJET DE RÉSEAU DE TRANSPORT

Avant-projet: la société nationale du réseau de transport Swissgrid élabore un avant-projet comprenant les principaux éléments du projet de réseau, comme base pour la procédure de plan sectoriel. Elle garantit que les intérêts des cantons concernés soient intégrés dans la planification aussi tôt que possible. Par esprit de simplification, la phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, avec le lancement du projet et se termine en général par le dépôt de la demande d'intégration du projet dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Lorsqu'un projet n'a pas encore atteint le stade de l'avant-projet ou le stade de la construction au sens propre et qu'il se trouve donc encore dans une phase très précoce de planification, le rapport de monitoring le mentionne comme **idée de projet**.

Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE): lorsqu'au niveau du réseau de transport, un projet de ligne comporte des incidences considérables

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

Projet de construction: le corridor de projet étant fixé, Swissgrid élabore concrètement le projet de

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau⁶ qui tient compte de la sortie progressive de l'énergie nucléaire prévue par la Stratégie énergétique 2050 et qui prévoit, d'ici à 2025, des projets correspondants visant à renforcer et à développer le réseau de transport. Le présent monitoring examine l'état d'avancement et la durée des projets concernant le réseau de transport en se référant au Réseau stratégique 2025 présenté par Swissgrid de même que d'autres projets importants. L'attention se concentre sur les projets de ligne qui sont décrits dans la **figure 5**.

6 Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025

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

Procédure d'approbation des plans (PAP): Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, notamment les dispositions

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

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

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁷	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁸
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis ▪ Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône ▪ Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais ▪ Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen ▪ Contribution à la sécurité du réseau suisse 	Réalisation	2022
2. Bickigen–Chippis (ligne de la Gemmi)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV ▪ Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis ▪ Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton ▪ Contribution à la sécurité de l'approvisionnement 	PAP OFEN	2027
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel ▪ Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV. ▪ Élimination du goulet d'étranglement actuel ▪ Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne 	Réalisation	2023
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel 4.2. Mörel–Ulrichen («Gommerleitung») 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis–Mörel–Lavorgo (Chippis–Stalden reste à 220 kV) ▪ Démantèlement des lignes existantes sur 67 km ▪ Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin ▪ Élimination d'un goulet d'étranglement critique 	4.1. PAP ESTI 4.2. Réalisation (Mörel–Ernen)/En service (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn–Stalden)/PAP ESTI (Chippis–Agarn) 4.4. PAP ESTI	2029
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Obfelden–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km ▪ Élimination de goulets d'étranglement structurels ▪ Création des conditions permettant de combiner, en fonction des besoins, la flexibilité des centrales hydroélectriques indigènes avec l'énergie fluctuante issue des installations éoliennes et photovoltaïques 	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2030

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 septembre 2020)

⁷ État 15 septembre 2020.⁸ Selon la planification Swissgrid.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁷	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁸
6. Bassecourt–Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement de la ligne actuelle sur 45 km par le relèvement de la tension à 380 kV, car la désaffectation prévue de la centrale nucléaire de Mühleberg entraînera la suppression d'une part de l'injection d'énergie à Mühleberg au niveau de réseau de 220 kV Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse 	TAF	2023
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin 	Idée de projet	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France 	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompage-turbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse 	9.1. Avant-projet (ligne principale) 9.2. PSE	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au Sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite 	PSE	2035
Raccordement 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 Réalisation NdD_2 En service NdD_3 En service	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	2023

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 septembre 2020)

⁷ État 15 septembre 2020.⁸ Selon la planification Swissgrid.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁷	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁸
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)–Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)–Waldegg OS_4 Waldegg–Obfelden OS_5 Siebnen–Samstagern	<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 TF OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Avant-projet OS_5 PAP OFEN	2030
Gryнау–Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV) ▪ Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la région du lac de Zurich/de la plaine de la Linth; et ▪ Augmentation de la capacité d'importation depuis le Nord 	PAP OFEN	2028
Amsteg–Mettlen AM_1 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	2028
Airolo–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Possibilité de regrouper l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard ▪ Examen de l'enfouissement au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airolo-Mettlen 	Avant-projet	2029

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 septembre 2020)

⁷ État 15 septembre 2020.

⁸ Selon la planification Swissgrid.

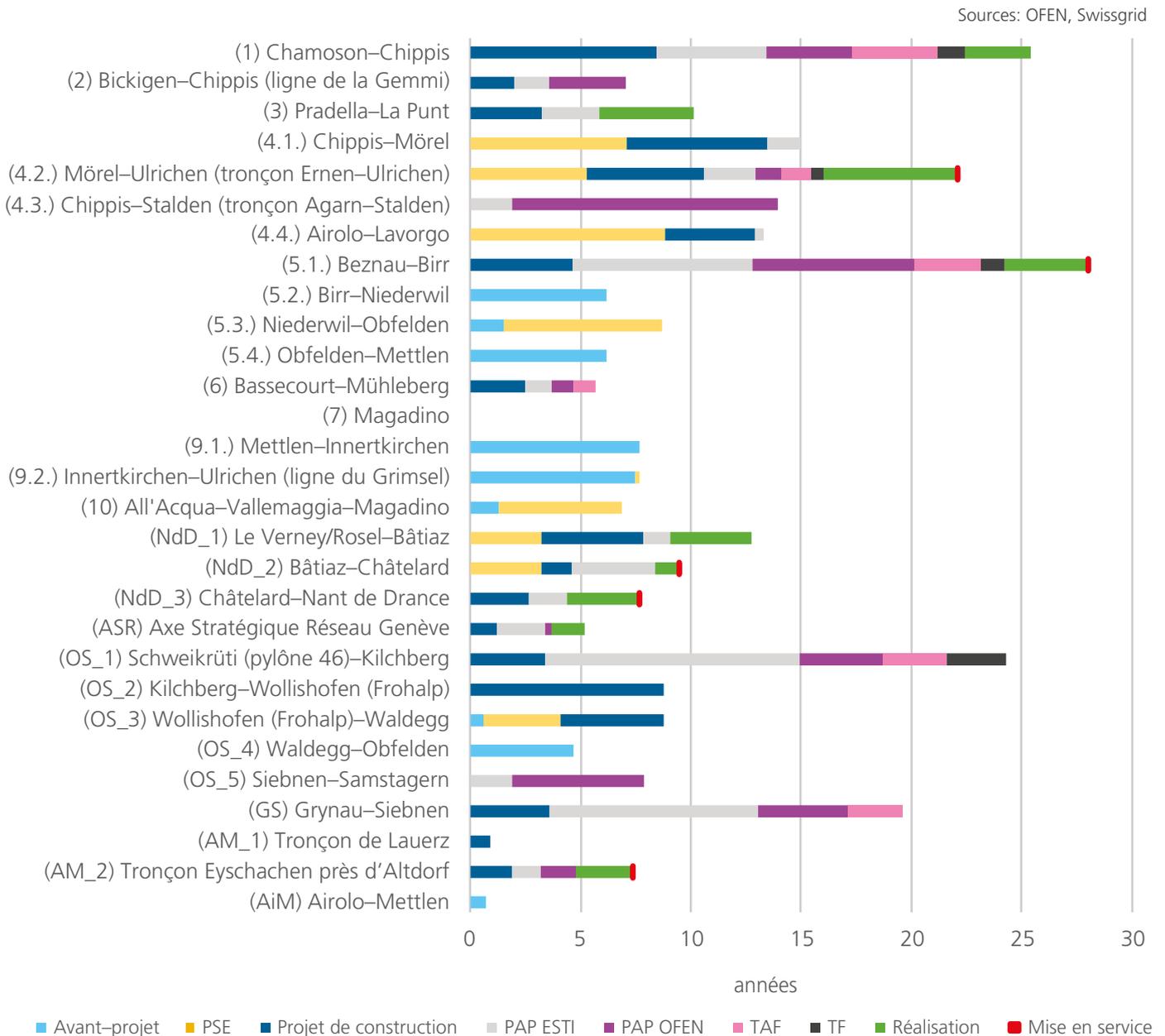


Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 septembre 2020, en années)⁹

La **figure 6** présente la durée des phases de projet des divers projets de réseau. 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 (p.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. La figure illustre la situation initiale telle qu'elle se présente sous le régime juridique actuel. Elle ne permet pas encore de préciser dans quelle mesure la Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques pourront déployer les effets souhaités d'une optimisation continue des procédures, car une grande partie de la législation afférente n'est entrée en vigueur qu'au début du mois de juin 2019. Les nouvelles dispositions visent à optimiser et à simplifier les procédures d'autorisation.

⁹ **Remarques méthodologiques:** a) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, la durée a été calculée à partir du nouveau lancement du projet concerné; b) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, les phases de l'avant-projet et du projet de construction ne sont plus toujours identifiables, raison pour laquelle elles n'apparaissent pas dans certains cas dans la figure; c) d'entente avec Swissgrid, des hypothèses ont été retenues pour les dates de référence qui ne sont plus précisément traçables aujourd'hui; d) lorsque les instances judiciaires ont renvoyé une «décision PAP» à l'OFEN, la durée supplémentaire de la procédure a été répartie à raison de moitié entre la phase «PAP de l'OFEN» et la phase «projet de construction».

DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIVERS PROJETS DE RÉSEAU (ÉTAT AU 15 SEPTEMBRE 2020):

1. Chamoson–Chippis

La construction de la ligne reliant Chamoson à Chippis, en Valais, a été initiée avant même l'élaboration du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Ce projet a traversé des années durant les phases de planification et d'autorisation. Une étape importante était franchie en 2017: par son arrêt du 1^{er} septembre 2017, le Tribunal fédéral rejetait les recours formés contre le jugement du Tribunal administratif fédéral du 14 décembre 2016, confirmant ainsi en dernière instance la «décision PAP» rendue par l'OFEN en date du 19 janvier 2015. Swissgrid a ensuite commencé la réalisation de la nouvelle ligne aérienne. Les travaux proprement dits ont débuté en 2018 et sont déjà bien avancés, d'après les informations de Swissgrid. Le projet continue de rencontrer une forte résistance au sein de la population, même pendant la phase de réalisation. La mise en service de la ligne était initialement prévue pour 2021, mais Swissgrid l'a reportée à l'été 2022, car l'accès à certaines parcelles destinées à recevoir des pylônes doit encore être clarifié.

2. Bickigen–Chippis

S'agissant du relèvement de la tension et de la modernisation sur la ligne existante entre Bickigen et Chippis, la faible incidence territoriale du projet a permis de renoncer à l'exécution d'une procédure de PSE. Après une phase de projet de construction d'environ deux ans, la PAP a commencé à la mi-2015 auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à peine deux ans plus tard à l'OFEN. La PAP est actuellement en cours auprès de l'OFEN. La mise en service est prévue pour 2027.

3. Pradella–La Punt

Dans le cadre du renforcement du réseau, un deuxième conducteur à 380 kV est mis en place entre Pradella et La Punt, sur la ligne existante qui est longue de quelque 50 km. À cette fin, la ligne à 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zernez et Pradella, sera remplacée par un terna à 380 kV. L'énergie de la centrale électrique d'Ova Spin sera transportée à l'avenir par un réseau de vallée de 110 kV à réaliser. Compte tenu de la faible incidence territoriale du projet, une procédure de PSE n'était pas requise. Les phases «projet de construction» et «PAP» ont chacune duré environ trois ans. Depuis la mi-2016, le projet est en cours de réalisation, puisque la «décision PAP» de l'ESTI n'a pas été attaquée. La ligne doit être mise en service fin 2023.

4. Chippis–Lavorgo

Le projet de réseau Chippis–Lavorgo devrait entrer en service en 2029. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après:

4.1. Chippis–Mörel

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.

4.2. Mörel–Ulrichen

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

4.3. Chippis–Stalden

La demande d'approbation des plans pour le tronçon Agarn-Stalden est en traitement à l'OFEN pour le conducteur supplémentaire (procédure selon l'ancienne régulation, pas de procédure de PSE). Le plan sectoriel pour la ligne Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) a arrêté en 2012 que le tronçon Chippis-Agarn serait conduit parallèlement dans le corridor de projet pour la ligne de la vallée du Rhône. Le projet concernant le tronçon Chippis-Agarn est actuellement en phase PAP auprès de l'ESTI.

4.4. Airolo–Lavorgo

Le projet concernant cette ligne a été soumis à une procédure de PSE de presque neuf ans et se trouvait depuis quatre bonnes années en phase de projet de construction. Swissgrid a remis le dossier à l'ESTI fin avril 2020 en vue d'une approbation des plans.

5. Beznau–Mettlen

Le projet de réseau Beznau–Mettlen devrait entrer en service en 2030. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après:

5.1. Beznau–Birr

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

5.2. Birr–Niederwil

Le tronçon de ligne se trouve actuellement dans la phase de l'avant-projet.

5.3. Niederwil–Obfelden

Le projet de relèvement de tension a franchi une phase d'avant-projet d'environ un an et demi et se trouve depuis plusieurs années dans la procédure de PSE; en 2016, une importante étape intermédiaire était franchie lorsque la zone de projet fut définie. La prochaine étape devrait porter sur la définition du corridor et de la technologie.

5.4. Obfelden–Mettlen

Le tronçon de ligne se trouve actuellement dans la phase de l'avant-projet.

6. Bassecourt–Mühleberg

L'ESTI a approuvé dès 1978 la ligne Bassecourt–Mühleberg pour une tension d'exploitation de 380 kV, même si cette ligne n'a été exploitée jusqu'ici qu'à une tension de 220 kV. Une procédure 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. Si cette décision n'est pas attaquée auprès du Tribunal fédéral, la ligne devrait être mise en service fin 2023.

7. Magadino

Ce projet en phase précoce de planification n'existe pour le moment qu'à l'état d'idée de projet. Selon le Réseau stratégique 2025, la mise en service était initialement prévue en 2018, mais la planification actualisée l'a repoussée à 2035.

8. Génissiat–Foretaille

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

9. Mettlen–Ulrichen

La mise en service de l'ensemble du projet est actuellement prévue pour 2035. Celui-ci comprend deux tronçons, dont l'avancement est exposé ci-après:

9.1. Mettlen–Innertkirchen

Ce tronçon en est 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 ligne dans la sous-station d'Innertkirchen. La demande de procédure de PSE pour la partie principale de la ligne devrait être déposée ultérieurement.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)

Le passage de la ligne à 220 kV existante entre Innertkirchen et Ulrichen (ligne du Grimsel) à 380 kV sur toute sa longueur 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.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua–Vallemaggia–Magadino (et du projet partiel 4.4. *Airolo–Lavorgo* susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réagencement du réseau à haute et très haute tension dans l'Alto Ticino. Cette étude portait sur la coordination des objectifs d'assainissement et de modernisation des lignes avec ceux de l'aménagement du territoire. L'avant-projet a été élaboré sur cette base et la procédure de PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de projet a permis de franchir une étape intermédiaire importante. La procédure de PSE concernant la définition du corridor de projet est en cours de réalisation. Compte tenu de sa longueur, le projet a été subdivisé en trois tronçons pour pouvoir être exécuté en étapes claires. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035. Les lignes qui ne seront plus nécessaires seront ensuite démantelées.

AUTRES PROJETS SÉLECTIONNÉS

Le **raccordement** au réseau à très haute tension **de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance** contribue à intégrer les nouvelles énergies renouvelables et constitue de ce fait un projet important dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050. Ce projet se compose de trois projets partiels. Les deux premiers projets partiels ont franchi une procédure de PSE d'environ trois ans avant de traverser les phases «projet de construction» (près de cinq, respectivement un an et demi) et «PAP» (un peu plus d'un an, respectivement près de quatre ans). Pour le troisième projet partiel, les phases «projet de construction» et «PAP» ont été relativement rapides (respectivement deux ans et demi et à peine deux ans); une procédure de PSE n'était pas nécessaire. En 2017 et en 2018, la ligne aérienne *Châtelard–La Bâtiaz* et la ligne câblée souterraine *Châtelard–Nant de Drance (NdD_3)* dans la caverne, qui relie la centrale de Nant de Drance à la sous-station de Châtelard, ont été achevées et mises en service. Le troisième et dernier tronçon, à savoir la liaison souterraine *Le Verney/Rosel–Bâtiaz (NdD_1)* est encore en construction. Sa mise en service est prévue vers 2022. D'après les informations de Swissgrid, la centrale a cependant déjà pu être raccordée provisoirement au réseau à très haute tension, puisqu'en 2019, la tension de l'une des deux lignes aériennes existantes entre La Bâtiaz et Rosel a été augmentée, passant de 220 à 380 kV.

Le canton et l'aéroport de Genève ainsi qu'un groupe d'investisseurs privés prévoient dans la zone de l'aéroport plusieurs projets de développement urbain appelés **Axe Stratégique Réseau (ASR)**. Pour mener à bien ce projet, la ligne à 220 kV existante sera enfouie sur 4,5 km le long de l'autoroute et de l'aéroport de Genève, dans le cadre de l'extension de l'autoroute et du projet de réseau de chaleur et de froid des Services industriels de Genève (SIG). Le canton et les investisseurs financent le projet. L'OFEN a approuvé les plans fin mars 2019, soit deux ans et demi après le dépôt de la demande d'approbation auprès de l'ESTI (une procédure de PSE n'était pas nécessaire). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service fin 2023.

Le projet **Obfelden–Samstagern** prévoit de renforcer les lignes actuelles en les passant de 150 kV à 380/220 kV. Par ailleurs, la ligne de traction électrique à 132 kV doit être partiellement regroupée sur cette même ligne. Le projet comprend plusieurs tronçons: entre *Wollishofen (Frohaldp)* et *Waldegg*, le Conseil fédéral a défini fin 2015 le corridor de planification pour la réalisation d'une ligne câblée, après une procédure de PSE de trois ans et demi; le projet de construction est en cours de préparation. Le tronçon *Kilchberg–Wollishofen (Frohaldp)* est exempté de plan sectoriel, et le tracé de la ligne est en cours d'élaboration. Après que le Tribunal fédéral a renvoyé le dossier d'approbation des plans du tronçon *Schweikrüti (pylône 46)–Kilchberg* à l'OFEN, ce dernier a ordonné la construction d'une ligne aérienne. Des recours ont été déposés auprès du TAF contre cette décision. Ils ont été rejetés en février 2020 et la construction de la ligne aérienne a été décidée. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal fédéral, qui a refusé la demande d'effet suspensif le 23 juin 2020. L'échange d'écritures s'est achevé le 25 septembre. En septembre 2016, la preuve du respect de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) en vue d'une exploitation à 220/380 kV a été apportée pour la ligne existante *Waldegg–Obfelden*, exploitée à 150 kV (ESTI). En coordination avec la construction de la sous-station de Waldegg, Swissgrid entend déposer en temps opportun auprès de l'ESTI une demande d'augmentation de la tension de 2 x 150 kV à 2 x 220 kV. Depuis 2014, le tronçon *Siebnen–Samstagern* est au stade de la PAP OFEN. Les étapes suivantes sont en cours de vérification. L'ensemble du projet devrait être réalisé en 2030.

La ligne aérienne à 220 kV entre **Grynau** et **Siebnen** est remplacée par une nouvelle ligne à 380 kV. Initié avant l'élaboration du PSE, ce projet a fait l'objet d'une PAP de près de dix ans auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à l'OFEN en octobre 2006. Près de deux ans plus tard, ce dernier a décidé d'approuver les plans, mais cette décision a été attaquée devant le TAF, qui a renvoyé la procédure à l'OFEN et demandé une étude sur l'enfouissement de la ligne ainsi qu'une nouvelle évaluation subséquente du projet. À la demande de Swissgrid, l'OFEN a suspendu la procédure à plusieurs reprises entre fin 2013 et fin juin 2020. Le 30 juin 2020, Swissgrid a déposé auprès de l'OFEN un dossier d'approbation des plans remanié et mis à jour en vue de son acceptation. La réalisation est prévue jusqu'en 2028.

Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Fin 2001, Alpiq, qui était alors le propriétaire, a déposé une demande d'approbation des plans pour la rénovation totale du tronçon Ingenbohl-Mettlen de la ligne à 380 kV **Amsteg-Mettlen**. Depuis, une grande partie de la ligne a été rénovée, et le tronçon *Eyschachen bei Altdorf* a été mis en service au printemps 2008. Le tronçon *Lauerz*, qui en est au stade du projet de construction, est encore en suspens. On a pu renoncer à une procédure de PSE, car les conséquences sur l'aménagement du territoire avaient déjà été examinées dans le cadre de la demande de renonciation au PSE ou traitées au niveau cantonal et communal. Les obligations découlant de la renonciation au PSE sont en cours d'élaboration. La réalisation est prévue jusqu'en 2028.

Dans le cadre de sa planification, Swissgrid entend remplacer la ligne aérienne **Airola-Mettlen** à 220 kV. La planification actuelle du second tube du tunnel routier du Gothard prévoit une galerie technique spécifique, située sous la chaussée en vue du regroupement des infrastructures. En tenant compte des investissements imputables, Swissgrid examinera si cette variante peut être mise en œuvre. L'enfouissement représente sur ce tronçon une alternative à l'assainissement de la ligne aérienne.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2020/Swissgrid, 2015).

ENFOUISSEMENT DE LIGNES

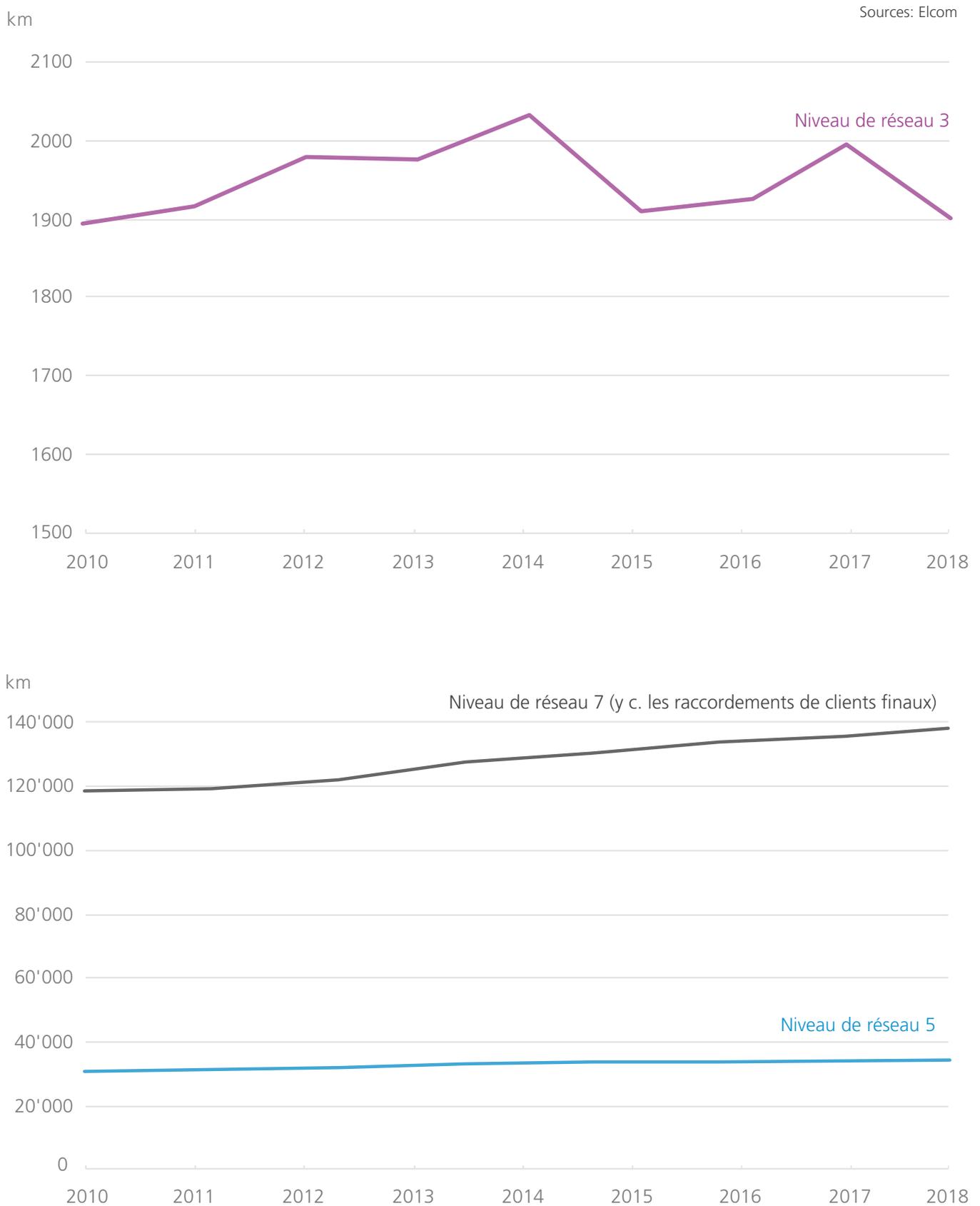


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

ENFOUISSEMENT DE LIGNES

L'enfouissement d'une ligne électrique (câblage) peut contribuer à améliorer l'acceptation de la construction de lignes par la population et, de ce fait, accélérer sa progression. Il améliore en outre généralement la qualité du paysage et diminue les risques d'électrocutions et de collisions pour l'avifaune. La décision de construire une ligne du réseau de transport (niveau de réseau 1) sous forme de ligne aérienne ou de câble sous-terrain doit cependant être prise de cas en cas et sur la base de critères objectifs¹⁰. 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)⁹. C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la **figure 7**. D'une manière générale, les niveaux de réseau inférieurs présentent un nombre de lignes câblées nettement plus important. Le niveau de réseau 7, en particulier, est actuellement presque totalement câblé. Le câblage est très avancé également au niveau de réseau 5, notamment dans les zones urbaines. En revanche, au niveau de réseau 3, on observe seulement une faible augmentation du nombre de lignes câblées, de surcroît à un degré nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (*cf. courbe violette dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente*). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, une diminution, dont les raisons restent floues, est observée entre 2014 et 2015 et entre 2017 et 2018. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 198 231 kilomètres, dont près de 88% 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 d'environ 6700 kilomètres. Sur la ligne «Beznau–Birr» (*cf. ci-dessus*), qui comprend un câblage partiel au «Gäbühel», 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'env. 1,3 km. De plus, le projet de réseau «Bâtiaz–Le Vernay», qui prévoit la construction d'une nouvelle ligne câblée de 2 x 380 kV en remplacement de la ligne aérienne à 220 kV existante qui traverse la vallée du Rhône sur 1,3 km, comporte un projet d'enfouissement du réseau à très haute tension. 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 (sources: ElCom, 2020a/OFEN/Swissgrid, 2020).

¹⁰ Cf. *Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité*, publié par l'OFEN: www.bfe.admin.ch.

COMPTEURS INTELLIGENTS (SMART METERS)

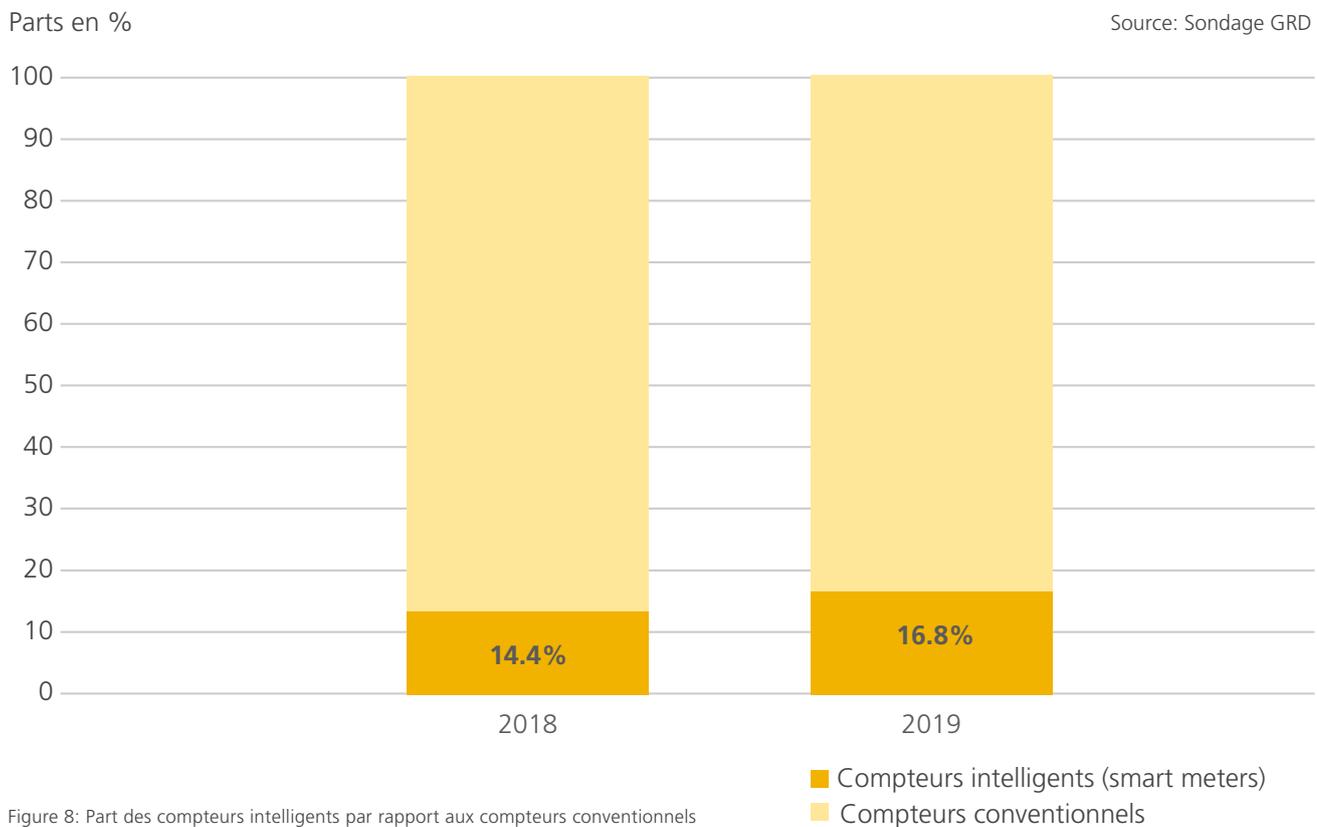


Figure 8: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels

La part croissante de la production décentralisée d'électricité engendre de nombreux défis au niveau des réseaux électriques. Outre le renouvellement et le développement, la transformation en vue d'un réseau intelligent (*smart grid*) constitue donc une orientation importante de la Stratégie énergétique 2050. Le recours aux technologies de l'information et de la communication crée des réseaux intégrés de données et d'électricité qui offrent de nouvelles fonctionnalités. Par exemple, des commandes intelligentes permettent d'équilibrer les fluctuations de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ainsi que la consommation électrique. Les réseaux intelligents garantissent une exploitation sûre, fiable et efficace des systèmes et des réseaux, tout en contribuant à réduire le besoin de développement de ces derniers. Les compteurs intelligents (smart meters) constituent un élément primordial des futurs réseaux intelligents. Leur mise en place sera considérée comme un premier pas important vers ces réseaux. L'ordonnance sur l'approvisionne-

ment 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 utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.

D'après les informations des gestionnaires de réseaux de distribution, environ 944 220 compteurs intelligents ont été installés et utilisés comme tels en 2019 en Suisse. Cela représente à peine 17%, comme le montre la **figure 8** (2018: 14%; source: GRD, 2020).

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU** (Version détaillée du rapport de monitoring)



► SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu'ici élevé de la sécurité de l'approvisionnement énergétique. La sécurité de l'approvisionnement est ancrée dans l'article sur l'énergie de la Constitution fédérale et dans la loi sur l'énergie. Dans une perspective d'ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance de l'étranger – qui révèlent des aspects importants de l'évolution de la sécurité de l'approvisionnement. En outre, eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire, au développement des énergies renouvelables, à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la décarbonisation à plus long terme du système énergétique, l'attention se concentre sur le domaine de l'électricité.

DIVERSIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

La **figure 9** montre qu'à peine la moitié de la consommation finale d'énergie en 2019 concernait les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation pour le trafic aérien international). La consommation d'électricité représente environ un quart de la consommation finale totale d'énergie et celle du gaz, environ 14%. La part des produits pétroliers a baissé de 10% entre 2000 et 2019, en raison du recul de la consommation de combustibles pétroliers. Le gaz (+2,8%), l'électricité (+2,4%), le bois et le charbon de bois (+1,4%), les autres énergies renouvelables (+2,9%) et la chaleur à distance (+1%) ont vu leurs parts augmenter. Par rapport à l'année précédente, la ventilation 2019 ne présente aucun écart significatif: combustibles pétroliers (-0,4%), carburants pétroliers (-0,1%), gaz (+0,3%), électricité (-0,3%) et énergies renouvelables (+0,2%). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse (Source: OFEN, 2020a).

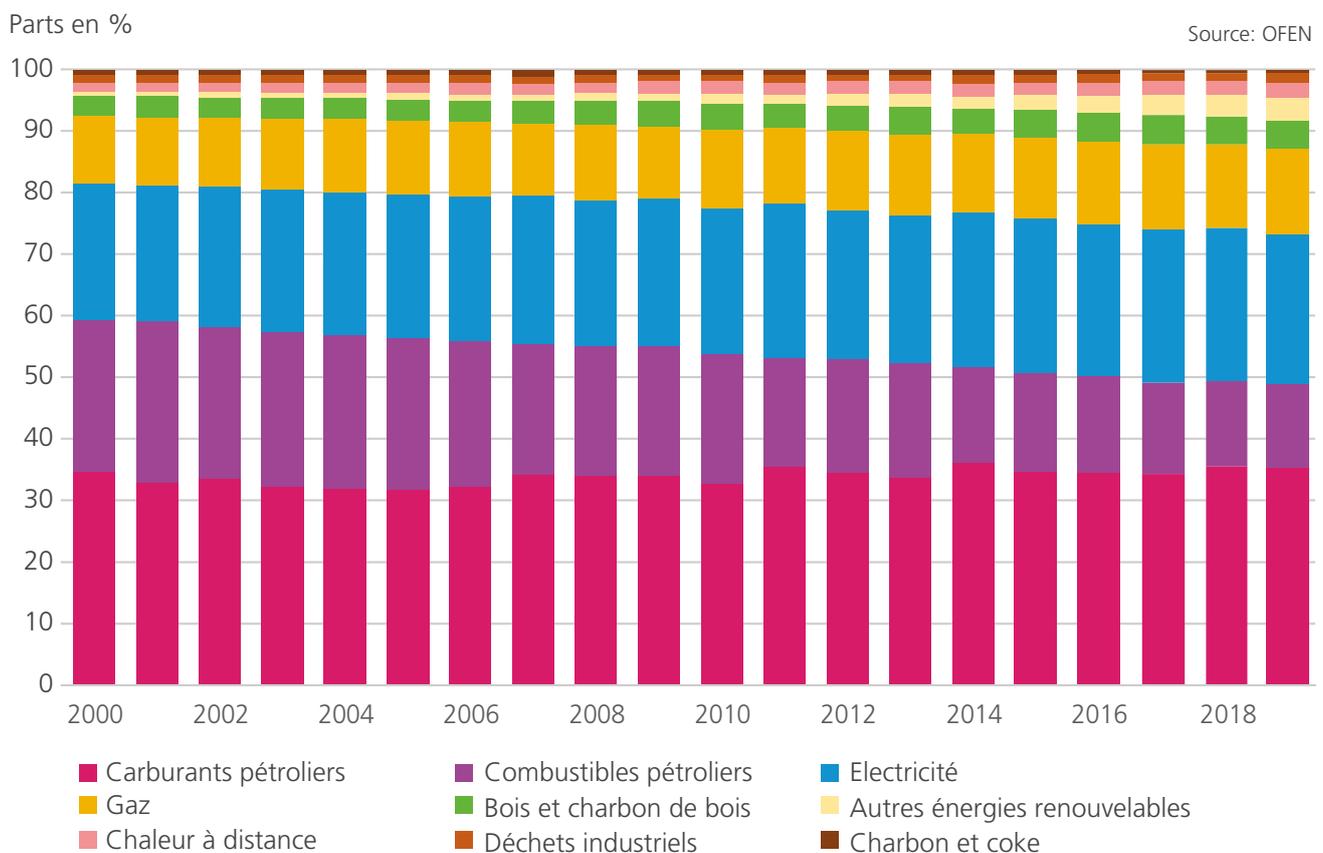


Figure 9: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

DÉPENDANCE VIS-À-VIS DE L'ÉTRANGER

La **figure 10** montre une tendance à la hausse du solde importateur entre 2000 et 2006, puis une tendance à la baisse soumise à de fortes fluctuations occasionnelles. Simultanément, on observe une légère augmentation de la production indigène depuis 2000. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires, elles ne comprennent donc pas d'énergies renouvelables. La force hydraulique demeure la principale source d'énergie indigène, alors que les autres énergies renouvelables enregistrent une croissance continue. Comme l'indique la courbe grise, la part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre 2000 et 2006 pour diminuer depuis lors tout en restant à un niveau élevé: en 2019, elle était de 74,6% (75,0% en 2018, 81,6% en 2006). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs. De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement (sources: OFEN, 2020a/OFS/OFEV/ARE, 2020).

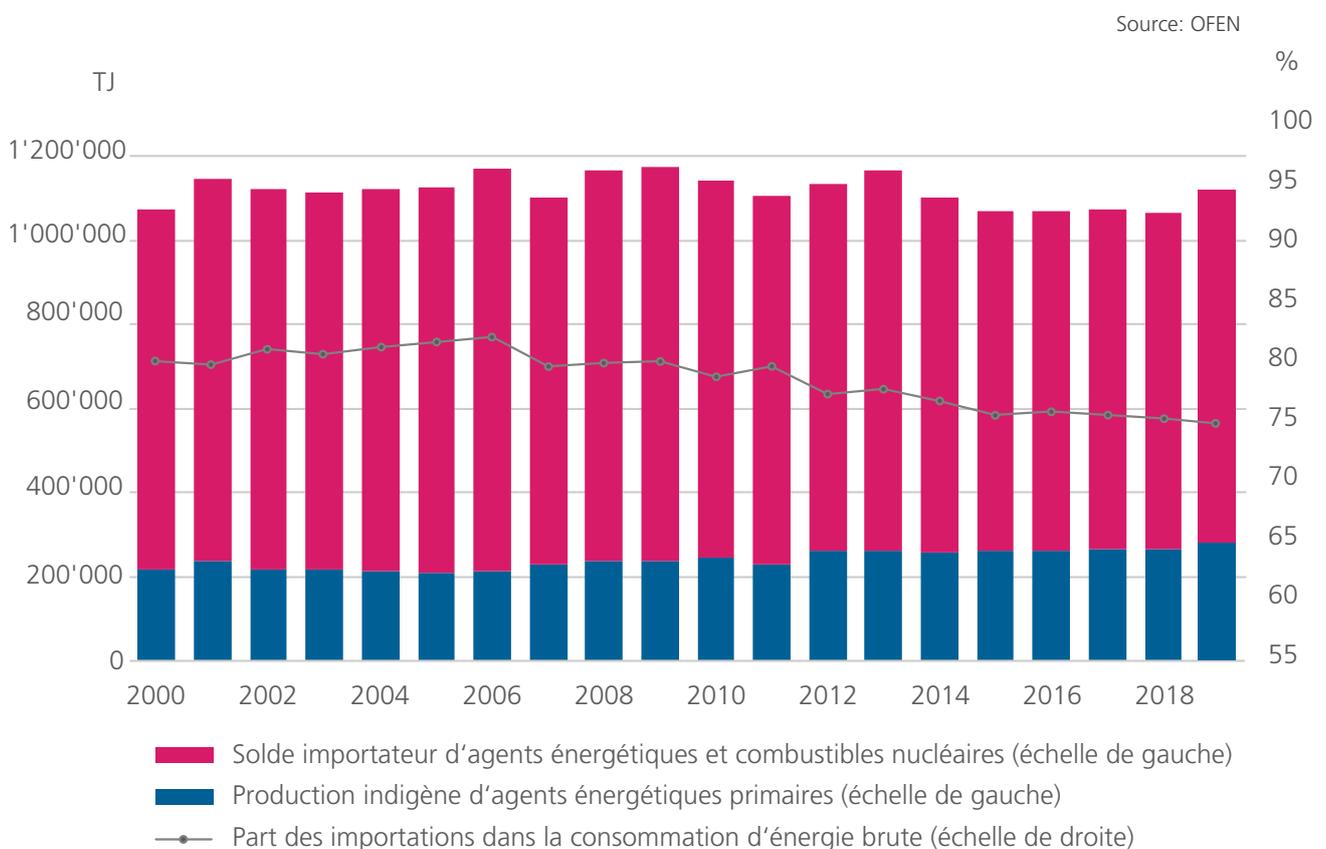


Figure 10: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

ADÉQUATION DU SYSTÈME

La **sécurité de l'approvisionnement en électricité** repose aussi, en Suisse, sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux électriques, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend des conditions dans ses pays voisins. Comme la situation change au fil du temps, en raison des réorientations stratégiques des pays (surtout au sein de l'UE), des analyses étendues périodiques de *l'adéquation du système* sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit d'une approche globale visant à modéliser la situation d'approvisionnement en tenant compte de l'orientation stratégique dans les domaines de la production, de la consommation et des infrastructures de réseau nécessaires.

En 2017, l'École polytechnique fédérale de Zurich (EPFZ) et l'Université de Bâle ont mené pour la première fois cette analyse à l'échelle de la Suisse jusqu'en 2035 sur mandat de l'OFEN. L'analyse a été mise à jour en 2019 en rallongeant son **horizon temporel** de cinq ans, soit **jusqu'en 2040**, et publiée début 2020. Comme en 2017, l'étude repose sur divers scénarios concernant le développement de l'offre et de la demande d'énergie en Suisse et en Europe. Les résultats de l'analyse actualisée en 2019 de l'adéquation du système sont conformes aux enseignements de la première édition datant de 2017: les évolutions politiques attendues dans les scénarios de référence ne montrent aucun délestage¹¹ en Suisse, quelle que soit la structure de l'offre nationale («énergies renouvelables et importations» ou «énergies conventionnelles et renouvelables»).

Cette évaluation vaut également pour la période suivant l'arrêt des centrales nucléaires en Suisse. Un report du développement du réseau et une limitation des possibilités d'importation en Suisse n'influent guère sur l'état de l'approvisionnement. De même, la situation en la matière ne s'aggrave pas lors de certaines réductions des capacités en Europe (centrales nucléaires en France, centrales au charbon en Allemagne). Des problèmes locaux, qui ont été analysés dans le cadre de la variante de l'électrification, surviennent uniquement lorsque l'écart entre l'offre et la demande est conséquent. Il apparaît que si elle est couplée à d'autres fluctuations au niveau du réseau et de l'offre, une demande accrue engendre des problèmes d'approvisionnement croissants. Dans ce contexte, le développement de capacités locales reposant sur les énergies renouvelables suisses peut contribuer à garantir l'approvisionnement du pays, mais le problème de la sécurité d'approvisionnement demeure au niveau européen. L'approvisionnement adéquat de la Suisse repose sur deux piliers: *premièrement, sur un raccordement approprié de la Suisse avec les pays voisins*. Dans tous les scénarios, la Suisse est tributaire des importations pour couvrir sa demande totale, tandis que la force hydraulique helvétique est surtout tournée vers les exportations. Par conséquent, les capacités d'échange avec les pays voisins sont décisives. Dans les modèles qui reproduisent la capacité des réseaux conformément à leurs possibilités physiques, celles-ci sont plus que suffisantes pour les besoins de la Suisse en matière d'échange. Deuxièmement, les pénuries éventuelles au niveau des exportations européennes peuvent être compensées par le *principal pilier de l'approvisionnement suisse: la flexibilité de la force hydraulique*.

ADÉQUATION DU SYSTÈME

Cette dernière peut couvrir la charge en Suisse même dans des scénarios critiques, car la dynamique horaire et journalière de la demande sur le réseau électrique européen laisse en général suffisamment de temps pour recourir aux importations et aux centrales à accumulation. Dès lors, la Suisse fait aussi partie, en général, des pays exportateurs pendant les phases critiques de l'approvisionnement, quelle que soit sa propre demande locale. *Un développement accru des énergies renouvelables aura donc une influence positive sur l'approvisionnement en Suisse*, car l'injection supplémentaire – même si elle ne se produit pas pendant la charge de pointe – accroîtra la flexibilité du pays en relation avec le besoin d'importations et l'utilisation de la force hydraulique. Les enseignements tirés des études sur l'adéquation du système effectuées en 2019 et en 2017 montrent que la participation de la Suisse au négoce transfrontière de l'électricité en Europe demeure primordiale. Ses capacités au niveau de la force hydraulique lui permettent de réagir à de nombreuses évolutions en Europe sans pour autant devoir craindre des problèmes d'approvisionnement majeurs. D'après l'étude 2019 sur l'adéquation du système, il convient de poursuivre le monitoring régulier des évolutions possibles en Suisse et en Europe afin d'identifier à temps les tendances potentiellement critiques sur le long terme (p. ex.

hausse sensible de la demande sans adaptation correspondante de l'offre et des capacités requises du réseau) et de prendre les mesures nécessaires. Par ailleurs, lors de la révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral a proposé d'adapter les instruments d'encouragement pour l'électricité issue de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables et de contribuer ainsi aux investissements requis. En outre, une réserve de stockage verra le jour en tant qu'assurance en matière d'énergie pour garantir l'approvisionnement de la Suisse également dans des situations extrêmes imprévues. L'étude 2019 sur l'adéquation du système ne fournit pas encore de conclusion définitive pour la variante de l'électrification. Des études qui tiennent raisonnablement compte d'une décarbonisation complète sur le long terme devront dès lors reproduire au moins les scénarios de développement pour la Suisse et l'Union européenne (UE) jusqu'en 2050, notamment en ce qui concerne le parc de centrales et l'évolution de la demande, les plans de développement du réseau qui seront adaptés en conséquence, ainsi que les nouvelles dynamiques de la demande et les nouveaux paramètres structurels pour les technologies offrant de la flexibilité (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2019+2017/Conseil fédéral, 2020a+b).

ADÉQUATION DU SYSTÈME

La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a publié à la mi-juin 2020 une étude sur l'adéquation du système à l'**horizon 2030**. D'après l'ElCom, les résultats chiffrés permettent de conclure que l'adéquation du système dans les scénarios probables (scénario de base 2030 et scénario de stress 1–2030) peut être assurée par le marché. Il convient toutefois de noter que le scénario de base probable part précisément de l'hypothèse d'une disponibilité maximale de la production suisse et de l'énergie de ruban en France. Étant donné que d'ici à 2030, une partie supplémentaire de la production d'énergie de ruban sera hors service en Allemagne, l'importance de la disponibilité des productions françaises (et suisses) durant le semestre d'hiver continuera de progresser. La production contrôlable accrue en France apparaît comme la principale amélioration par rapport à la situation de 2025. Du fait de la plus faible probabilité de pénuries d'approvisionnement en France, le risque d'importer de telles pénuries en Suisse diminue également. Les résultats des scénarios de stress pour 2030 indiquent également qu'on ne peut pas exclure l'apparition de situations avec de l'énergie non fournie durant le semestre d'hiver en cas d'enchaînement de circonstances malheureuses. Au regard des hypothèses de départ, les problèmes d'approvisionnement sont le plus probables l'hiver,

en particulier quand les deux grandes centrales nucléaires ne devraient pas être disponibles (source: ElCom, 2020b).

À titre complémentaire, les gestionnaires de réseaux de distribution des États membres du Forum pentalatéral de l'énergie (Allemagne, France, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Autriche et Suisse) ont publié en mai 2020 leur troisième rapport commun sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité (Europe centrale et occidentale) **jusqu'à l'horizon 2025**. Les résultats concernant la Suisse ne révèlent aucune pénurie d'approvisionnement notable en 2025 dans le scénario de base (source: PENTA, 2020).

11 Lorsque l'on passe en dessous d'une fréquence précise du réseau, un délestage désactive certaines zones d'approvisionnement. Il allège tout le réseau, car le nombre de consommateurs d'électricité diminue. Cette mesure protège le réseau électrique dans son ensemble et évite des coupures d'électricité suprarégionales, voire internationales.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT:

- [Version détaillée du rapport de monitoring](#)
- [Rapports de l'OFEN sur la modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse. \(en allemand, résumé en français\)](#)
- [Rapports de l'ElCom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'adéquation du système en Suisse. \(en allemand, résumé en français\)](#)
- [Rapport de PENTA sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité \(Europe centrale et occidentale\) \(en anglais\)](#)

► DÉPENSES ET PRIX

Outre la sécurité et l'impact environnemental, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions pour un 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 ce champ thématique 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

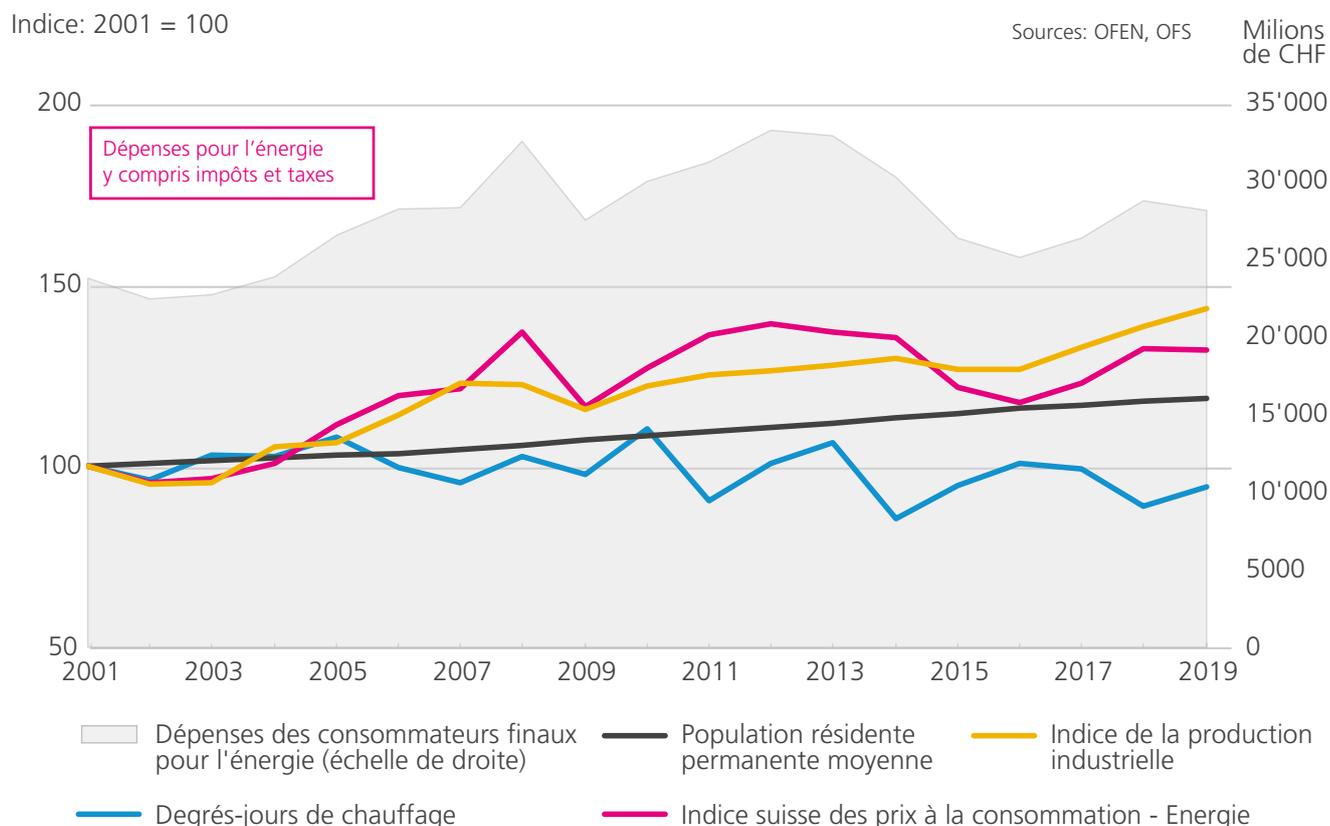


Figure 11: Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)

La **figure 11** présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles sont passées d'environ 23,8 milliards de francs en 2001 à près de 28,2 milliards de francs en 2019. Environ la moitié de ces dépenses concernent les produits pétroliers, un bon tiers revient à l'électricité, 10% sont pour le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance¹². Entre 2001 et 2019, cette évolution correspond en moyenne à une augmentation de 0,9% par an. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,9% par an, tandis que la population croissait de 0,9% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 1,5% par an dans le domaine de l'énergie. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière semblable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables

(p. ex. le parc de véhicules et le parc de logements). En d'autres termes, l'élasticité-prix à court terme est faible dans ce domaine. Sur le plan historique, on relève en 2008 une nette augmentation des dépenses de consommation finale pour l'énergie, suivie une année plus tard d'une forte baisse qu'expliquent en partie l'essor économique et le ralentissement subséquent en raison de la crise financière et économique. En 2019, les dépenses des consommateurs finaux ont légèrement fléchi par rapport à l'année précédente, notamment en raison des baisses de prix. Cependant, l'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (sources: OFEN, 2020a/OFS, 2020).

¹² 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 (p. ex. taxe sur le CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.). En 2018, les impôts et les taxes représentaient, selon une estimation de l'OFEN, 5,24 milliards de francs pour les carburants pétroliers, 1,24 milliard de francs pour les combustibles pétroliers, 2,04 milliards de francs pour l'électricité (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau) et 0,76 milliard de francs pour le gaz (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau).

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

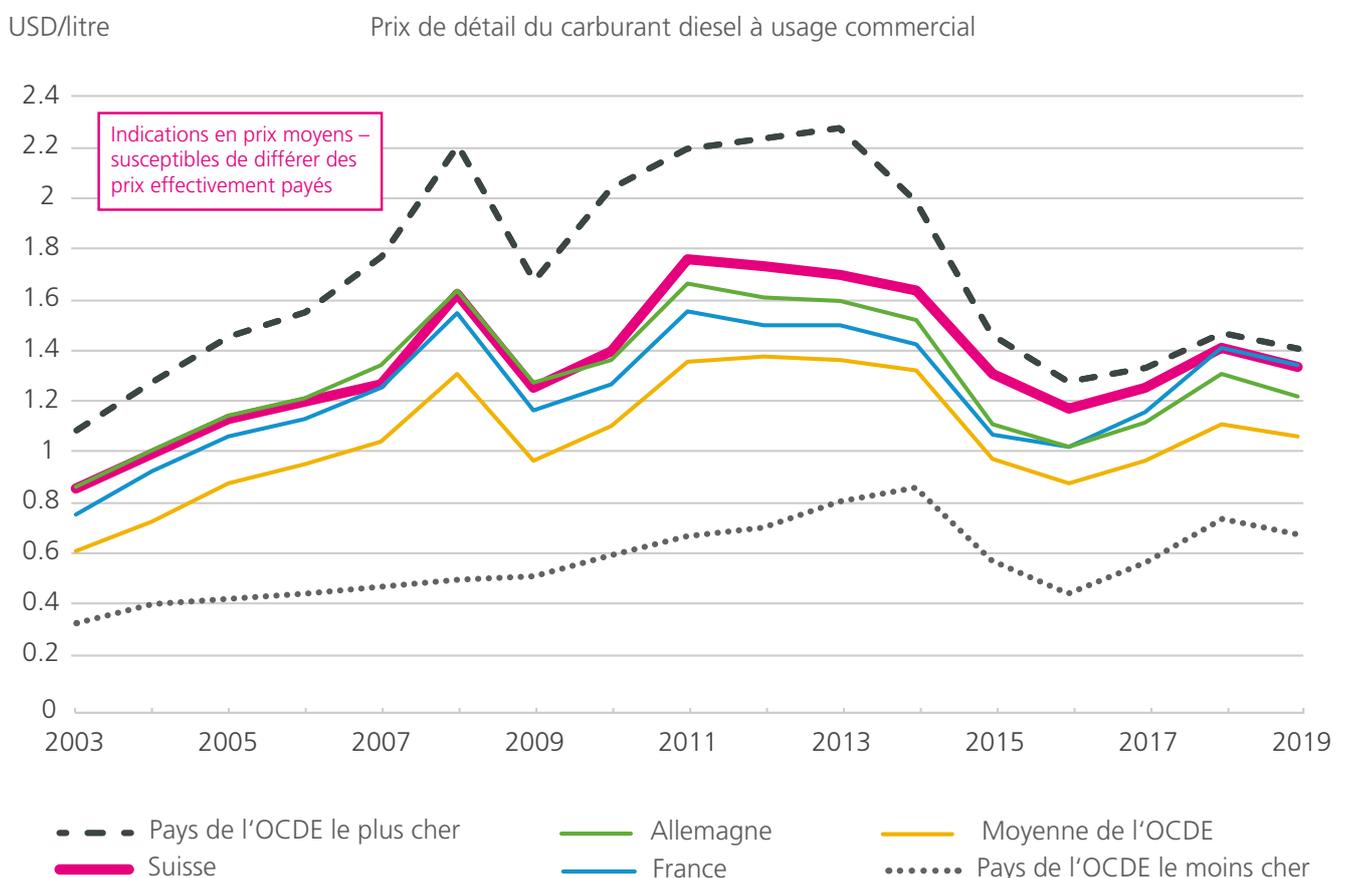
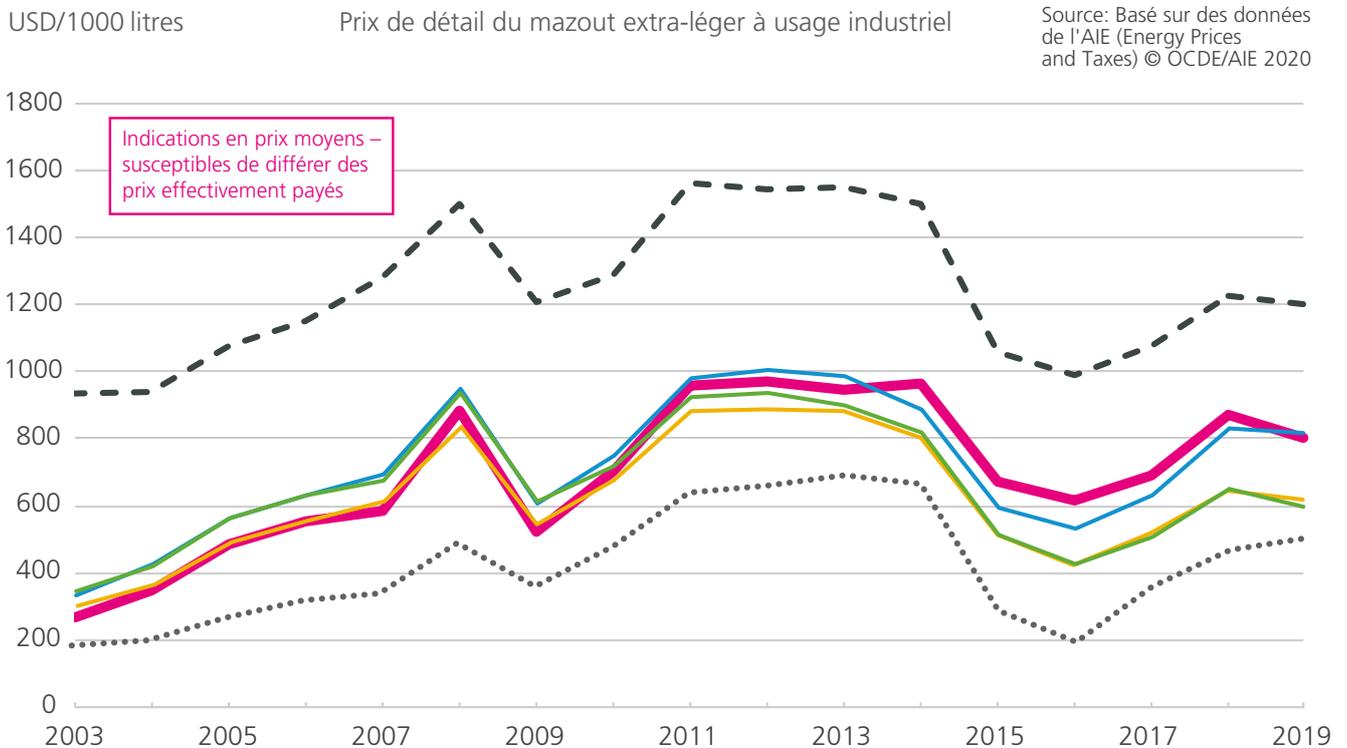


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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 2019 aussi, le prix du **mazout** est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. Par rapport à l'année précédente, il a légèrement diminué tant en Suisse que dans l'OCDE. Une explication, au moins partielle, de la hausse des prix du mazout en Suisse par rapport à d'autres pays au cours des dernières années 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 96 francs par tonne de CO₂ en 2018. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Le prix du **diesel** en Suisse est supérieur à celui noté en Allemagne ou à la moyenne de l'OCDE, la France ayant rattrapé la Suisse en termes de prix depuis 2018. La situation devrait être différente pour l'essence, parce que le diesel est frappé en Suisse de taxes relativement plus lourdes que l'essence par rapport aux autres pays. Cependant, 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. Le prix du diesel en Suisse est sensiblement plus proche du prix le plus élevé que du prix le moins élevé des pays de l'OCDE (source: OCDE/AIE, 2020a).

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

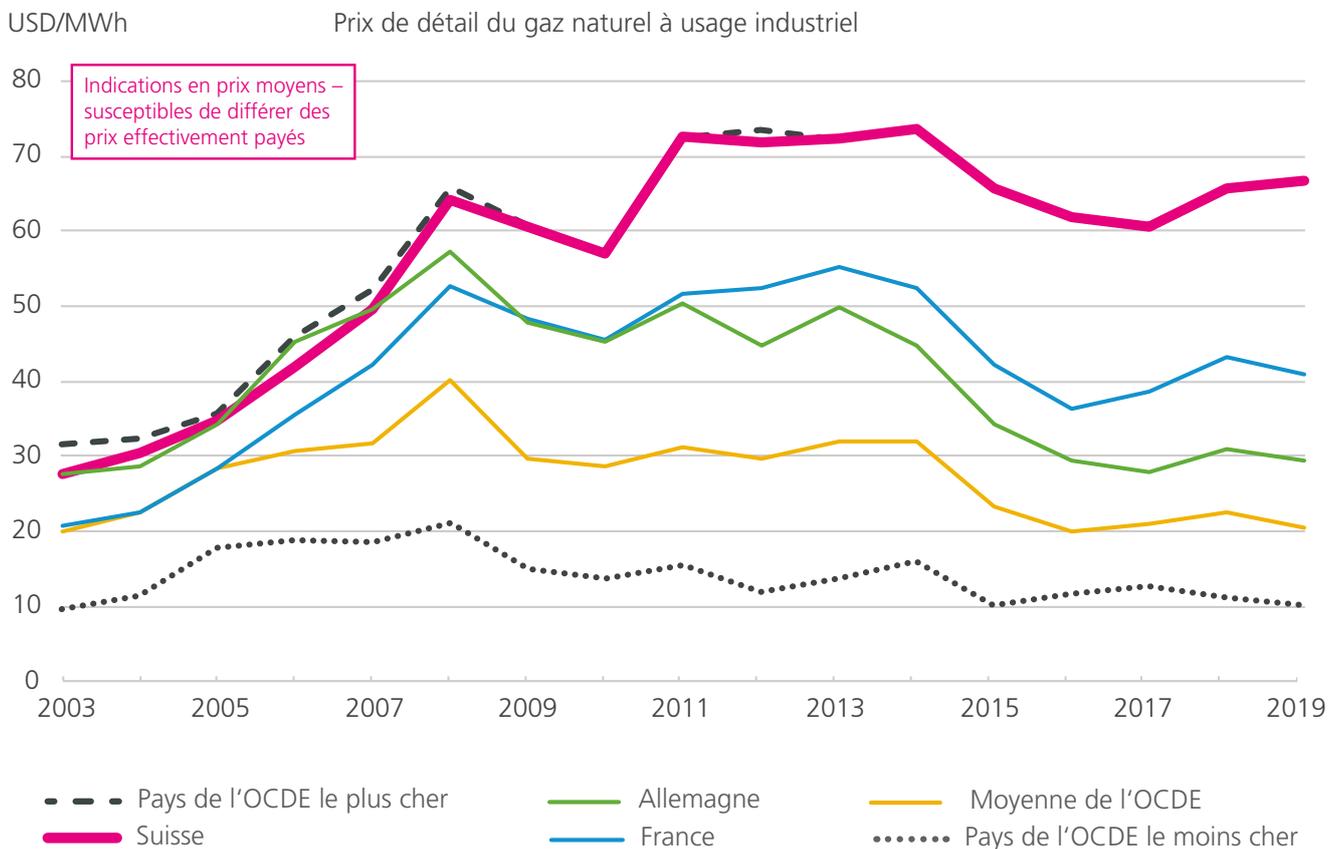
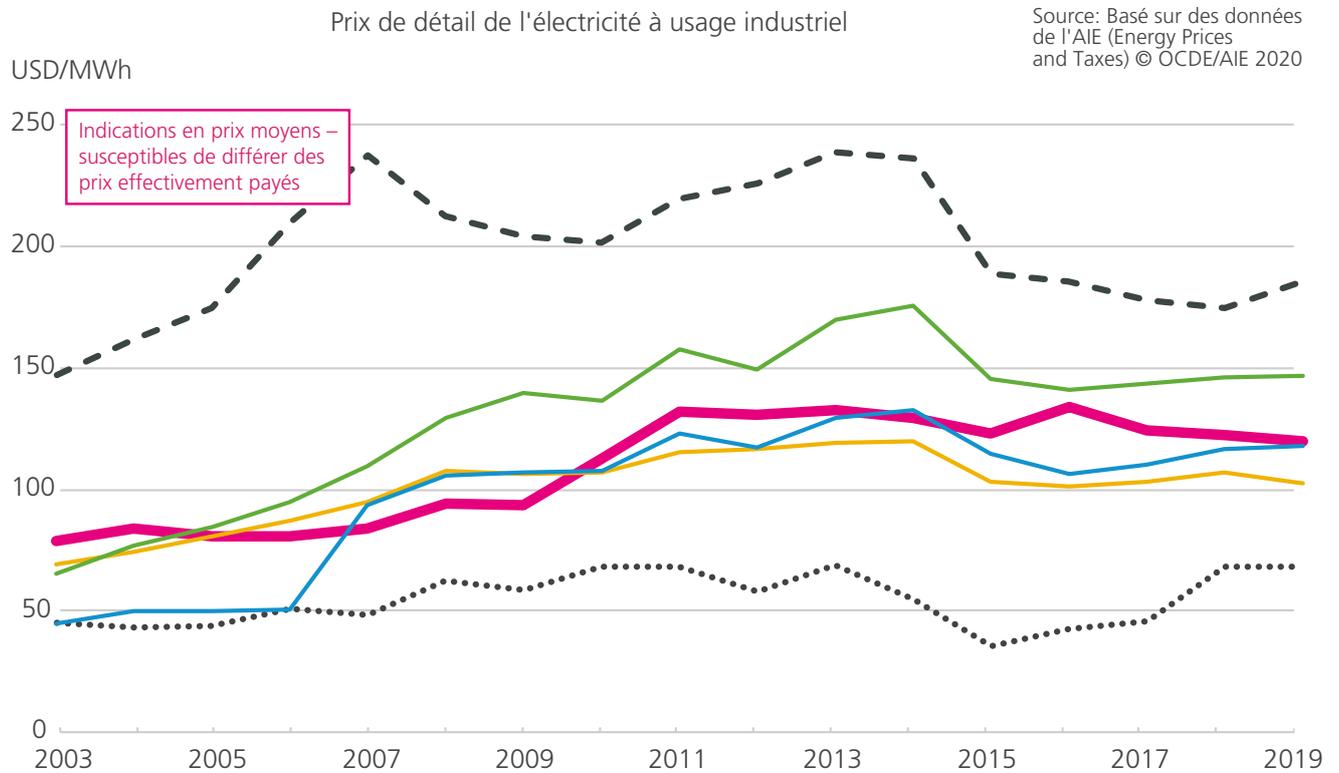


Figure 13: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

Le **prix de l'électricité** dépend de nombreux facteurs, notamment les technologies employées dans la production, les coûts de production et de transport, les capacités des réseaux, la structure du marché et les taxes. L'évolution des prix de l'électricité en Suisse présente la même tendance à la stabilité, que ce soit en comparaison avec l'Allemagne, avec la France ou avec la moyenne des pays de l'OCDE (cf. **figure 13**). Le niveau des prix en Suisse est donc proche de la moyenne de l'OCDE et du niveau des prix en France, est inférieur à celui de l'Allemagne ou surtout à celui de l'Italie (qui présente le prix de l'électricité le plus élevé durant toute la période). Il faut toutefois se montrer prudent en interprétant les différences de niveau, car les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées des taxes comprises dans le prix et parce que la base de données n'est pas complète. En effet, les prix facturés aux clients industriels qui achètent sur le marché libre ne sont pas recensés en Suisse. La part de ces clients industriels a constamment augmenté en Suisse depuis l'ouverture partielle du marché. Actuellement, environ deux tiers des clients ayant le droit d'accéder au marché ont opté pour le marché libre et soutirent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie correspondante¹³. 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. Dans ce domaine, la Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, en 2011 et depuis 2013. Les écarts aux autres pays de l'OCDE sont considérables, en particulier par rapport aux États-Unis, le pays où les prix étaient les moins élevés en 2019. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: 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 entreprises 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 exemple 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. Entre-temps, le Conseil fédéral a proposé fin d'octobre 2019 dans le cadre de la procédure de consultation relative à une loi sur l'approvisionnement en gaz une ouverture partielle du marché. Par rapport à la convention de branche actuelle, davantage de clients auraient ainsi accès au marché (environ 40'000). En outre, la Commission de la concurrence a entièrement ouvert le marché du gaz dans la région de Lucerne de par sa décision de juin 2020, donnant ainsi un signal à l'ensemble de la Suisse (sources: OCDE/AIE, 2020a/ Conseil fédéral 2019c/COMCO, 2020).

13 Source: ElCom, rapport d'activité 2019, p. 9

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

► EMISSIONS DE CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisqu'environ les 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 doit contribuer à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Cela concerne la politique climatique prévue jusqu'en 2030, que le Parlement a approuvée à l'automne 2020 dans le cadre de la révision totale de la loi sur le CO₂, ainsi que l'objectif à long terme fixé le 28 août 2019 par le Conseil fédéral (zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050) et la Stratégie climatique 2050 à long terme, dont l'élaboration a été mandatée par le Conseil fédéral pour concrétiser cet objectif (Conseil fédéral, 2017+2019a). 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. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), conformément aux directives de la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs.

EMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR HABITANT

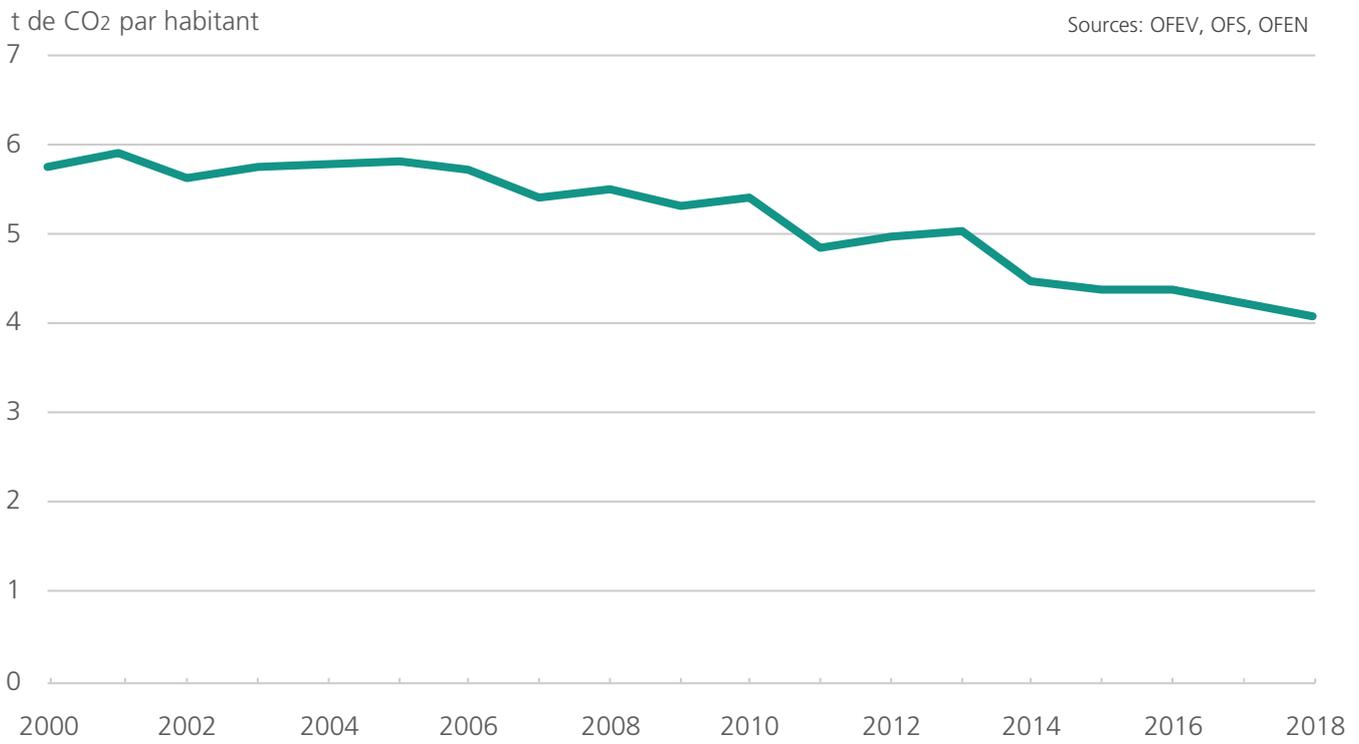


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)¹⁴

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000 (**cf. figure 14**). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis 2000 (*cf. figure suivante*) alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période. On assiste à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2018, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,1 tonnes, soit à peine 30% en dessous de la valeur de 2000 (5,8 tonnes). En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique largement exempte d'émissions de CO₂ et de la forte part du secteur des services dans la création de valeur. Afin d'atteindre l'objectif stratégique global à long terme, vers lequel la stratégie énergétique actuelle s'oriente¹⁵ (selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 – réduction des émissions de CO₂ à 1–1,5 tonne à l'horizon 2050, d'après la définition de l'objectif sans le trafic aérien international), les émissions par habitant doivent diminuer de 0,08 tonne en moyenne par année (Sources: OFEV, 2020/OFS, 2020a/OFEN, 2020a).

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (**cf. figure 15**) atteignaient au total près de 34,7 millions de tonnes de CO₂ en 2018, soit 16% de moins qu'en 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 43% en 2018, sans le trafic aérien international) provient des *transports*, le trafic routier motorisé en produisant une large part¹⁶. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 0,9 million de tonnes entre 2000 et 2018. Une grande partie de la diminution survenue à partir de 2015 s'explique par la disparition du tourisme à la pompe suite à la décision de la Banque nationale de supprimer le taux plancher entre le franc et l'euro. En revanche, le trafic aérien international joue un rôle de plus en plus important: après un fléchissement au début des années 2000, ses émissions n'ont cessé de progresser depuis 2005 et représentent désormais 5,6 millions de tonnes de CO₂¹⁷. Les émissions de CO₂ de *l'industrie* (part: 23% en 2018) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une légère baisse depuis 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. En outre, en 2015,

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

Millions de tonnes de CO₂

Sources: OFEV, OFEN

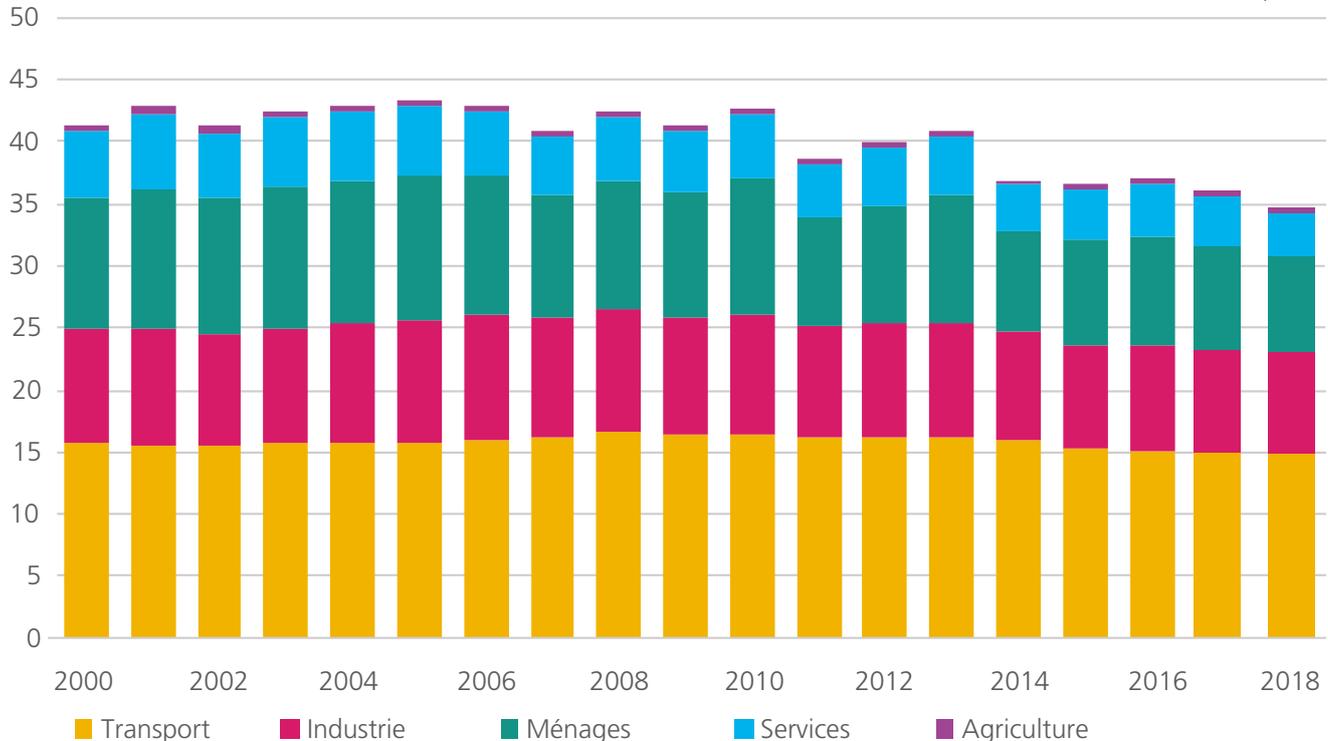


Figure 15: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

l'interruption de l'exploitation d'une raffinerie, qui est toujours d'actualité, a entraîné une sensible diminution. Les fluctuations au fil du temps sont liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les *ménages*, les émissions (part: 22% en 2018) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis 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, les conditions météorologiques influencent fortement l'évolution des émissions d'une année à l'autre et la dépendance des systèmes de chauffage fossiles demeure donc importante. La même remarque s'applique au secteur des *services*, dans lequel les émissions de CO₂ liées à l'énergie (part: 10% en 2018) sont en léger recul depuis 2000. Enfin, dans *l'agriculture*, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis 2000, leur part dans les émissions totales de

CO₂ étant très faible (part: 2% en 2018). 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 ont peu changé depuis 2000. Les contributions du secteur des transports et de l'industrie ont progressé (respectivement de 38 à 43% et de 22 à 23%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2020+2018/OFEN, 2020a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

15 Cet objectif est actuellement vérifié dans le cadre des travaux pour la stratégie climatique 2050, qui a été mandatée par le Conseil fédéral le 28 août 2019, et sera probablement adapté.

16 Dans différentes publications, l'OFEN présente le pourcentage des émissions de gaz à effet de serre relevant des transports par rapport au total de ces émissions. Cette part correspond actuellement au tiers (32%) de ce total.

17 Le trafic aérien international ne figure pas dans le bilan international et n'est donc pas pris en compte lorsque l'on évalue la réalisation des objectifs de la politique climatique. S'il y était inclus, il représenterait environ 14% des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à 27%.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **EMISSIONS DE CO₂**
(Version détaillée du rapport de monitoring)



► RECHERCHE + TECHNOLOGIE

Il y a lieu de penser que les valeurs indicatives à court terme prévues par la loi sur l'énergie et la Stratégie énergétique 2050 peuvent être atteintes avec les technologies disponibles aujourd'hui. Les objectifs à long terme supposent cependant que le développement technologique se poursuive. Pour le promouvoir, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé d'allouer nettement plus de ressources à la recherche énergétique avec lesquelles de nouvelles activités ont été lancées et les activités existantes renforcées. En règle générale, des indicateurs ne permettent pas de mesurer directement 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.

DÉPENSES DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES POUR LA RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE

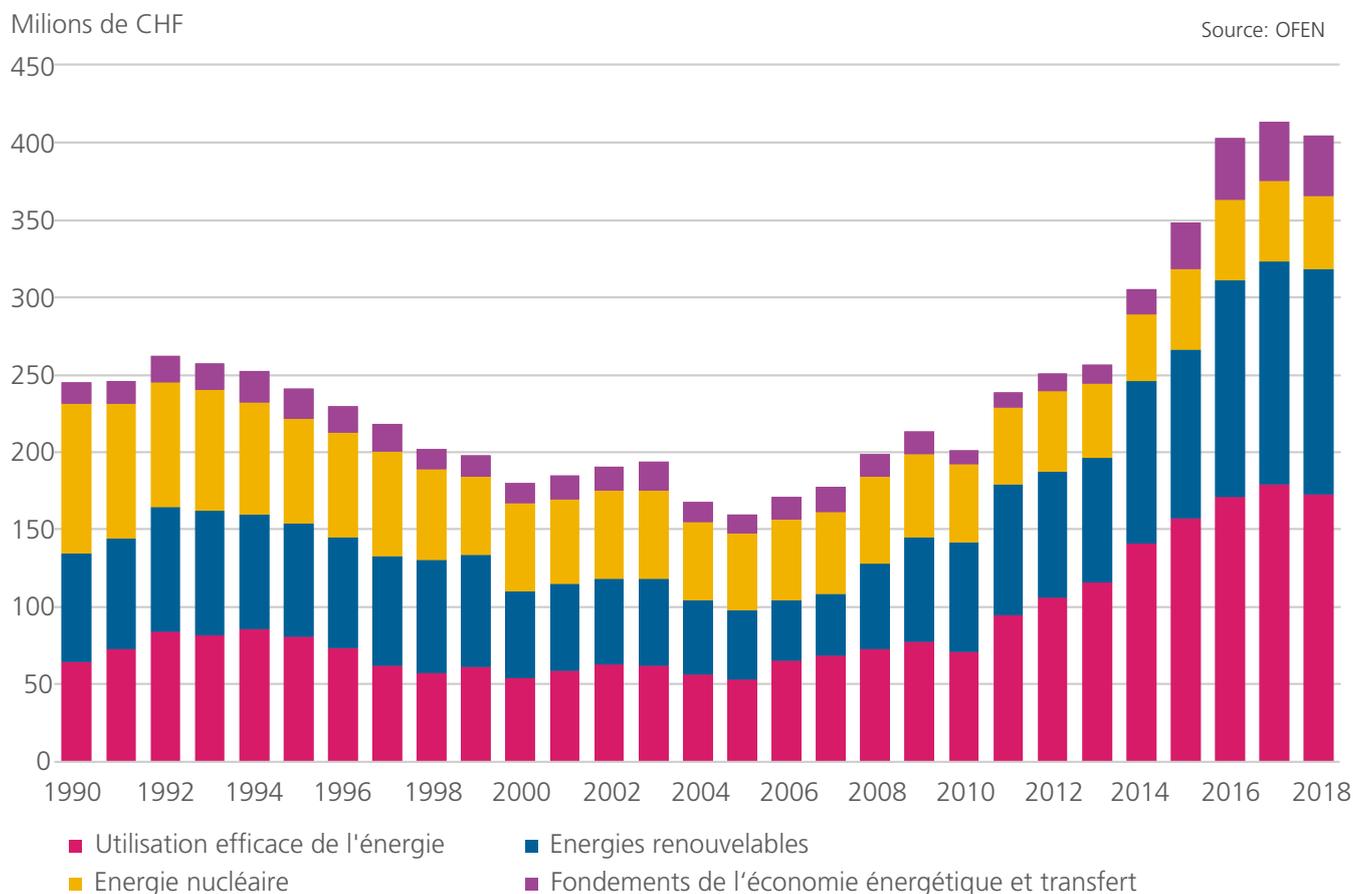


Figure 16: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)¹⁸

Depuis 2005, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 16). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation concernant la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée», même si une certaine stabilisation a été constatée en 2018. Le développement et la mise en place, par Innosuisse, des pôles de compétence suisses en recherche énergétique (SCCER), le lancement par le Fonds national suisse (FNS) de nouveaux programmes de recherche nationaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71) de même que le développement ciblé des projets pilotes, de démonstration et des projets phares de l'OFEN ont pour beaucoup contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2018 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à 404 millions de francs (valeur réelle; 2017: près de 414 millions de francs). Conformément aux priorités fixées dans la

Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (42,7% en 2018) et *Énergie renouvelables* (35,9% en 2018). 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 diminuant toutefois pour atteindre 11,7% en 2018. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,7% (source: OFEN, 2020c).

¹⁸ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

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



► ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

L'environnement international est d'importance pour la Suisse, parce qu'elle est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et qu'elle dépend fortement des importations d'énergie. Les développements qui surviennent en Europe sont en particulier cruciaux sur le plan de la régulation. De plus, les efforts internationaux de protection du climat jouent un rôle important. Il n'est pas possible de mesurer les changements de l'environnement international au moyen d'indicateurs. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

EVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

En 2020, la pandémie de Covid-19 a également déstabilisé les marchés mondiaux de l'énergie. Les perspectives de croissance des agents énergétiques fossiles ont dû être revues à la baisse. Les informations ci-après relatives au charbon et au gaz s'appuient pour l'essentiel sur les rapports du printemps 2020 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'UE. Celles qui concernent le pétrole reposent sur les rapports d'août 2020 de l'AIE.

Pétrole: dans ses prévisions à moyen terme, l'AIE pense que la demande mondiale de pétrole croîtra encore, en moyenne annuelle, de moins de 1 million de barils par jour pour atteindre environ 105,7 millions de barils par jour en 2025. La demande est donc inférieure de près de 2 millions de barils par jour à la valeur estimée en 2019, avant la pandémie de Covid-19. Selon l'AIE, elle devrait reculer d'environ 8%, soit 8 millions de barils par jour, sur l'ensemble de l'année 2020 par rapport à l'année précédente et de 3% en 2021 par rapport à son niveau de 2019. L'offre mondiale de pétrole n'a que légèrement augmenté en 2019 par rapport à l'année précédente pour atteindre 100,5 millions de barils par jour, tandis que la demande s'inscrivait à 100 millions de barils par jour (+0,7 million). En avril 2020, l'OPEP+ (composée de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole [OPEP] et d'autres pays sous la direction de la Russie) ont convenu de réduire la production de 9,7 millions de barils par jour pour lutter contre la chute des prix. L'OPEP+ représente près de la moitié de la production de pétrole dans le monde. En 2019, le cours a oscillé entre 60 et 75 dollars le baril, mais il est tombé à son plus-bas historique au printemps 2020 en raison de la pandémie Covid-19. Des cours négatifs ont même été brièvement enregistrés aux États-Unis. Depuis juin 2020, le prix du pétrole s'est toutefois redressé et dépasse légèrement les 40 dollars le baril (sources: OCDE/AIE, 2020b+c).

Gaz naturel: dans ses prévisions à moyen terme antérieures à la crise liée au coronavirus, l'AIE tablait encore sur une croissance annuelle de la demande mondiale de gaz naturel de 1,8% jusqu'en 2024. En juin 2020, ces prévisions ont été révisées à la baisse pour s'établir à 1,5%. La demande mondiale de gaz naturel devrait donc s'inscrire à environ 4370 milliards de mètres cubes en 2025. Pour 2020, l'AIE mise sur une baisse de la demande de 4% au niveau mondial (à 3840 milliards de mètres cubes) et de 7% en Europe. En 2019, la production mondiale de gaz naturel a augmenté de 3,3% par rapport à l'année précédente, atteignant un nouveau record de 4088 milliards de mètres cubes. La demande a crû de 1,5% pour s'établir à 3986 milliards de mètres cubes. En 2019 déjà, les prix du gaz avaient diminué dans toutes les principales régions de consommation et étaient de 2 USD/million de British Thermal Unit sur le marché américain [Henry Hub] et de 4 USD/million de British Thermal Unit sur le marché européen [TTF spot]. En raison de la crise liée au coronavirus, ils étaient inférieurs en mai 2020 de respectivement 22% (Henry Hub), 71% (TTF en Europe) et 62% (gaz naturel liquéfié en Asie) à leur niveau de janvier 2020. Jusqu'en octobre, le prix du gaz en Europe a de nouveau augmenté et atteint le niveau de février 2020 (sources: OCDE/AIE, 2020d+e/UE, 2020/Argus Gas Connections¹⁹).

EVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

Charbon: les prévisions à moyen terme de l'AIE supposent que la demande de charbon annuelle restera pratiquement stable à l'échelle mondiale, à un niveau de 5645 millions de tonnes d'ici à 2024. La production mondiale de charbon a augmenté de 3,3% en 2018 et de seulement 1,5% en 2019. À l'échelle mondiale, la consommation de charbon a baissé de 1,2% en 2019, principalement car la demande dans les pays de l'OCDE (avant tout dans l'UE) a reculé de 12%. Les prix du charbon ont nettement progressé en 2016 en raison de la dynamique du marché asiatique et après que la Chine eut introduit des mesures pour limiter sa production indigène de charbon. En juillet 2018, le prix spot CIF ARA atteignait 100 dollars américains la tonne, son plus haut niveau depuis 2012, avant de retomber à quelque 50 dollars la tonne vers le milieu de l'année 2019. Depuis, il se stabilise autour de ce niveau (sources: OCDE/AIE, 2019+2020f/Argus Gas Connections).

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: pendant le confinement, le prix des droits d'émission de CO₂ a fluctué de manière volatile, car l'incertitude concernant l'impact de la pandémie de Covid-19 sur l'économie s'est traduite par un recul provisoire de la liquidité. Jusqu'à la fin mai 2020, ce prix a toutefois presque entièrement compensé les pertes enregistrées pendant la phase la plus aigüe de la pandémie. Au premier trimestre 2020, le prix spot moyen des émissions de CO₂ a fléchi de 8%

par rapport au dernier trimestre 2019 pour s'établir à 23 euros par tonne de CO₂. En avril et en mai 2020, il s'inscrivait à 20 euros la tonne de CO₂. Il a progressé en juin 2020, atteignant 23,5 euros la tonne de CO₂, et a depuis retrouvé son niveau d'avant la crise. En particulier, le fait que la Commission européenne souhaite réduire les émissions de CO₂ de 55% d'ici à 2030, contre 40% auparavant, a tiré le prix vers le haut à l'été 2020, l'amenant à 30 euros la tonne de CO₂. En août 2020, le prix des futures qui échoient en décembre 2021 était lui aussi de 30 euros (sources: UE, 2020/EEEX²⁰).

Électricité: à l'échelle mondiale, la production électrique a augmenté de 6298 à 26 730 TWh entre 1974 et 2018, ce qui correspond selon les données de l'AIE à un taux de croissance annuel moyen de 3,3%. En 2018, la production était supérieure de 3,9% à celle de 2017. L'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark Index) a fléchi au premier trimestre 2020 pour s'inscrire à 30 euros/MWh, en baisse de 28% par rapport à cette même période durant l'année précédente, retrouvant ainsi le même plus bas historique qu'en février 2016. Le prix de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a suivi cette tendance (sources: OCDE/AIE, 2020g/UE, 2020).

¹⁹ www.argusmedia.com

²⁰ www.eex.com

ÉVOLUTIONS DANS L'UE: LE «PACTE VERT POUR L'EUROPE»

L'UE souhaite devenir le premier continent climatiquement neutre du monde d'ici à 2050. Cet objectif est au cœur du «**pacte vert pour l'Europe**» que la Commission présidée par Ursula von der Leyen a présenté le 11 décembre 2019. La Commission avait exposé pour la première fois en novembre 2018 son ambition d'une EU climatiquement neutre d'ici à 2050. Cette vision est conforme à l'objectif de l'Accord de Paris, qui entend contenir le réchauffement climatique bien en-deçà de 2 degrés et poursuivre les efforts pour le limiter à 1,5 degré. Le «pacte vert pour l'Europe» est une stratégie globale qui englobe tous les secteurs économiques (transports, énergie, agriculture, bâtiment, sidérurgie, industrie du ciment, informatique, industrie textile et industrie chimique). Les aspects suivants, notamment, sont déterminants pour la politique énergétique et climatique (source: COM(2019) 640 final):

- **Protection du climat:** d'ici à 2030, les émissions de gaz à effet de serre devraient diminuer de 55% par rapport à leur niveau de 1990; l'objectif précédent (-40%) est donc durci. Comme indiqué précédemment, il s'agit d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Si les écarts entre les niveaux d'ambition persistent à travers le monde alors que l'UE renforce son ambition climatique, la Commission prévoit un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières pour certains secteurs afin de réduire le risque de fuite de carbone. De plus, la directive sur la taxation de l'énergie devrait être révisée afin de prendre particulièrement en compte les questions environnementales. Enfin, une nouvelle stratégie sera élaborée en matière d'adaptation au changement climatique.
- **Approvisionnement en énergie:** la Commission souligne l'importance de poursuivre la décarbonisation du système énergétique pour atteindre les objectifs climatiques fixés pour 2030 et 2050. Celle-ci passe par une efficacité énergétique accrue ainsi que par le développement et l'intégration des énergies renouvelables, l'abandon rapide du charbon et la décarbonisation du gaz. Parallèlement, l'approvisionnement énergétique de l'UE doit être sûr et abordable pour les consommateurs et les entreprises. Pour cela, la Commission entend veiller à ce que le marché de l'énergie européen soit pleinement intégré, interconnecté et numérisé, dans le respect de la neutralité technologique. Concernant les infrastructures, la Commission précise que le cadre réglementaire les concernant devrait être réexaminé pour en garantir la cohérence avec l'objectif de neutralité climatique. Ce cadre devrait favoriser le déploiement de technologies et d'infrastructures innovantes, comme les réseaux intelligents, les réseaux de distribution d'hydrogène ou le captage, le stockage et l'utilisation du CO₂, ainsi que le stockage de l'énergie, et permettre également le couplage des secteurs.
- **Mobilité:** les transports jouent un rôle primordial dans la future neutralité climatique. Pour parvenir à cette dernière, la Commission affirme que leurs émissions de gaz à effet de serre doivent diminuer de 90% d'ici à 2050. Tous les modes de transport (routier, ferroviaire, aérien et par voie d'eau) doivent contribuer à cet objectif. Le transport multimodal a besoin d'une impulsion vigoureuse pour accroître l'efficacité du système de transport. Le transfert du fret routier vers le rail est déterminant pour réduire les émissions. Les transports doivent être plus respectueux de l'environnement, en particulier dans les villes. La Commission confère un rôle de plus en plus important à la mobilité automatisée et connectée. En outre, les carburants durables et alternatifs devraient être encouragés.

ÉVOLUTIONS DANS L'UE: LE «PACTE VERT POUR L'EUROPE»

▪ **Bâtiments:** d'après les indications de la Commission, les bâtiments représentent actuellement 40% de la consommation d'énergie, et le taux annuel de rénovation du parc immobilier varie de 0,4% à 1,2% dans les États membres. Les rénovations de bâtiments sont donc essentielles pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et de climat. Une vague de rénovation des bâtiments privés et publics devrait augmenter ce taux de rénovation. Par ailleurs, il est envisagé d'intégrer les émissions des bâtiments dans le système européen d'échange de quotas d'émission.

Pour financer le «pacte vert», la Commission a présenté début 2020 un **plan d'investissement qui mobilisera 1000 milliards d'euros jusqu'en 2030 en vue d'investissements durables**. Une part accrue des dépenses du budget de l'UE sera consacrée aux mesures climatiques et environnementales, ce qui permettra d'attirer les financements privés. La Banque européenne d'investissement, qui a déjà annoncé en novembre 2019 ne plus financer de projets dans les énergies fossiles dès 2022, jouera un rôle majeur en la matière. De plus, **37,5% des ressources issues du plan de relance «Next Generation EU»** consécutif à la pandémie de Covid-19 seront consacrées directement aux objectifs du «pacte vert», comme l'a indiqué Ursula von den Leyen, présidente de la Commission européenne, dans son discours sur l'état de l'Union lors de l'assemblée plénière du Parlement européen le 16 septembre 2020 à Bruxelles. Le Conseil européen s'était accordé sur ce plan de relance en juillet, au cours d'une séance extraordinaire. Dans ce cadre, la Commission pourra obtenir jusqu'à 750 milliards d'euros sur les marchés (sources: COM(2020) 21 final/COM, 2020/Conseil européen, 2020).

Le 12 décembre 2019, le **Conseil européen** a approuvé l'objectif d'une UE climatiquement neutre d'ici à 2050. Il précise dans ses conclusions qu'un pays (la Pologne) ne peut, à ce stade, s'engager à mettre en œuvre cet objectif (source: Conseil européen, 2019).

Début mars 2020, la Commission a présenté la **loi européenne sur le climat** pour ancrer sur le plan juridique la neutralité climatique à l'horizon 2050. D'après cette loi, il ne devra plus avoir aucune émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. La Commission propose d'adopter une trajectoire pour l'ensemble de l'UE sur la période 2030–2050 en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans le même temps, la loi vise à renforcer les efforts en matière d'adaptation au changement climatique. De plus, la Commission a présenté à la mi-septembre une modification de la loi sur le climat proposée, afin d'inscrire dans celle-ci l'objectif de réduction des émissions d'au moins 55% jusqu'en 2030 en tant qu'objectif intermédiaire sur la voie de la neutralité climatique souhaitée à l'horizon 2050 (sources: COM(2020) 80 final/COM(2020) 562 final).

Le «pacte vert» **revêt également un intérêt pour la Suisse**. Il renforce les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront également la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du «pacte vert» en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE. Cependant, la Suisse peut saisir cette occasion pour intensifier ses échanges avec l'UE sur certains thèmes. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels au niveau de la Suisse.

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

Pour poursuivre la mise en œuvre de **l'Accord de Paris**, aucune règle relative aux mécanismes de marché qui excluent une double imputation des réductions d'émissions réalisées à l'étranger n'a pu être approuvée à la mi-décembre 2019 lors de la 25^e conférence sur le climat (COP25), à Madrid. La Suisse regrette cette décision et souhaite désormais s'engager, avec différents pays partenaires, en faveur de règles de marché ambitieuses. Elle envisage également déjà une collaboration bilatérale avec différents états. A cette fin, le Conseil fédéral a approuvé en 2020 des accords avec le Pérou et le Ghana. Initialement prévue fin 2020 à Glasgow, la COP26 a été reportée d'un an (novembre 2021) en raison de la pandémie de Covid-19. L'accord de Paris, adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, 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 deux 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 de concilier les flux financiers en visant un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques. Dans l'intervalle, les 197 parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (UNFCCC) ont adhéré à l'Accord de Paris et 189 États ainsi que l'UE l'ont ratifié. Le 1^{er} juin 2017, le président américain Donald Trump a fait savoir que les États-Unis voulaient se retirer de l'Accord de Paris. Ainsi les États-Unis seraient le seul parti à la Convention-cadre qui ne participerait pas

à l'accord. En raison des délais de résiliation, la sortie formelle ne sera possible qu'en novembre 2020. D'ici là, les États-Unis demeurent de jure partie au contrat.

La Suisse a déposé son instrument de ratification le 6 octobre 2017, après que l'Assemblée fédérale a approuvé l'Accord en date du 16 juin 2017. En entérinant l'Accord, l'Assemblée fédérale a également adopté l'objectif de réduction global des gaz à effet de serre de 50% à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Cet objectif est toutefois assorti d'une clause selon laquelle la répartition entre la part indigène et la part étrangère ne seront déterminées qu'au moment de la mise en œuvre sur le plan national (selon la révision totale de la loi sur le CO₂, au moins 75% des réductions nécessaires doivent se faire en Suisse). Depuis la ratification, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques. Elle devra en outre continuer de rendre compte avec le «Biennial Report» 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. Le Parlement a transposé l'Accord de Paris dans le droit suisse lors de la révision totale de la loi sur le CO₂. Celle-ci devrait entrer en vigueur début 2022, sous réserve d'un éventuel référendum.

En 2018, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a exposé dans un rapport spécial les conséquences d'un réchauffement mondial de 1,5 degré et les a comparées avec l'impact d'un réchauffement de 2 degrés. Il ressort clairement de ce rapport qu'une augmentation de la température moyenne d'au moins 1,5 degré à

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

l'échelle mondiale aurait déjà de graves incidences sur les écosystèmes et que celles-ci s'accroîtraient encore sensiblement si ce réchauffement atteignait les 2 degrés. Le bilan des émissions de CO₂ doit déjà atteindre le niveau de zéro émission nette dès le milieu du siècle pour limiter ce réchauffement climatique à 1,5 degré. Le Conseil fédéral, en se basant sur ces travaux, a chargé l'OFEV de réexaminer les objectifs climatiques à long terme et d'inventorier les actions possibles. Le 28 août 2019, il a décidé que d'ici à 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (zéro émission nette jusqu'en 2050). Cet objectif climatique garantira la contribution de la Suisse à la limitation du réchauffement climatique à 1,5 degré au plus à l'échelle mondiale. Début septembre 2019, lors de la consultation sur le contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers, le Conseil fédéral a proposé d'inscrire de manière contraignante dans la Constitution le niveau de zéro émission nette de gaz à effet de serre, qui n'était jusqu'à présent qu'un objectif indicatif (sources: Conseil fédéral, 2020c+d+2019a+2017/IPCC, 2018).

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

La Suisse négocie avec l'UE **un accord bilatéral sur l'électricité**. Pour l'essentiel, il s'agit d'un accord visant l'octroi mutuel de l'accès au marché de l'électricité. Ses contenus et sa portée sont largement définis, mais quelques-uns de ses aspects, dans divers domaines, font encore l'objet de négociations. Celles-ci marquent le pas depuis le milieu de l'année 2018, car l'UE conditionne leur poursuite aux progrès des discussions avec la Suisse sur un accord institutionnel. Avec le Clean Energy Package (CEP), le cadre réglementaire de l'UE s'est largement développé dans le domaine de l'énergie. Ceci demandera probablement une adaptation du mandat de négociation, étant donné que la base de négociations utilisée jusqu'ici, le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité, a été remplacé par le CEP.

Sur le plan de la **coopération régionale**, la Suisse participe depuis février 2011, en qualité d'observatrice active et permanente, au Forum pentalatéral de l'énergie. Les ministres de l'énergie allemand, français, belge, hollandais, luxembourgeois, autrichien et suisse collaborent sur une base volontaire dans le cadre de ce forum, dont les travaux portent sur le marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement en électricité, la flexibilité de ce marché et l'hydrogène. Mi-juin 2020, Simonetta Sommaruga, présidente de la Confédération, a signé à Bruxelles une déclaration politique commune du Forum pentalatéral de l'énergie sur le rôle de l'hydrogène dans la décarbonisation du système énergétique. En mai, les gestionnaires des réseaux de distribution des États membres du forum ont publié leur troisième rapport commun sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité. Swissgrid, qui gère le réseau de distribution en Suisse, a également participé à cette analyse. La Suisse continuera de participer à ce forum.

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales**. En 2020, l'énergie et le climat ont été des thèmes abordés lors des visites de Simonetta Sommaruga, présidente de la Confédération, en Autriche, en Ukraine et en Allemagne. Lors de discussions avec Ursula von den Leyen, présidente de la Commission européenne, au

WEF à Davos ainsi qu'avec Giuseppe Conte, président du Conseil des ministres italien, à Rome, la dimension «verte» des mesures de stabilisation de l'économie suite à la pandémie de Covid-19 a été discutée.

La Suisse s'est engagée pour la **coopération multilatérale** dans le cadre des institutions multilatérales de l'énergie, notamment l'Agence internationale de l'énergie (AIE). En ce qui concerne la Charte de l'énergie, la Suisse s'est engagée afin que des négociations concernant la modernisation du contrat soient lancées à partir de 2020, en particulier dans le but d'adapter le contrat aux exigences actuelles de la décarbonisation et de la nouvelle pratique dans le domaine de l'accord sur la protection des investissements. En juillet et septembre 2020, deux cycles de négociations ont eu lieu. Les négociations devraient se poursuivre en 2021. En janvier 2020, comme déjà en 2019, la Suisse a organisé en marge de la réunion annuelle de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) un atelier sur la force hydraulique. De plus, la Suisse siègeait de 2019 à 2020 à l'IRENA, ce qui est également prévu pour 2021 et 2022. De plus, elle collabore au sein de l'Agence internationale de l'énergie atomique de l'ONU.

(Sources: Conseil fédéral, 2019b/DETEC, 2020)

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

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

COM(2019) 640 final:	Communication de la Commission concernant le pacte vert de l'Europe.
COM(2020) 21 final:	Communication de la Commission concernant le plan d'investissement du pacte vert pour l'Europe.
COM(2020) 80 final:	Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant le règlement (UE) 2018/1999 (loi européenne sur le climat).
COM(2020) 562 final:	Communication de la Commission concernant l'objectif climatique renforcé pour 2030.
COM (2020):	Discours du 16 septembre 2020 d'Ursula von den Leyen, présidente de la Commission, sur l'état de l'Union lors de l'assemblée plénière du Parlement européen, Bruxelles.
COMCO (2020):	Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
Conseil européen (2019):	Conclusions du Conseil européen, réunion du 12 décembre 2019
Conseil européen (2020):	Conclusions du Conseil européen, réunion extraordinaire du 17 au 21 juillet 2020
Conseil fédéral (2013):	Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)», FF 2013 6771.
Conseil fédéral (2016):	Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3679.
Conseil fédéral (2017):	Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO ₂ pour la période postérieure à 2020, FF 2018 229.
Conseil fédéral (2018):	Dossier de consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, FF 2018 6431.
Conseil fédéral (2019a):	Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).
Conseil fédéral (2019b):	Communiqué de presse du 7 juin 2019 sur le dossier européen.
Conseil fédéral (2019c):	Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.
Conseil fédéral (2020a):	Communiqué de presse du 11 novembre 2020 sur une loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.
Conseil fédéral (2020b):	Procédure de consultation. Révision de la loi sur l'énergie (mesures à partir de 2023), FF 2020 3019.
Conseil fédéral (2020c):	Procédure de consultation. Initiative populaire «Pour un climat sain (initiative pour les glaciers)» et le contre-projet direct (arrêté fédéral relatif à la politique climatique), FF 2020 6814.
Conseil fédéral (2020d):	Communiqué de presse du 14 octobre et du 18 novembre sur des accords entre la Suisse et le Pérou respectivement le Ghana pour la protection du climat.

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

DETEC (2020):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe (sur mandat de l'OFEV).
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV).
ElCom (2020a):	Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2019.
ElCom (2020b):	Commission fédérale de l'électricité, ElCom System Adequacy 2030.
GRD (2020):	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 (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
OCDE/AIE (2019):	Agence internationale de l'énergie, Coal 2019: Analysis and Forecasts to 2024.
OCDE/AIE (2020a):	Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2019.
OCDE/AIE (2020b):	Agence internationale de l'énergie, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2025.
OCDE/AIE (2020c):	Agence internationale de l'énergie, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2019.
OCDE/AIE (2020d):	Agence internationale de l'énergie, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2025.
OCDE/AIE (2020e):	Agence internationale de l'énergie, Natural Gas Information: Overview 2020.
OCDE/AIE (2020f):	Agence internationale de l'énergie, Natural Coal Information: Overview 2020.
OCDE/AIE (2020g):	Agence internationale de l'énergie, Electricity Information: Overview 2020.
OFAC (2020):	Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2019 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2019):	Office fédéral de l'énergie, Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050
OFEN (2020a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2019.
OFEN (2020b):	Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), 2019.
OFEN (2020c):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2018.
OFEN/Swissgrid (2020):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.
OFEV (2018):	Office fédéral de l'environnement, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
OFEV (2020):	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2018.
OFS (2020):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2019.
OFS/OFEV/ARE (2020):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

- PENTA (2020): Forum pentalatéral de l'énergie, Generation Adequacy Assessment.
- Prognos/TEP/Infras (2020a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN).
- Prognos/TEP/Infras (2020b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN).
- Swissgrid (2015): Réseau stratégique 2025.
- UE (2020): Commission européenne, Direction générale de l'énergie, Observation du marché de l'énergie.
- Université de Bâle/EPFZ (2017): Unité de recherche «Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung» de l'Université de Bâle, Unité de recherche «Energienetze» de l'EPFZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l'OFEN).
- Université de Bâle/EPFZ (2019): Unité de recherche «Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung» de l'Université de Bâle, Unité de recherche «Energienetze» de l'EPFZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l'OFEN).

TABLE DES ILLUSTRATIONS

8	Figure 1:	Evolution de consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)
9	Figure 2:	Evolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)
10	Figure 3:	Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)
11	Figure 4:	Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis 2000 (GWh)
15	Figure 5:	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.09.2020)
18	Figure 6:	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 septembre 2020, en années)
24	Figure 7:	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)
26	Figure 8:	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels
28	Figure 9:	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale
29	Figure 10:	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)
34	Figure 11:	Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)
35	Figure 12:	Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)
37	Figure 13:	Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)
40	Figure 14:	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)
41	Figure 15:	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)
43	Figure 16:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

NOVEMBRE 2020

Éditeur — Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13 · 3063 Ittigen · Adresse postale: 3003 Berne · Tél. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch · twitter.com/bfeenergeia

Images: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.monitoringenergie.ch