



Rapport de novembre 2019

Stratégie énergétique 2050

Rapport de monitoring 2019¹ (version détaillée)

¹ La plupart des données sont relevées jusqu'en 2018.

Date: Novembre 2019

Lieu: Berne

Éditeur: Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Internet: www.monitoringenergie.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Table des matières

L'essentiel en bref	5
Introduction	8
Base juridique et but du monitoring.....	8
Cadre de référence du monitoring.....	9
Axes de la Stratégie énergétique 2050.....	10
Champs thématiques et indicateurs du monitoring.....	11
Champ thématique Consommation et production énergétiques	13
Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie.....	13
Consommation énergétique finale par personne et par an.....	14
Consommation électrique par personne et par an.....	15
Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique).....	16
Production hydroélectrique.....	17
Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité.....	19
Évolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité.....	19
Consommation énergétique finale globale et par secteurs.....	20
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale.....	22
Consommation d'énergie finale en fonction de l'application.....	22
Intensités énergétique et électrique.....	24
Champ thématique Développement du réseau	25
État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport.....	25
Enfouissement de lignes.....	33
Investissements dans le réseau et amortissements.....	34
Investissements dans le réseau de transport et amortissements.....	34
Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	35
Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement	36
Vue d'ensemble.....	36
Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	36
Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	38
Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	40
Adéquation du système.....	40
Production électrique, importations et consommation au cours de l'année.....	41
Capacités d'importation.....	42
Charge N-1 sur le réseau de transport.....	42
Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau.....	43
Sécurité de l'approvisionnement en gaz.....	44
Installations bicom bustibles.....	45
Normes relatives aux infrastructures.....	46
Sécurité de l'approvisionnement en pétrole.....	47
Diversification des moyens de transport.....	47
Portefeuille d'importation de pétrole brut.....	49
Importations de pétrole brut et de produits pétroliers.....	50

Champ thématique Dépenses et prix	52
Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie	52
Prix de l'énergie.....	54
Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale.....	54
Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises.....	58
Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages	60
Champ thématique Émissions de CO₂.....	64
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant	64
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs	65
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: industrie et services	67
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme.....	68
Autres effets sur l'environnement.....	69
Champ thématique Recherche et technologie	70
Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique	70
Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique	72
Digression: Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production de l'électricité	73
Champ thématique Environnement international	75
Évolution des marchés globaux de l'énergie.....	75
Évolutions dans l'UE	78
Union de l'énergie	78
Évolution par rapport aux objectifs pour 2020	78
Objectifs pour 2030 et au-delà	79
Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l'électricité	79
«Clean Energy Package»	80
Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz.....	83
Infrastructure énergétique et cybersécurité.....	83
Politique climatique, efficacité énergétique et autres sujets	84
Politique climatique internationale.....	85
Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie	86
Liste bibliographique et des sources.....	88
Table des illustrations	92

L'essentiel en bref

La Suisse a lancé la transformation progressive de son système énergétique en adoptant la Stratégie énergétique 2050, dont les principaux piliers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. La législation correspondante, qui a été redéfinie en conséquence, est en vigueur depuis début 2018. Cette stratégie s'accompagne d'un monitoring détaillé qui décrit chaque année les progrès réalisés par la Suisse en la matière. Le présent **rapport de monitoring 2019** expose la situation à la fin de l'année 2018. En voici les principaux résultats:

- **Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique):** elle augmente depuis l'an 2000, et cette hausse s'est accélérée depuis 2010. En 2018, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 3877 gigawattheures (GWh), soit 6,1% de la production nette totale d'électricité. La loi sur l'énergie (LEne) fixe une valeur indicative de 4400 GWh en 2020, c'est-à-dire un accroissement visé de 3000 GWh entre 2010, l'année de référence, et 2020. En 2018, 82,6% de cette hausse avaient été réalisés, l'accroissement net étant de 224 GWh par rapport à l'année précédente. La moyenne annuelle s'inscrit à 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net moyen de 262 GWh par an sera nécessaire durant les années à venir pour atteindre la valeur indicative en 2020. Celle-ci est fixée à 11 400 GWh à l'horizon 2035. Sa réalisation requerra un accroissement net moyen plus élevé, qui équivaut à 443 GWh par an (*p. 16*).
- **Production hydroélectrique:** elle a continuellement progressé depuis l'an 2000. En 2018, la production moyenne nette attendue était de 35 986 GWh. La valeur indicative est fixée à 37 400 GWh pour 2035, l'année de référence étant ici 2011. Un accroissement net d'environ 2000 GWh est visé jusqu'en 2035 (aucune valeur indicative 2020 dans la loi), dont 30,9% étaient déjà réalisés en 2018. Cette même année, l'accroissement net par rapport à 2017 s'inscrivait à 107 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. Durant les années à venir, il devra se situer à 83 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative définie pour 2035 (*p. 18*).
- **Consommation énergétique finale par personne:** en baisse depuis l'an 2000, elle était en 2018 inférieure de 18,8% à l'année de référence 2000 (-17,2% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). C'est donc mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (-16%). À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra diminuer en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (-43%; *p. 14*).
- **Consommation électrique par personne:** elle a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis. En 2018, elle était inférieure de 6,9% à la valeur de l'an 2000 (-6,4% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). Dans ce cas également, la valeur indicative prévue pour 2020 (-3%) est déjà atteinte. À l'avenir, la consommation électrique par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 0,4% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (-13%; *p. 15*).
- **Énergies renouvelables dans l'ensemble:** la part des énergies renouvelables (électricité et chaleur) dans la consommation énergétique finale globale tend à augmenter depuis l'an 2000, cette hausse s'étant accélérée depuis le milieu des années 2000. En 2018, cette part s'inscrivait à 23,3% (2017: 22,3%; 2000: 16,9%; *p. 22*).
- **Intensité énergétique (rapport entre la consommation énergétique et le produit intérieur brut réel):** l'*intensité énergétique* a progressé jusqu'à la fin des années 1970, mais tend à diminuer depuis, ce recul s'étant accéléré ces dernières années. L'*intensité électrique* fléchit depuis le début des années 1990. Cette évolution peut refléter des procédés de production plus efficaces et, de manière générale, un découplage accru entre la consommation énergétique et le développement économique – et/ou une délocalisation des processus de production énergivores à l'étranger (*p. 24*).

- **Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger:** en 2018, les produits pétroliers représentaient encore près de la moitié de la consommation finale d'énergie, l'électricité un quart environ, et le gaz naturel quelque 14%. Dans l'ensemble, l'approvisionnement en énergie est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse. La part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre 2000 et 2006. Elle diminue depuis, mais reste à un niveau élevé (75% contre 75,3% en 2017; pp. 38 et 40).
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** pour évaluer le futur approvisionnement en électricité, le monitoring s'appuie en premier lieu sur des études relatives à la sécurité d'approvisionnement systémique (adéquation du système). Mise à jour en 2019 sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), une étude de l'École polytechnique fédérale et de l'Université de Bâle présente un horizon temporel allant jusqu'en 2040. Dans les scénarios considérés, l'approvisionnement de la Suisse demeurerait globalement favorable, même si l'Allemagne abandonnait les centrales au charbon et, parallèlement, la France réduisait précocement la capacité de ses centrales nucléaires. Cette évaluation vaut également pour la période postérieure à l'arrêt des centrales nucléaires en Suisse. Il convient toutefois de noter que la sécurité d'approvisionnement sera alors garantie par un volume croissant d'électricité importée. D'autre part, la force hydraulique suisse profite des changements du mix de la production dans les pays européens, puisque son recours sera multiplié pendant les périodes de pointe susceptibles d'apparaître au sein de l'Union européenne (UE). Eu égard à la future mise en œuvre de l'Accord de Paris et au renforcement de l'objectif climatique à long terme de la Suisse (zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050), la demande d'électricité devrait progresser à long terme selon les premiers résultats provisoires, posant dès lors de nouveaux défis (p. 40).
- **Développement du réseau:** des projets de réseau lancés avant 2013 sont actuellement en cours de planification et d'approbation, ces phases pouvant durer plusieurs années. Les procédures les plus récentes tendent à être plus courtes, car des mesures visant à les accélérer ont été mises en place dès 2013. Les mesures découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de la stratégie Réseaux électriques visent une vaste optimisation et simplification des procédures d'autorisation. Certaines étapes importantes des processus et des procédures ont pu être initiées ou décidées pendant la période sous revue (p. 29).
- **Dépenses et prix en matière d'énergie:** les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie ont augmenté en Suisse, passant d'environ 23,8 milliards de francs en 2001 à près de 28,9 milliards en 2018, ce qui représente une hausse moyenne de 1,1% par an. Une comparaison internationale des prix de l'énergie dans les secteurs industriels révèle que le prix du mazout, du diesel et de l'électricité en Suisse est légèrement supérieur à la moyenne de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Quant au 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 est le plus cher des pays de l'OCDE depuis 2010, à l'exception de l'année 2012 (à partir de la p. 52).
- **Émissions de CO₂:** en Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2017, elles s'inscrivaient à environ 4,3 tonnes (les données 2018 ne seront disponibles qu'au printemps 2020), soit près de 26% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 t). En l'espèce, on observe également un découplage croissant entre l'évolution démographique et les rejets de CO₂ liés à l'énergie. Pour atteindre l'objectif stratégique global à long terme vers lequel s'oriente actuellement la Stratégie énergétique 2050 (réduction à 1–1,5 t par habitant à l'horizon 2050)², les émissions par habitant doivent diminuer en moyenne de 0,1 tonne par an (p. 65).

² 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. La courante actualisation des perspectives énergétiques en constitue une base importante.

- **Recherche et technologie:** depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté. Depuis 2014 surtout, on observe une nette hausse de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». En 2017, les dépenses totales des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'inscrivaient à près de 410 millions de francs (valeur réelle; 2016: presque 399 millions). Les données 2018 ne seront disponibles que début 2020 (*p. 71*).
- **Environnement international:** les évolutions que connaissent les marchés internationaux de l'énergie, le cadre européen, les relations internationales dans le domaine de l'énergie (notamment la conclusion éventuelle d'un accord sur l'électricité avec l'UE) et la politique climatique au niveau international (Accord de Paris) revêtent une grande importance pour la Suisse. Pendant la période sous revue, il convient en particulier de mentionner l'entrée en vigueur en 2018 et en 2019 dans l'UE d'un vaste train de mesures comportant de nouvelles règles sur le marché intérieur de l'électricité, les énergies renouvelables (directive SER), la sécurité de l'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance («Clean Energy Package») pour mettre en œuvre l'Union de l'énergie (*à partir de la p. 80*).

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. Le peuple suisse a accepté la nouvelle législation sur l'énergie, entrée en vigueur début 2018, lors du vote référendaire du 21 mai 2017. De plus, le Conseil fédéral a réaffirmé le 27 septembre 2019 son souhait d'ouvrir complètement le marché de l'électricité afin d'accélérer l'introduction de produits et services innovants ainsi que l'essor du numérique dans le domaine de l'énergie. Dans le même temps, il a décidé de présenter une révision de la loi sur l'énergie qui améliore les incitations à investir dans les énergies renouvelables suisses (Conseil fédéral, 2019d+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, 2017a) qui est actuellement discutée au Parlement 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, 2019b).

Base juridique et but du monitoring

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Compte tenu des perspectives de réalisation éloignée, un monitoring est prévu pour permettre d'observer les évolutions et progrès déterminants, de mesurer le degré de réalisation des objectifs, d'étudier l'utilité et les coûts économiques des mesures et d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la LENE et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OENE). L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu), qui vise les rapports sur le développement de la technologie nucléaire, est également relevant.

Le monitoring mis en place par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), en coopération avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, observe des indicateurs choisis et des analyses quantitatives et qualitatives plus approfondies, qui renseignent à intervalles réguliers sur la manière dont le système énergétique suisse a évolué depuis la dernière observation ou sur l'avancement de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 par rapport aux valeurs indicatives ancrées dans la loi. Ce monitoring comprend deux produits principaux: un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2019 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2018), et un compte-rendu supplémentaire quinquennal.

Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant de l'économie énergétique et des parties descriptives. Le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement complète et approfondit les rapports de monitoring annuels par des analyses supplémentaires. En particulier, ce compte-rendu doit permettre au Conseil fédéral et au Parlement de contrôler sur une période assez longue si les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie sont atteintes et de décider au besoin de prendre des mesures supplémentaires ou

d'adapter les mesures existantes. Ces rapports sont destinés au monde politique et à l'administration, aux milieux de l'économie, de la protection de l'environnement et de la société civile de même qu'à toute personne intéressée.

Cadre de référence du monitoring

La Stratégie énergétique 2050 – ses objectifs, valeurs indicatives et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant d'évaluer la politique énergétique de la Suisse au moyen du monitoring prévu. Ces éléments sont ancrés dans la LENE et le message y afférent du Conseil fédéral (Conseil fédéral, 2013), eux-mêmes fondés sur les scénarios présentés dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012), qui sont en cours d'actualisation. En outre, d'autres projets et politiques de la Confédération concernent le monitoring, notamment la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques, cf. également Conseil fédéral, 2016), qui est entrée en vigueur début juin 2019 avec les ordonnances correspondantes, à quelques exceptions près³. De plus, comme mentionné précédemment, un lien étroit existe avec la politique climatique et donc avec la loi sur le CO₂ et son développement (Conseil fédéral, 2017a+2019b).

Domaine	2020 (à court terme) ancré dans la LENE	2035 (à moyen terme) ancré dans la LENE	2050 (à long terme) selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050
Consommation énergétique moyenne par personne et par an	moins 16%	moins 43%	moins 54%
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 3%	moins 13%	moins 18%
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 téra-watts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh	au moins 24,2 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	aucune valeur indicative pour 2020	au moins 37,4 TWh	au moins 38,6 TWh

Figure 1 Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050⁴

³ Certaines dispositions concernant le facteur de surcoût lié à l'enfouissement des lignes et les plans pluriannuels de développement du réseau (cf. champ thématique Développement du réseau) n'entreront en vigueur qu'en juin 2020 ou en juin 2021.

⁴ Valeurs indicatives de la consommation par rapport à l'année de référence 2000. Consommation énergétique finale selon les Perspectives énergétiques, sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs de gazoduc de transit du gaz naturel et sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Consommation électrique sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture. La valeur indicative concernant la production d'électricité renouvelable était fixée initialement à 14,5 TWh dans le message, mais le Parlement l'a réduite à 11,4 TWh.

Axes de la Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 définit une série d'axes fondamentaux afin de montrer comment les objectifs et les valeurs indicatives peuvent être atteints. Ces axes touchent également le monitoring.

- *Réduire la consommation d'énergie et d'électricité*: la gestion économe de l'énergie en général et de l'électricité en particulier est encouragée en renforçant les mesures d'efficacité.
- *Augmenter la part des énergies renouvelables*: la production électrique à partir de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables (soleil, biomasse, biogaz, vent, déchets, géothermie) est développée. Il doit aussi être possible de répondre à la demande en développant au besoin la production électrique fossile, par exemple grâce au couplage chaleur-force et, le cas échéant, en important davantage d'électricité.
- *Garantir l'approvisionnement en énergie*: il importe d'avoir librement accès aux marchés internationaux de l'énergie. L'échange d'électricité avec l'étranger est nécessaire pour assurer l'approvisionnement électrique et procéder aux ajustements temporaires. Les futures infrastructures de production indigènes et l'échange d'électricité requièrent le développement rapide des réseaux de transport d'électricité et la transformation des réseaux en réseaux intelligents. En outre, le réseau électrique suisse doit être raccordé de manière optimale au réseau électrique européen.
- *Transformer et développer les réseaux électriques en tenant compte du stockage d'énergie*: en raison des fluctuations de l'injection inhérentes au développement des nouvelles énergies renouvelables, la nécessité de transformer et de développer les réseaux électriques de même que le besoin de stocker l'énergie vont croissant.
- *Renforcer la recherche énergétique*: la recherche énergétique doit être renforcée de manière ciblée pour soutenir la transformation du système énergétique. À cet effet, le Parlement a adopté en mars 2013 le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée» (Conseil fédéral, 2012).
- *SuisseEnergie*: les mesures volontaires de SuisseEnergie encouragent, en collaboration avec les cantons, communes et partenaires du marché, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Les outils sont l'information de la population, le développement de solutions spécifiques aux différents branches et le transfert de connaissances, l'assurance qualité et la coordination des mesures au niveau suisse.
- *Assumer la fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes*: les collectivités publiques prêchent par l'exemple, notamment en respectant les normes de construction pour leurs propres bâtiments. Les distinctions «Cité de l'énergie» et «Région-énergie», attribuées dans le cadre du programme SuisseEnergie, jouent à cet égard un rôle important. De plus, le Conseil fédéral a adopté début juillet 2019 le train de mesures sur le climat pour l'administration fédérale qui, en lien avec la Stratégie énergétique 2050, vise à accentuer la baisse des émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale (Conseil fédéral, 2019a).
- *Intensifier encore la coopération internationale*: en tant qu'important pôle de recherche et d'innovation, la Suisse peut contribuer sur le plan international au développement de connaissances et au transfert technologique dans le domaine de l'énergie et en bénéficier. L'intégration de la Suisse dans les mécanismes de crise internationaux accroît la sécurité d'approvisionnement de notre pays.

Champs thématiques et indicateurs du monitoring

Les objectifs, les valeurs indicatives et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques et les quelque 40 indicateurs couverts par le monitoring annuel. Les observations ainsi réunies seront complétées et approfondies tous les cinq ans dans le cadre d'un compte-rendu supplémentaire comprenant un complément d'analyses.

Remarques méthodologiques

Le monitoring annuel de la Stratégie énergétique 2050, qui embrasse, aux fins de fournir une vue d'ensemble (pas au niveau des mesures), un large éventail de thèmes et d'indicateurs choisis dans les domaines concernant l'énergie globale et l'électricité, le développement du réseau, la sécurité de l'approvisionnement, les dépenses énergétiques et les prix de l'énergie ainsi que les émissions de CO₂ liées à l'énergie, décrit les évolutions survenant dans l'environnement international de même que dans les domaines de la recherche et de la technologie. La publication comprendra une version détaillée du rapport de monitoring annuel (telle que le présent document) et une version abrégée résumant les principaux indicateurs et résultats. L'une et l'autre versions sont mises en ligne sous www.monitoringenergie.ch.

Le monitoring annuel, qui repose pour l'essentiel sur des données et rapports préexistants déjà publiés, exploite systématiquement les synergies que comportent les systèmes de monitoring actuels de la Confédération. En règle générale, l'an 2000 constitue l'année de référence pour les indicateurs. Pour certains indicateurs, une série plus longue apparaît judicieuse, alors qu'une série plus brève est indiquée pour d'autres parce que les données ne sont disponibles que depuis peu de temps. Le monitoring annuel ne permet pas d'observer et d'analyser toutes les thématiques pertinentes et intéressantes sous forme d'indicateurs actualisables chaque année. Certaines thématiques nécessiteraient des examens plus détaillés portant sur une plus longue période ou nécessiteraient des données qui n'existent pas ou qu'il serait trop coûteux de collecter chaque année. C'est pourquoi, de par sa nature même, le monitoring annuel présente des lacunes. Il s'agit toutefois d'un système appelé à être régulièrement remanié et développé. Au demeurant, le compte-rendu annuel constitue un état des lieux, en termes d'économie énergétique et de statistique énergétique, qui renonce à toute conclusion d'un autre ordre. Cependant, le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement constitue, d'une part, une structure permettant d'intégrer des analyses approfondies qui sont coordonnées avec les travaux de base en cours auprès de l'OFEN (p. ex. perspectives énergétiques, évaluations). D'autre part, il permet d'établir un bilan intermédiaire de la politique énergétique et de formuler des recommandations.

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

Champ thématique	Indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)
Consommation et production énergétiques	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation énergétique finale par personne et par an • Consommation électrique par personne et par an • Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) • Production électrique hydraulique • Evolution et moteurs de la consommation énergétique finale et de la consommation électrique • Consommation énergétique finale totale et par secteurs • Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale • Consommation énergétique en fonction de l'application • Consommation énergétique finale et consommation électrique par rapport au PIB (intensité énergétique/électrique)
Développement du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Etat d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport • Enfouissement de lignes (câblage souterrain) • Investissements dans le réseau et amortissements (réseau de transport et réseau de distribution)
Sécurité de l'approvisionnement	<p><i>Perspective d'ensemble</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Consommation d'énergie finale par agents énergétiques (diversification) • Production électrique par agents énergétiques (diversification) • Solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires, production indigène (dépendance vis-à-vis de l'étranger) <p><i>Electricité</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Adéquation du système (suivi descriptif) • Production électrique, importations et consommation au cours de l'année • Capacité d'importation (capacité de transfert nette ou NTC pour «net transfer capacity») • Stabilité du réseau (violations du critère N-1) • Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau (SAIDI) <p><i>Gaz naturel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Installations de type bicom bustible • Normes relatives aux infrastructures / critère N-1 <p><i>Pétrole</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Diversification des moyens de transport • Portefeuille d'importation du pétrole brut • Importation de pétrole brut et de produits pétroliers
Dépenses et prix	<ul style="list-style-type: none"> • Evolution et moteurs des dépenses énergétiques des consommateurs finaux • Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale • Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises • Evolution du prix des combustibles et des carburants pour les ménages
Emissions de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: globalement et par secteurs • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: de l'industrie et des services, en fonction de la création de valeur brute • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: des voitures de tourisme en fonction du parc et de la puissance des véhicules
Recherche et technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique • Activités et programmes de recherche dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif) • Digression: potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production électrique (suivi descriptif)
Environnement international	<ul style="list-style-type: none"> • Evolution des marchés globaux de l'énergie (suivi descriptif) • Evolutions au sein de l'UE (suivi descriptif) • Politique climatique internationale (suivi descriptif) • Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)

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

En 2019, l'OFEN a commencé à collecter des données auprès des gestionnaires suisses de réseau de distribution électrique dans le cadre du monitoring de la Stratégie énergétique 2050. Ces données concernent la **consommation propre (y c. les regroupements) ainsi que la propagation des systèmes de mesure intelligents (smart meters) et des systèmes de commande et de réglage intelligents**. Lancée en 2019 pour l'année de livraison 2018, la collecte de données sera désormais réalisée tous les ans. La plausibilisation de ces dernières n'étant pas encore terminée au moment de la publication du présent rapport de monitoring, les indicateurs correspondants figureront dans la prochaine édition.

Champ thématique Consommation et production énergétiques

Abaisser la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation en matière énergétique. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour compenser partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 analyse ces thématiques essentielles au fil de la transformation progressive du système énergétique de la Suisse. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent surtout les valeurs indicatives prévues par la LEné 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 2035. Les critères retenus correspondent aussi aux principes légaux prévoyant que toute forme d'énergie doit être utilisée de manière efficace et économe (efficacité énergétique) et que les énergies renouvelables doivent couvrir la consommation énergétique globale dans une mesure substantielle. D'autres indicateurs encore sont ajoutés à titre d'informations contextuelles sur la consommation énergétique et ses facteurs d'influence de même que sur l'évolution par secteurs et en fonction de l'application.

Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie

La LEné prévoit des valeurs indicatives concernant la consommation d'énergie et d'électricité pour les années 2020 et 2035 par rapport à l'année de base 2000 (art. 3, al. 1 et 2). S'agissant des indicateurs de consommation, la base initiale est fournie par la consommation énergétique finale ou électrique des secteurs Ménages, Industrie, Services et Transports (selon la Statistique globale suisse de l'énergie). Tout comme dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012), on ne tient pas compte de la consommation de carburant du trafic aérien international dans le secteur des transports ni de la consommation de gaz des compresseurs nécessaires à l'exploitation des gazoducs de transit pour le gaz naturel. Il n'est également pas tenu compte de la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Ainsi, la délimitation des indicateurs du monitoring correspond à celle des Perspectives énergétiques 2050: les scénarios Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF) et Nouvelle politique énergétique (NPE) des Perspectives énergétiques ont permis de déduire les valeurs indicatives de consommation visées à l'art. 3 LEné. Outre l'évolution effective depuis 2000, le monitoring indique l'évolution corrigée de l'influence des facteurs météorologiques, car la consommation énergétique annuelle destinée à chauffer les locaux dépend particulièrement des conditions météorologiques⁵. La valeur de consommation corrigée permet de déduire la consommation énergétique de l'année sous rapport indépendamment des variations météorologiques, tandis que l'évaluation par habitant permet de suivre l'évolution de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. Contrairement à la consommation énergétique et électrique, dont les valeurs indicatives sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs indicatives absolues (*cf. ci-après*).

⁵ Les valeurs de consommation énergétique pour le chauffage des locaux, qui dépendent des conditions météorologiques, sont corrigées des influences météorologiques pour chaque agent énergétique grâce à la méthode basée sur les degrés-jours et l'ensoleillement (Prognos 2015). La part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale repose sur les analyses de la consommation suisse d'énergie en fonction des affectations. Les facteurs annuels de correction des variations météorologiques se rapportent à la moyenne de tous les types de bâtiment et sont standardisés en référence à l'année 2000.

Consommation énergétique finale par personne et par an

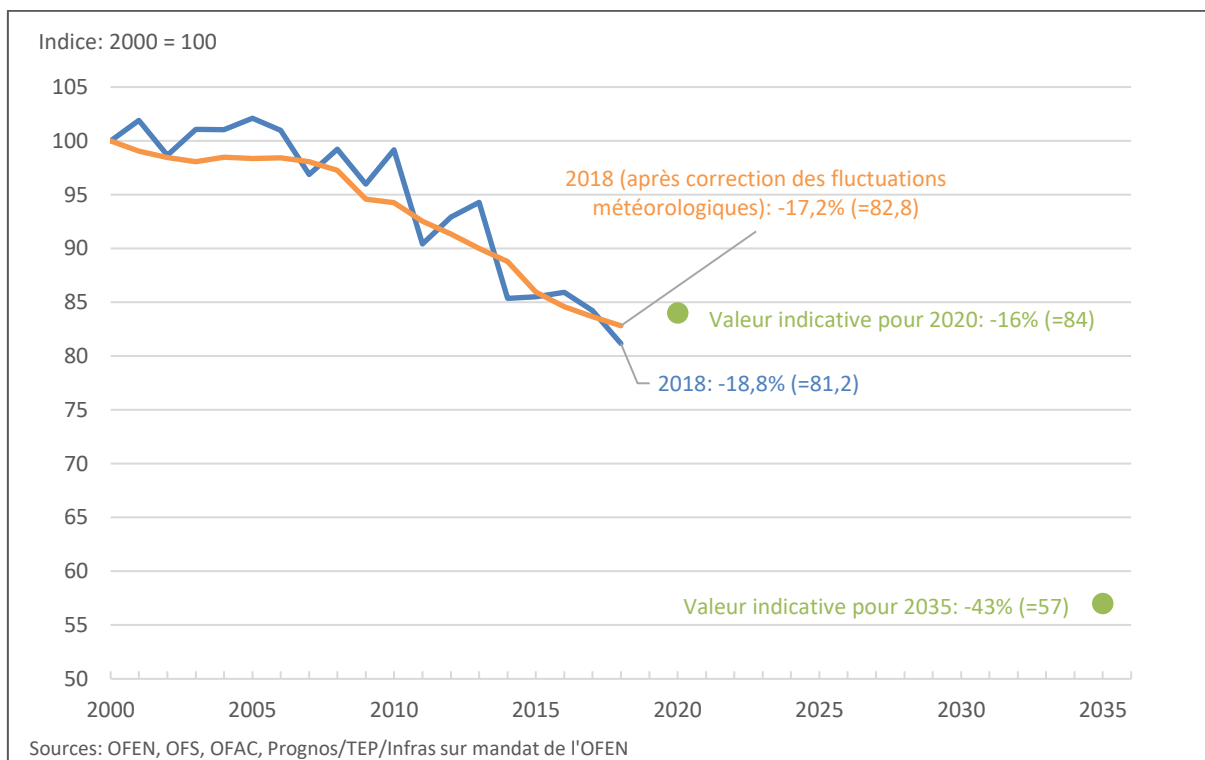


Figure 3 Évolution de la consommation énergétique finale⁶ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis 2000, comme le montre la *figure 3*. Cette diminution provient de ce que la consommation énergétique finale en chiffres absolus était de 1,9% plus basse en 2018 qu'en 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 18,5% 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 2018, la consommation énergétique par habitant était de 87,4 gigajoules (0,025 GWh), soit 18,8% de moins qu'en 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 17,2%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (*cf. courbe orange*). 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. Le recul en 2018, par rapport à l'année précédente, de la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus est principalement dû aux températures plus élevées, qui ont entraîné une baisse de la demande de chauffage. Par ailleurs, le progrès technique et les mesures politiques ont sensiblement contribué à cette réduction. Sur l'ensemble de la période considérée de 2000 à 2018, la consommation a été renforcée par les facteurs quantitatifs, 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 2018, la substitution du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante ou 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, 2019a / OFS, 2019a / OFAC, 2019 / Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

⁶ 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

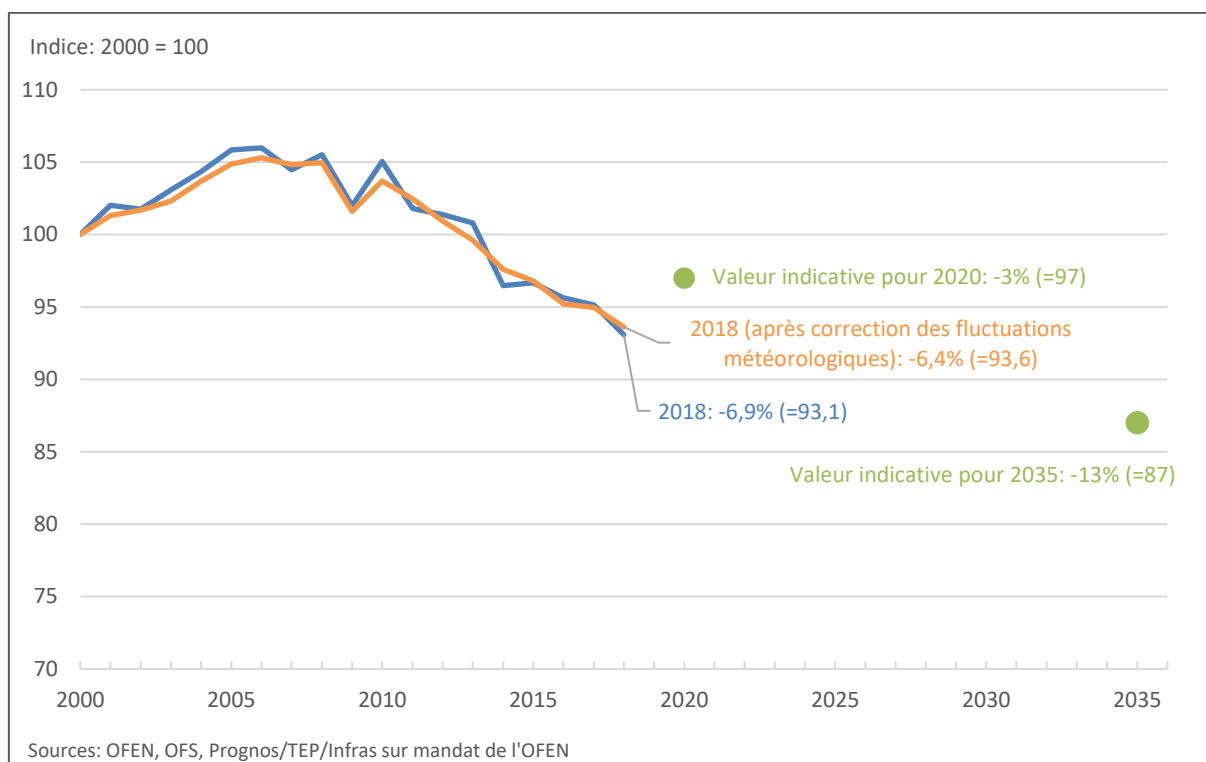


Figure 4 Évolution de la consommation électrique⁷ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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 4*. La consommation électrique a fléchi de 0,1% entre 2006 et 2018, alors que l'effectif de la population progressait de 13,8% 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 2018, la consommation d'électricité par habitant était de 24 gigagoules (0,007 GWh), soit 6,9% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 6,4% (*cf. courbe orange*). 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%). En 2018, la consommation électrique en chiffres absolus a reculé de 1,4% par rapport à l'année précédente, principalement grâce au progrès technique et aux mesures politiques. La hausse des températures a aussi fait baisser quelque peu la consommation d'électricité. Des facteurs quantitatifs, 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 2018. 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, 2019a / OFS, 2019a / Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

⁷ Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

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

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus se rapportent à la production indigène, qui correspond au domaine d'action des instruments prévus par la LEnE. Elles sont ancrées dans l'art. 2, al. 1.

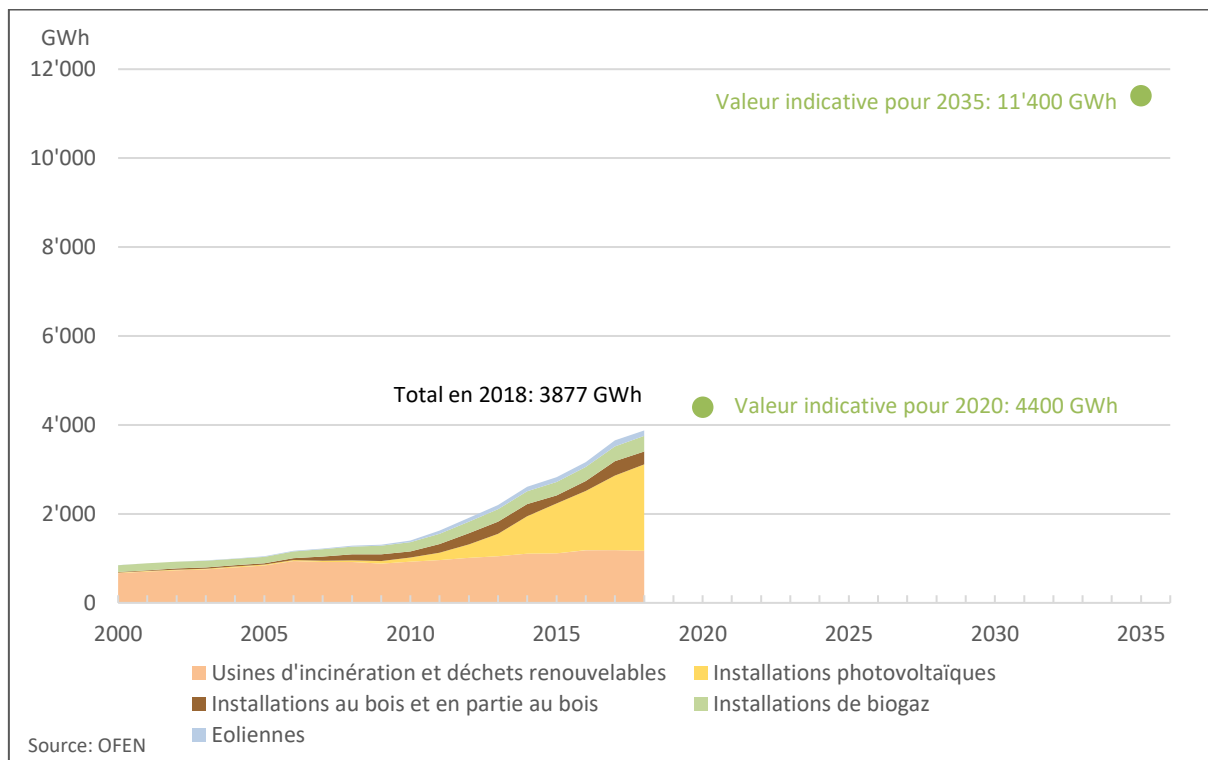


Figure 5 Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production électrique issue de sources renouvelables a augmenté depuis 2000, comme le montre la *figure 4*. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2018, la production était de 3877 GWh, soit 6,1% 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 82,6% de cette augmentation ont été atteints jusqu'en 2018. L'accroissement net réalisé en 2018 par rapport à l'année précédente a été de 224 GWh, la moyenne annuelle étant de 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net moyen de 262 GWh par an sera nécessaire durant les années 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 443 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 50,1% de la production d'électricité d'origine renouvelable. 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 30,2%, derrière le photovoltaïque, 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 2018: 7,5%). La croissance de la production d'électricité à partir de biogaz est légèrement plus faible (part en 2018: 9,1%). Enfin, l'énergie éolienne s'est

également accrue depuis 2010, mais sa part dans la production électrique d'origine renouvelable demeure faible (3,1%). Aucune installation géothermique n'a été réalisée à ce stade pour produire de l'électricité (source: OFEN, 2019a).

Les projets de production électrique renouvelable se présentent comme suit (en notant que leur réalisation dépend de nombreux facteurs):

- Au total, 17 988 **installations photovoltaïques**, représentant une production prévisible d'environ 848 GWh par an, se trouvent soit en attente d'une rétribution unique pour les petites installations, soit sur la liste d'attente pour les grandes installations. Ces installations, qui peuvent encore bénéficier d'une aide conformément à la nouvelle LENE, ont été transférées de l'ancienne liste d'attente RPC.
- Toutes technologies confondues, 805 installations au total, représentant une production prévisible d'environ 2802 GWh par an, ont reçu **un avis de décision positive** quant à leur mise en liste d'attente dans le système de rétribution de l'injection. Mais ces installations ne sont pas encore construites et le chemin conduisant au permis de construire et à la réalisation est encore long pour certaines d'entre elles (en particulier s'agissant de l'énergie éolienne, soit 438 installations représentant 1735 GWh).
- La **liste d'attente** du système de rétribution de l'injection comprend au total, toutes technologies confondues, 1115 installations dont la production prévisible devrait atteindre environ 3058 GWh par an.

(source: Pronovo, 2019 – 3ème trimestre 2019, état au 1er octobre 2019)

Production hydroélectrique

La force hydraulique, qui assure la majeure partie de l'approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être développée conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie. Selon la valeur indicative prévue à l'art. 2, al. 2, de la loi sur l'énergie, la production moyenne visée est d'au moins 37 400 GWh en 2035 (aucune valeur indicative n'a été fixée pour 2020). S'agissant des centrales de pompage-turbinage, seule la production issue des apports naturels est prise en compte dans ces chiffres. La Stratégie énergétique 2050 et la loi sur l'énergie tablent, en ce qui concerne le développement de la production électrique hydraulique, sur une production moyenne probable⁸ basée sur la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE). Cette méthode est choisie parce qu'elle permet de lisser les fluctuations annuelles dues au climat ou au marché.

⁸ Production moyenne probable à laquelle s'ajoute la production probable des microcentrales hydroélectriques (<300kW, 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.

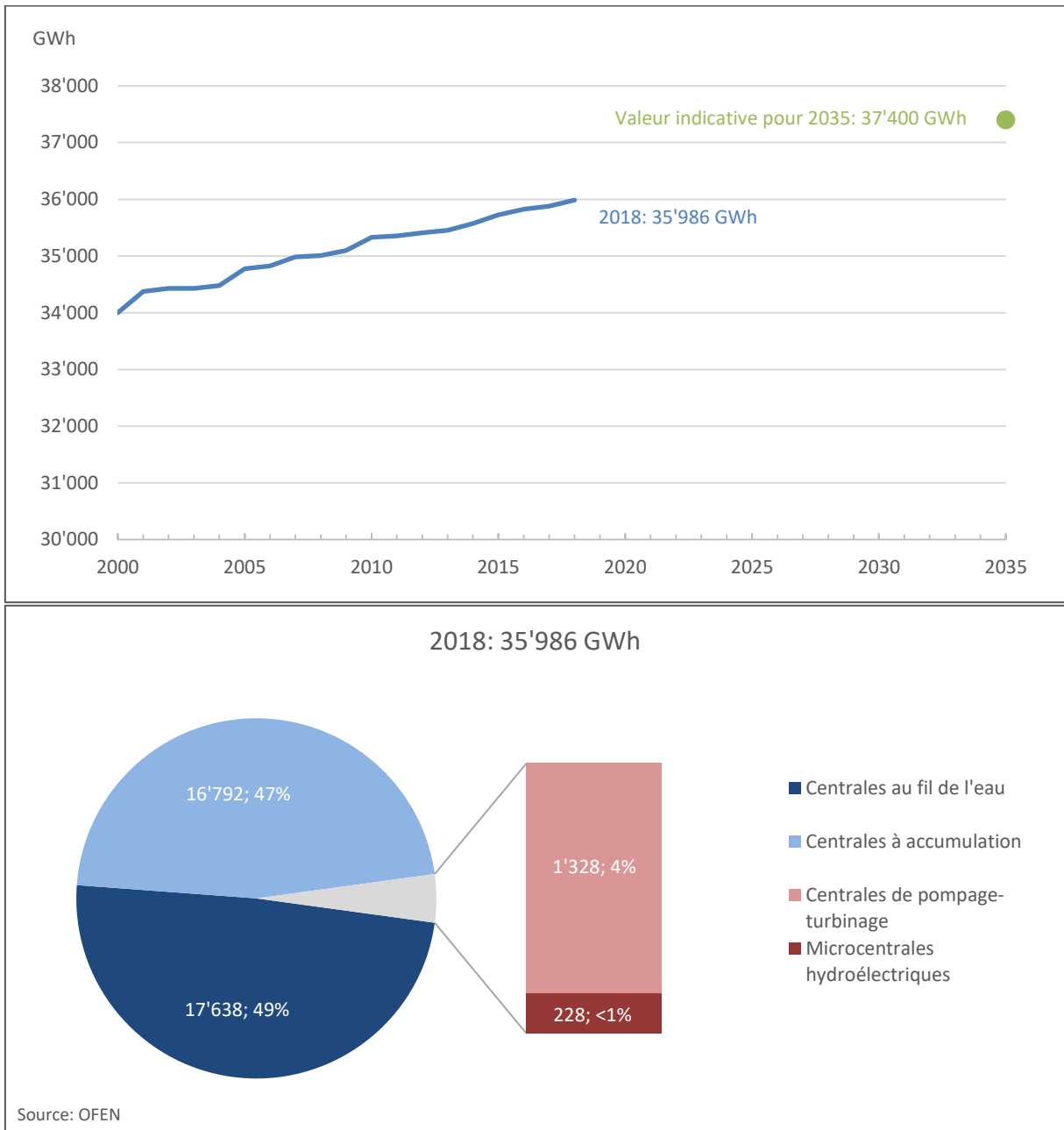


Figure 6 Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

La *figure 6* (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 le développement ainsi que l'optimisation des installations existantes. La production moyenne attendue était de 35 986 GWh en 2018 (état au 1.01.2019), 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, 30,9% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'en 2018. L'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 107 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net durant les années à venir devra être de 83 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. Le graphique inférieur illustre la répartition de la production moyenne attendue par types de centrales durant l'année sous rapport (diagramme circulaire). Les proportions sont restées plus ou moins constantes depuis 2000. En Suisse, des contributions d'investissement peuvent être demandées depuis 2018 pour de nouvelles centrales hydrauliques ainsi que pour des agrandissements ou rénovations importantes de ces installations. Concernant les demandes déposées à la date de référence du 30 juin 2018, l'OFEN a accordé en 2019 des contributions d'investissement pour trois grandes centrales hydrauliques, qui fourniront à l'avenir une production totale de 423,1 GWh. Quant aux demandes relatives aux petites centrales hydrauliques qui ont été remises en 2018, une contribution d'investissement a été octroyée jusqu'à présent pour des installations présentant un accroissement de 20 GWh. En outre, à la mi-septembre 2019, les demandes de contributions d'investissement non encore accordées pour des projets hydroélectriques correspondaient à une hausse prévisible de 20 GWh (petite hydraulique). Par ailleurs, 170 GWh se trouvent actuellement en construction, dont la centrale électrique commune GKI (Gemeinschaftskraftwerk Inn), pour 58 GWh (part suisse, mise en service env. en 2021), Oberwald (Gere) pour 22 GWh (mise en exploitation en 2020) et Mittlödi (Föhnen/Sool) pour 21,8 GWh (mise en service en 2020) (sources: OFEN, 2019b+g).

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

Outre les valeurs par habitant, l'observation globale de la consommation énergétique et électrique fournit d'importantes informations contextuelles sur les facteurs d'influence de la consommation et sur la transformation progressive du système énergétique de la Suisse tel qu'il se présente dans la Stratégie énergétique 2050. Contrairement aux indicateurs de consommation mentionnés ci-dessus, les indicateurs suivants sont délimités conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie dans l'esprit d'une vue d'ensemble (le trafic aérien international et la différence statistique y sont compris, les chiffres ne sont pas corrigés des fluctuations météorologiques).

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

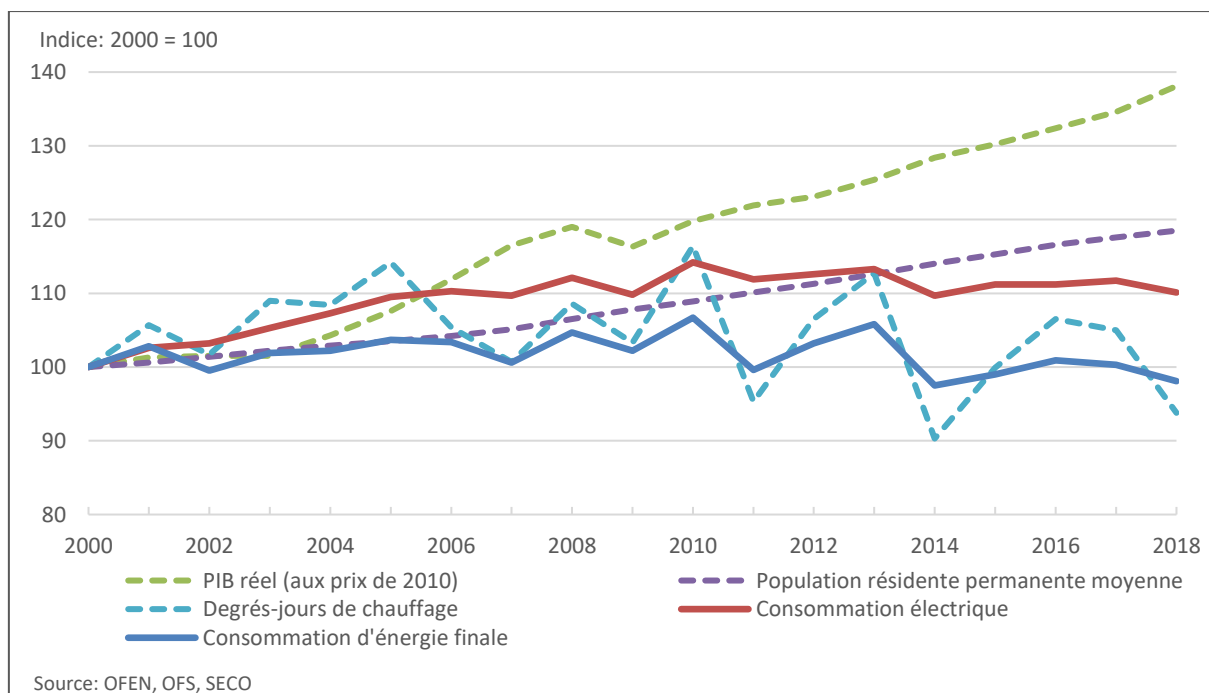


Figure 7 Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

La *figure 7* présente l'évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité de même que celle d'importants facteurs d'influence (croissance démographique, PIB et conditions météorologiques/degrés-jours de chauffage) depuis 2000. À court terme, les conditions météorologiques exercent une forte influence sur la consommation énergétique, tandis que le PIB et la croissance démographique, notamment, la déterminent à long terme. Sur l'ensemble de la période considérée, d'autres facteurs qui n'apparaissent pas dans le graphique influencent également l'évolution de cette consommation. En font notamment partie le progrès technologique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique et les effets de substitution qui apparaissent par le fait du changement d'agent énergétique dans un seul et même but (p. ex. le passage de l'essence au diesel pour les transports ou du mazout au gaz naturel pour le chauffage). On constate depuis 2000 une stabilisation de la consommation énergétique. La consommation électrique a quant à elle augmenté jusqu'à la fin des années 2000, avant de ralentir sa progression et de laisser également pressentir une stabilisation, bien que la population et le PIB aient nettement crû entre 2000 et 2018. Le fléchissement du PIB en 2009 indique un ralentissement économique. En 2011 et 2014, les degrés-jours ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique (source: OFEN, 2019a).

Consommation énergétique finale globale et par secteurs

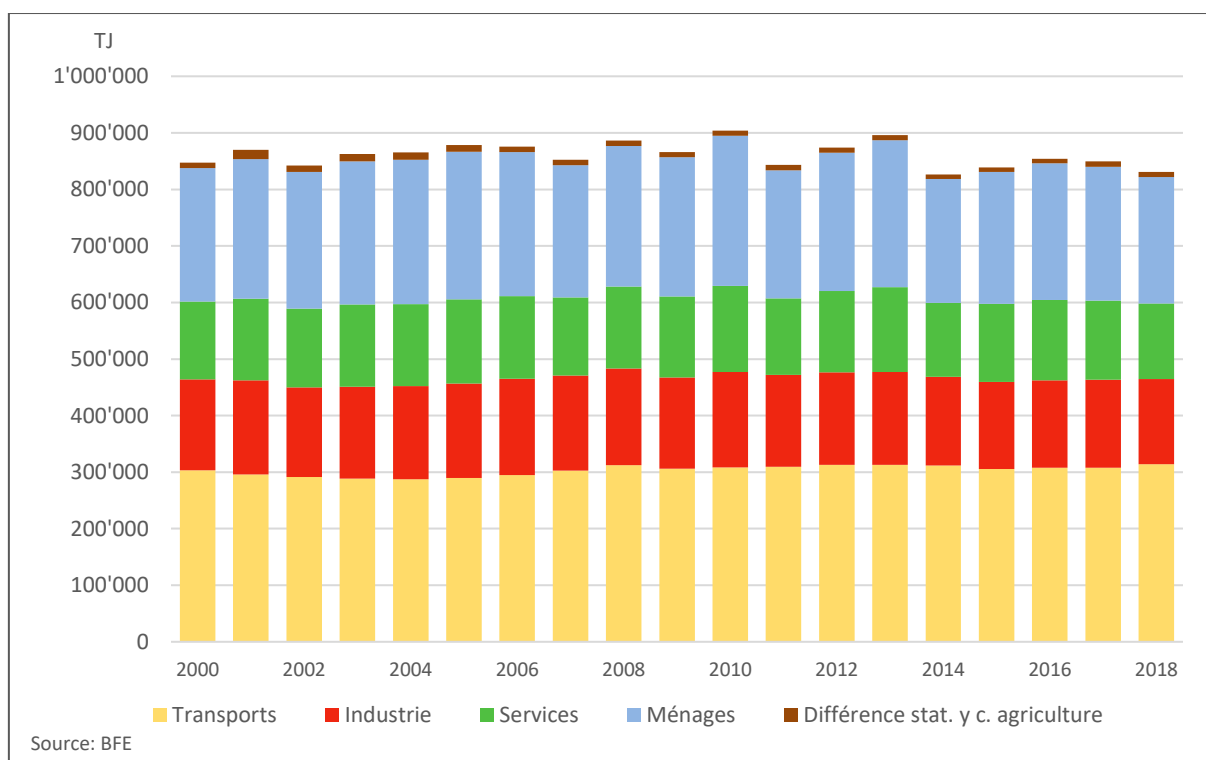


Figure 8 Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 830 880 térajoules (TJ) en 2018, soit une baisse de 2,2% par rapport à 2017. Cette évolution s'explique surtout par des températures plus élevées en 2018. Depuis l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 1,9% (2000: 847 080 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 18,5%. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre que les **transports** (en l'occurrence, le trafic aérien international est pris en compte) représentent le principal groupe de consommateurs. En 2018, leur part était de 37,8% (2000: 35,8%). La part du trafic aérien international dans la consommation du secteur des transports était de 24,6% (2000: 21,1%). La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 18,1% en 2018 (2000: 19,0%), tandis que celle du **secteur des services** était de 16,1% (2000: 16,2%). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était

de 27% (2000: 27,9%). Les températures un peu plus élevées en 2018 qu'en 2017 se reflètent principalement dans le recul de la consommation des ménages privés (-12 840 TJ, -5,4%) et du secteur des services (-6230 TJ, -4,5%). La consommation énergétique de ces deux secteurs dépend en effet fortement des conditions météorologiques à court terme. On constate également une diminution de la consommation énergétique finale dans l'industrie (-5060 TJ, -3,3%). La consommation énergétique finale des transports a augmenté par rapport à 2017 (+6020 TJ, +2,0%), le kérosène ayant enregistré la plus forte hausse (+4320 TJ, +5,7%). Par rapport à l'an 2000, cette consommation a fléchi dans tous les secteurs, à l'exception de celui des transports (ménages: -12 320 TJ ou -5,2%; industrie: -10 300 TJ ou -6,4%; services: -3900 TJ ou -2,8%; transports: +10 740 TJ ou +3,5%). À long terme, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Les facteurs quantitatifs déploient leurs plus grands effets sur la consommation énergétique des ménages privés et des transports. Dans ces deux secteurs, on observe une augmentation sensible des facteurs depuis l'an 2000: population (+18,5%), surfaces de référence énergétique (+31,3%) dans les logements, parc de véhicules à moteur (+33,4%). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont contrecarré les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs: ils ont complètement compensé l'augmentation de la consommation générée par les facteurs quantitatifs dans les ménages privés. Il s'en est fallu de peu pour qu'ils compensent les facteurs quantitatifs dans l'industrie et les services. L'impact du développement technique et des mesures politiques sur la diminution de la consommation est sensiblement inférieur à celui des facteurs quantitatifs dans le seul secteur des transports. Globalement, les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique, mais leur action s'est avérée bien moindre que celle du développement technique et des mesures politiques. La tendance à remplacer le mazout par le gaz naturel, par la chaleur à distance, par le bois ou par la chaleur ambiante dans le domaine du chauffage des locaux a revêtu une grande importance dans les secteurs des ménages privés et aussi des services. Concernant les carburants, on a relevé jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel, mais cet effet s'est estompé depuis. Sur le long terme, les facteurs structurels et les conditions météorologiques n'ont que faiblement influencé le niveau de consommation dans les différents secteurs. Tous secteurs confondus, la hausse de la consommation énergétique due aux facteurs quantitatifs a été plus que compensée par le développement technique, les mesures politiques et les effets de substitution. C'est la raison pour laquelle la consommation énergétique finale a reculé depuis l'an 2000, malgré une nette augmentation de la population, du PIB, du parc de véhicules à moteur et des surfaces de référence énergétique (sources: OFEN, 2019a / Prognos/TEP/Infras 2019a+b, sur mandat de l'OFEN).

Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale

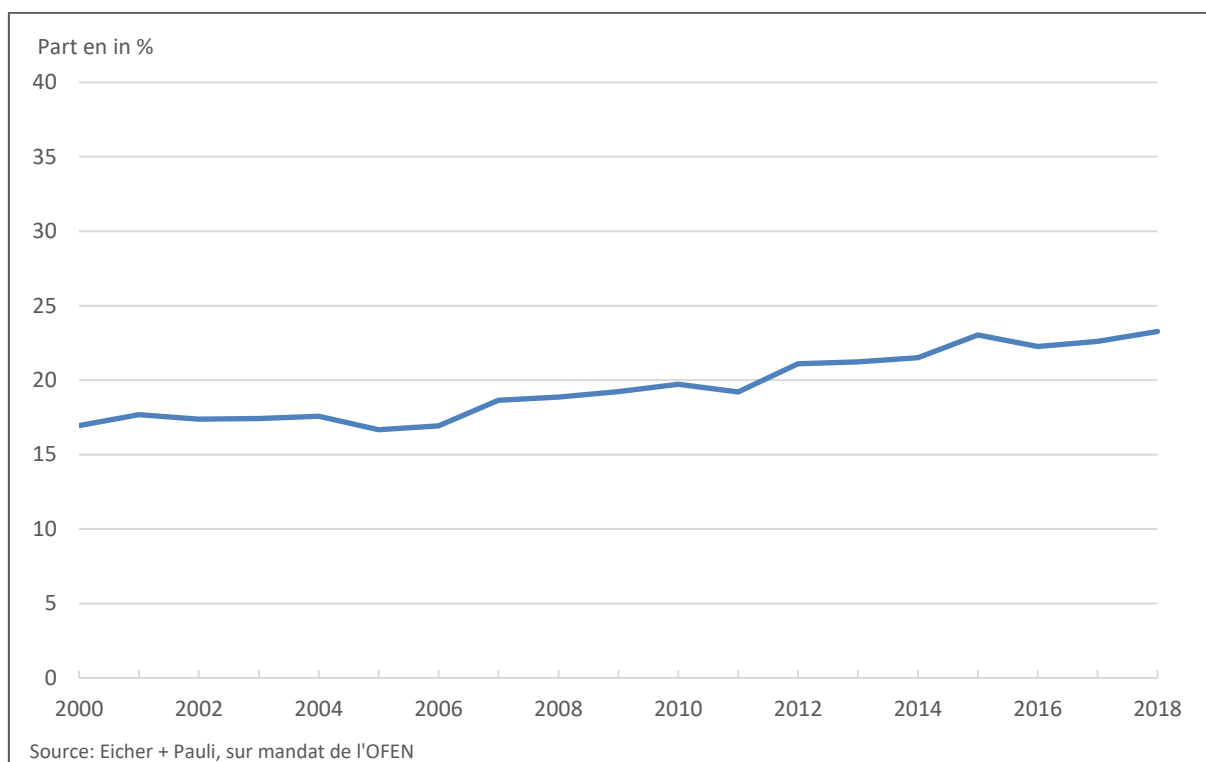


Figure 9 Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

Conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie, les énergies renouvelables devront à l'avenir couvrir une part substantielle de la consommation d'énergie finale. La *figure 9* montre que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale tend à augmenter depuis 2000. Cette croissance est plus importante depuis la moitié des années 2000. La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale était globalement de 23,3% en 2018 (2017: 22,6%; 2000: 17,0%) (source: Eicher + Pauli, 2019, sur mandat de l'OFEN).

Consommation d'énergie finale en fonction de l'application

L'analyse de la consommation énergétique en fonction de l'application met en exergue la répartition de la consommation globale entre les principales affectations telles que l'éclairage, le chauffage, la cuisine, les transports, etc. La plupart de ces affectations concernent plusieurs secteurs. Les affectations considérées sont d'une part celles dont la part dans la consommation totale est importante (p. ex. le chauffage des locaux, la chaleur industrielle, la mobilité, les processus et les moteurs). D'autres domaines, importants dans la société actuelle, jouent également un rôle (p. ex. l'éclairage ou l'information et la communication). L'étude de la consommation énergétique en fonction de l'application repose sur des analyses, elles-mêmes fondées sur des modèles, qui couvrent la consommation énergétique indigène. De ce fait, le trafic aérien international et le tourisme à la pompe ne sont pas pris en compte, contrairement à ce qui prévaut pour la consommation d'énergie finale recensée par la Statistique globale suisse de l'énergie.

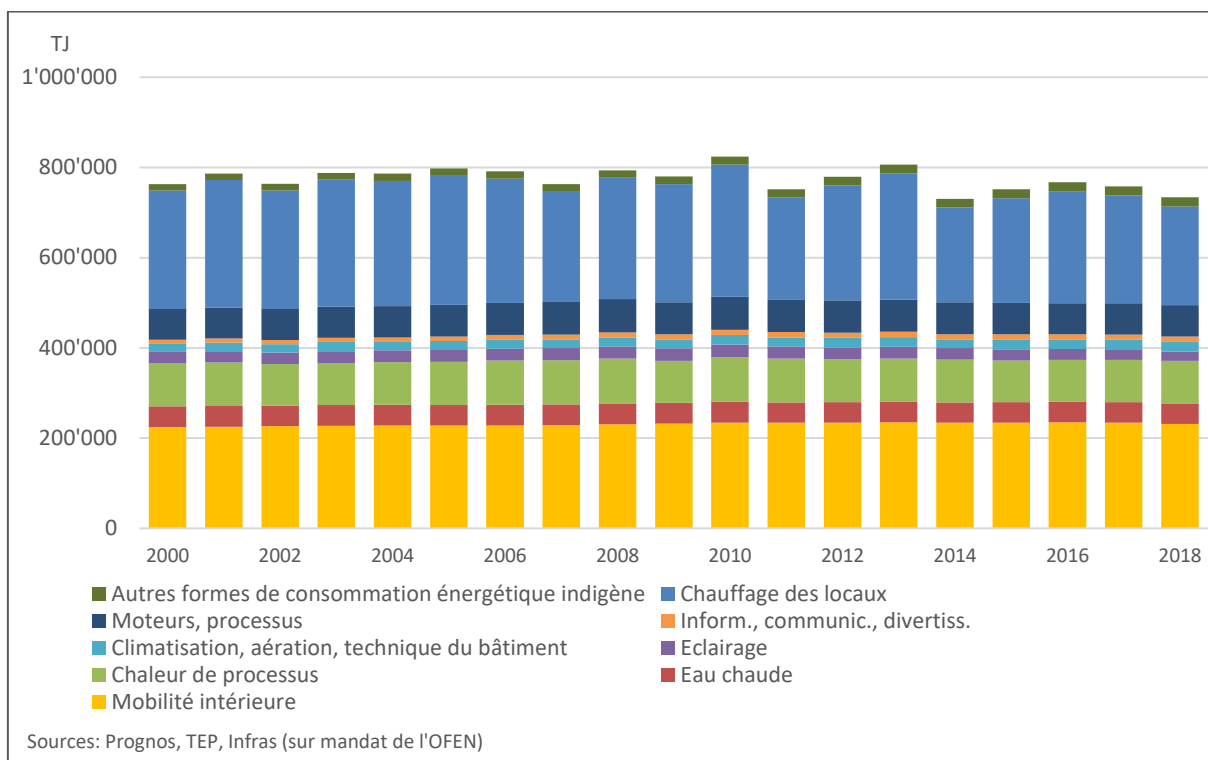


Figure 10 Évolution de la consommation d'énergie finale⁹ en Suisse en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation énergétique finale en Suisse a diminué en 2018 par rapport à l'année précédente, principalement en raison de l'efficacité accrue et des conditions météorologiques. L'année 2018 a été sensiblement plus chaude que l'année 2017: le nombre de degrés-jours de chauffage a reculé de 10,6% et la consommation liée au chauffage des locaux de 8,5%. Une baisse de la consommation a également été constatée en matière d'éclairage (-7,5%) et de mobilité intérieure (-1,3%). Le besoin de chauffage des locaux fluctue fortement d'année en année en fonction des conditions météorologiques. Dans l'ensemble, il a toutefois sensiblement diminué depuis l'an 2000 (-16%; -10,5% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). La consommation liée à l'eau chaude (-1,5%) et celle liée à la chaleur de processus (-0,9%) ont également fléchi par rapport à l'an 2000. Par contre, la consommation liée à la mobilité intérieure (+3,1%), et celle relevant de la climatisation, aération et technique du bâtiment (+22,9%) ainsi les autres formes de consommation (+42,6%)¹⁰ ont augmenté. On observe aussi une augmentation par rapport à l'an 2000 à la rubrique Information, communication et divertissement (+22,6%), dont la consommation diminue toutefois de nouveau depuis 2011. En 2018, la consommation énergétique finale indigène est dominée par les applications Chauffage des locaux (part de 29,8%) et Mobilité intérieure (31,5%). L'application Chaleur de processus (12,9%) joue également un rôle important, de même que les applications Moteurs, processus (9,4%) et Eau chaude (6,2%). Entre 2000 et 2018, la part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale indigène a baissé de 4,6 points de pourcentage, tandis que celle de la mobilité progressait de 2,1 points de pourcentage. Les parts des autres applications, comparativement faibles, ne se sont que peu modifiées (source: Prognos/TEP/Infrac, 2019b).

⁹ La consommation d'énergie finale en Suisse correspond, dans sa représentation en fonction de l'application, à la consommation totale d'énergie finale diminuée des «autres carburants», qui comprennent la consommation du trafic aérien international et le tourisme à la pompe.

¹⁰ Toutes les applications non attribuables à l'une des affectations mentionnées figurent dans la catégorie «Autres formes de consommation énergétique indigène». Cette rubrique comprend par exemple divers appareils ménagers électriques, les canons à neige et certaines parties des infrastructures de transport (infrastructure ferroviaire, tunnels, etc.).

Intensités énergétique et électrique

L'intensité énergétique est un indicateur couramment utilisé sur le plan international, outre la consommation énergétique par habitant, pour évaluer l'efficacité énergétique d'une économie. L'intensité énergétique désigne le rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut réel (PIB). Une intensité énergétique en baisse indique l'utilisation accrue de méthodes de production modernes, énergétiquement efficaces, et généralement un découplage croissant de la consommation énergétique et du développement économique. Toutefois, l'intensité énergétique peut aussi baisser en raison de la mutation structurelle d'une économie, par exemple si elle évolue de l'industrie lourde vers une extension du secteur des services ou en cas de délocalisation de son industrie lourde. Le monitoring annuel ne permet pas d'évaluer dans quelle mesure tel ou tel facteur a influencé l'intensité énergétique. Les indicateurs de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sont présentés ci-après.

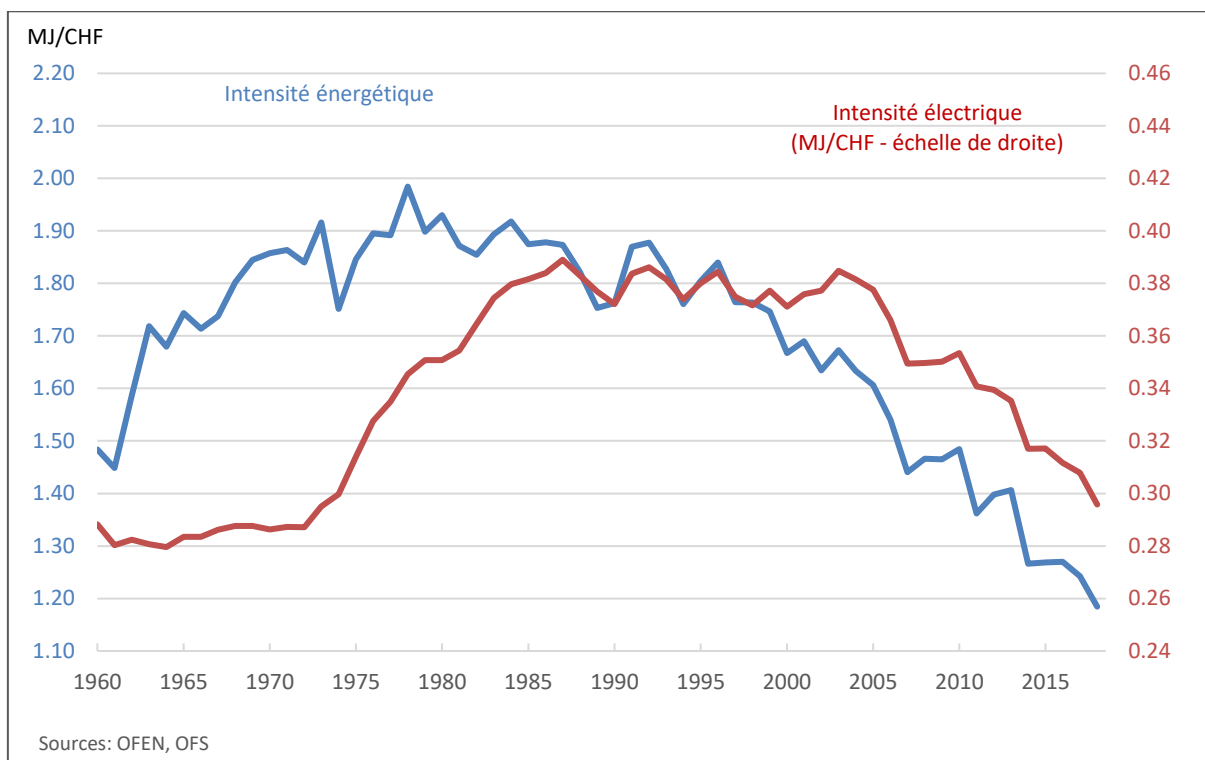


Figure 11 Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel¹¹ (en MJ/CHF)

La *figure 11* illustre l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sur le long terme. L'intensité énergétique (courbe bleue, échelle de gauche), qui a augmenté jusqu'à la fin des années 1970 pour atteindre environ 1,98 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors (2018: 1,18 MJ/CHF). L'intensité électrique (courbe rouge, échelle de droite), qui est dans l'ensemble nettement plus faible que l'intensité énergétique, a grimpé de 1972 jusqu'à la fin des années 1980 pour atteindre 0,39 MJ/CHF. Elle est ensuite restée stable à ce niveau jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, on observe une nette diminution pour l'intensité électrique également (2018: 0,30 MJ/CHF; source: OFEN, 2019a / OFS, 2019b)¹².

¹¹ PIB aux prix de 2010 (état en août 2018).

¹² Des études concernant d'autres pays montrent que la baisse de l'intensité énergétique est due pour une part importante à l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des secteurs et non pas seulement à la mutation structurelle (Voigt et al., 2014). Noailly et Wurlod (2016) estiment en outre pour la période 1975-2005, sur la base d'un échantillon de 18 pays de l'OCDE dont la Suisse, quels facteurs expliquent l'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur des secteurs. Ils attribuent la moitié des améliorations au progrès technologique et l'autre moitié aux effets de substitution vers d'autres facteurs de production.

Champ thématique Développement du réseau

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, ainsi que le contexte international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relie la production à la consommation, est particulièrement crucial. C'est l'objectif que vise la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)¹³, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'il ait été élaboré dans le cadre d'un projet distinct (Conseil fédéral, 2016). Le monitoring se concentre dans un premier temps sur les réseaux électriques en recourant aux indicateurs État d'avancement et durée des projets de réseau, Enfouissement de lignes et Investissements dans le réseau et amortissements.

L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux de la Suisse est actuellement assuré par quelque 640 gestionnaires de réseau. Le réseau électrique se compose de lignes, de sous-stations et de stations transformatrices. Il est exploité à une fréquence de 50 Hertz (Hz) et à différents niveaux de tension. On distingue les sept niveaux de tension (niveaux de réseau) suivants:

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

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

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

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

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

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 garantisse 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. La phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, par esprit de simplification, avec le lancement du projet et elle se termine 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

¹³ Cf. www.developpementreseaux.ch.

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

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

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau¹⁴ 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 12*.

¹⁴ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025.

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel ¹⁵	Année de mise en service prévue ¹⁶
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	2021
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 extension pour une tension de 380 kV. Élimination du goulet d'étranglement actuel Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne 	Réalisation	2022
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. Projet de construction	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. Réalisation 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2027
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	2027
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	<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 	Avant-projet	2035

¹⁵ État au 15 octobre 2019

¹⁶ Selon la planification Swissgrid.

9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> • 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 		
10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Nouvelle ligne de 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 de Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-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 Réalisation/partiellement en service	2017-2019
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	<ul style="list-style-type: none"> • Enfouissement de la ligne de 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève 	Réalisation	2022

Figure 12 Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.10.2019)

La *figure 13* présente la durée des phases de projet des divers projets de réseau qui sont énumérés ci-dessus. L'indication de la durée des phases d'un projet est simplifiée en ce sens que les itérations supplémentaires au cours du projet ne sont pas représentées en détail (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 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.

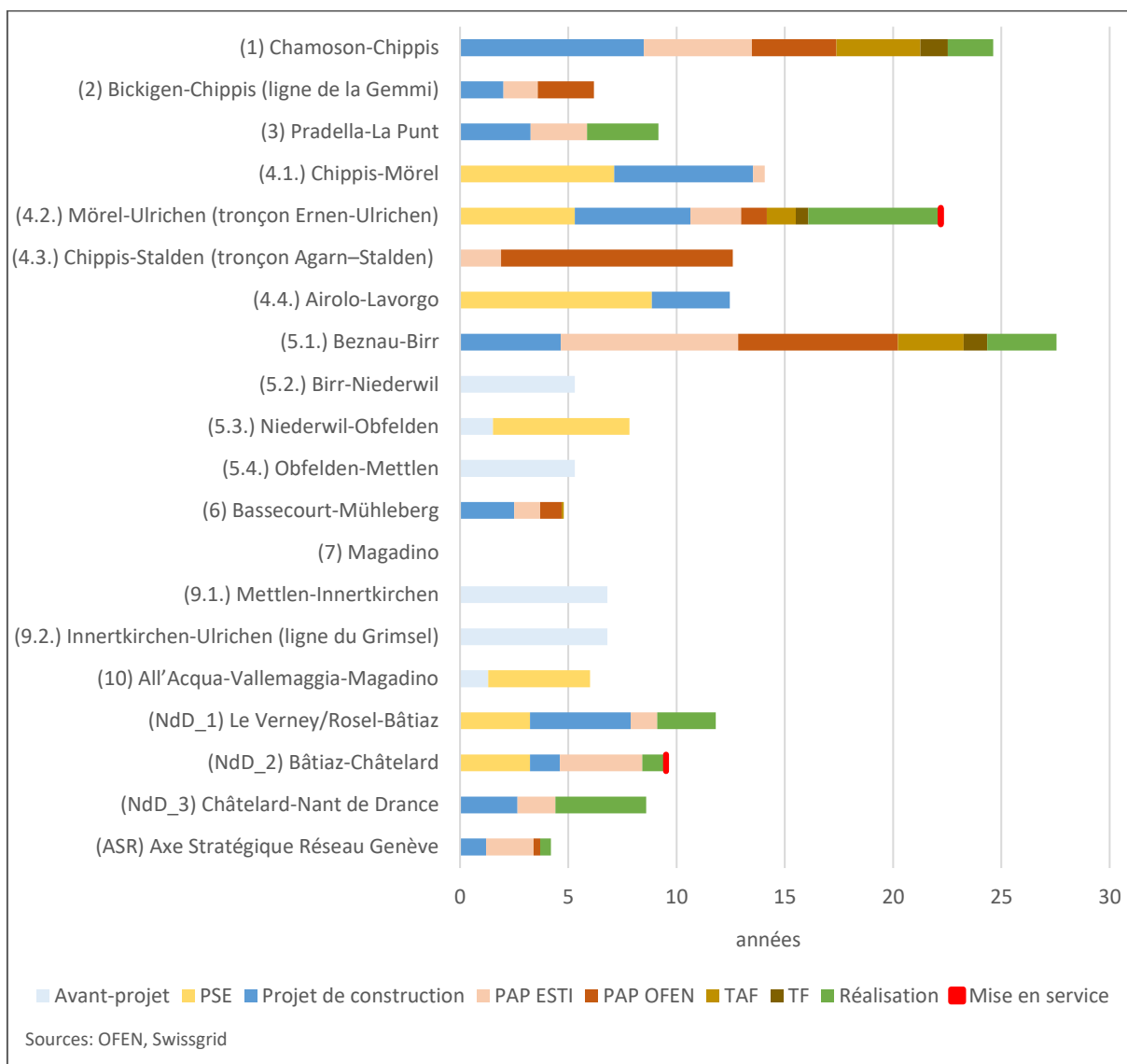


Figure 13 Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2019, en années)¹⁷

Description sommaire des divers projets de réseau (état au 15 octobre 2019):

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

¹⁷ **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».

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. Le projet continue de rencontrer une forte résistance au sein de la population. Deux anciens recourants ont chacun déposé une demande en révision et une requête d'effet suspensif auprès du Tribunal fédéral, qui a cependant rejeté en octobre 2018 les deux requêtes d'effet suspensif et, fin janvier 2019, les demandes de révision. La mise en service de la ligne est prévue pour 2021.

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 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 de 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 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zerne et Pradella, sera remplacée par un terna 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 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 en 2022.

4. Chippis-Lavorgo

Le projet de réseau Chippis-Lavorgo devrait entrer en service en 2024. 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 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 devrait démarrer en 2020.

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 réglementation, pas de procédure 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 est actuellement en phase PAP auprès de l'ESTI.

4.4 Airolo-Lavorgo

Le projet concernant cette ligne a été soumis à une procédure PSE de presque neuf ans. Il se trouve depuis trois bonnes années et demi en phase de projet de construction.

5. Beznau-Mettlen

Le projet de réseau Beznau-Mettlen devrait entrer en service en 2027. 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. Il a ensuite traversé pendant des années les phases de planification et d'autorisation. 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.

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 PSE; en 2016, une importante étape intermédiaire était franchie lorsque la zone de projet fut définie.

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. Sous réserve de l'avancée de la procédure en cours, la mise en service de la ligne est prévue pour 2027.

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

Le projet comprenant les tronçons *Mettlen-Innertkirchen (9.1.)* et *Innertkirchen-Ulrichen (9.2., ligne du Grimsel)* en est depuis plusieurs années au stade de l'avant-projet afin de préparer la procédure PSE. Prévues pour 2025 conformément au Réseau stratégique 2025, la mise en service est actuellement planifiée pour 2035.

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 PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de projet a permis de franchir une étape intermédiaire importante. La procédure 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 de 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 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). Ces deux projets partiels sont entrés en 2016 dans la phase de réalisation; en 2017, la ligne aérienne *Châtelard-La Bâtiaz* a été achevée et mise en service. Depuis juillet 2015, le troisième projet partiel est également en cours de construction, les phases «projet de construction» et «PAP» s'étant déroulée assez rapidement (deux ans et demi, respectivement à peine deux ans) et une procédure PSE n'étant pas nécessaire. Les lignes sont mises en service progressivement depuis 2018.

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 existante de 220 kV 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 PSE n'était pas nécessaire). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service fin 2022.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2019, Swissgrid, 2015).

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 objectifs¹⁸. 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)¹⁹. C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

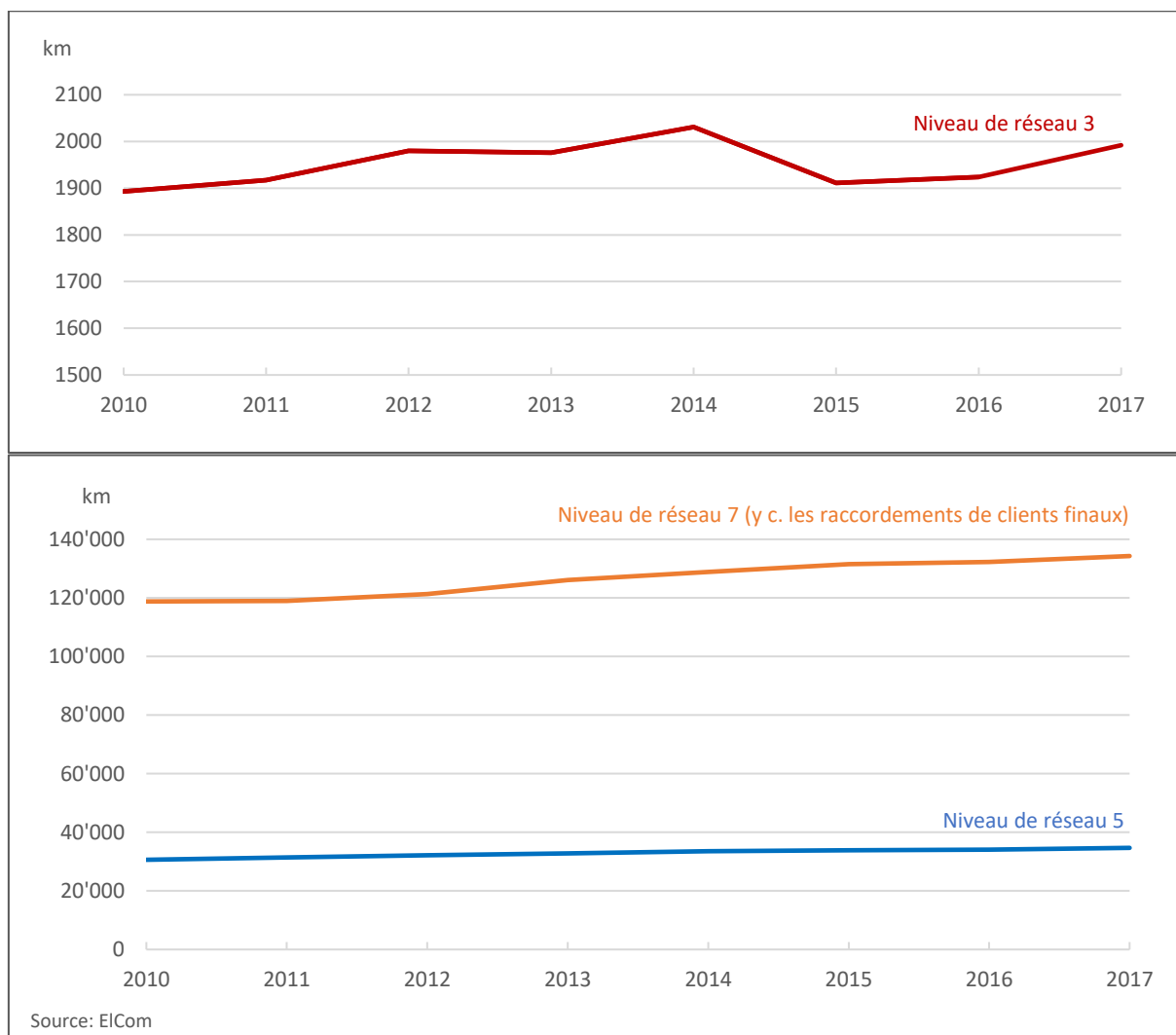


Figure 14 Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la *figure 7*. D'une manière générale, les niveaux de réseau inférieurs présentent un nombre de lignes câblées nettement plus important. Le niveau

¹⁸ Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: www.bfe.admin.ch.

¹⁹ La plupart des lois et des ordonnances relatives à la stratégie Réseaux électriques sont entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019. Les dispositions relatives au facteur de surcoût ne s'appliqueront qu'à compter du 1^{er} juin 2020 afin que les projets déjà bien avancés puissent être achevés selon le droit actuel.

de réseau 7, en particulier, est actuellement presque totalement câblé. Le câblage est très avancé également au niveau de réseau 5, notamment dans les zones urbaines. En revanche, au niveau de réseau 3, on observe seulement une faible augmentation du nombre de lignes câblées, de surcroît à un degré nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (*cf. courbe rouge dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente*). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, une diminution est observée entre 2014 et 2015, dont les raisons restent floues. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 195 672 kilomètres, dont 87% 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 6590 kilomètres. Le projet de réseau «Bezau-Birr» (*cf. ci-dessus*) prévoit un câblage partiel au «Gäbühübel», à Bözberg/Riniken, Swissgrid enfouissant pour la première fois une ligne à très haute tension de 380 kV sur un long tronçon d'env. 1,3 km. Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport existante de 220 kV sur une distance de 4,5 km dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR (*cf. ci-dessus*) (sources: EICom, 2019a / OFEN/Swissgrid, 2019).

Investissements dans le réseau et amortissements

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

Investissements dans le réseau de transport et amortissements

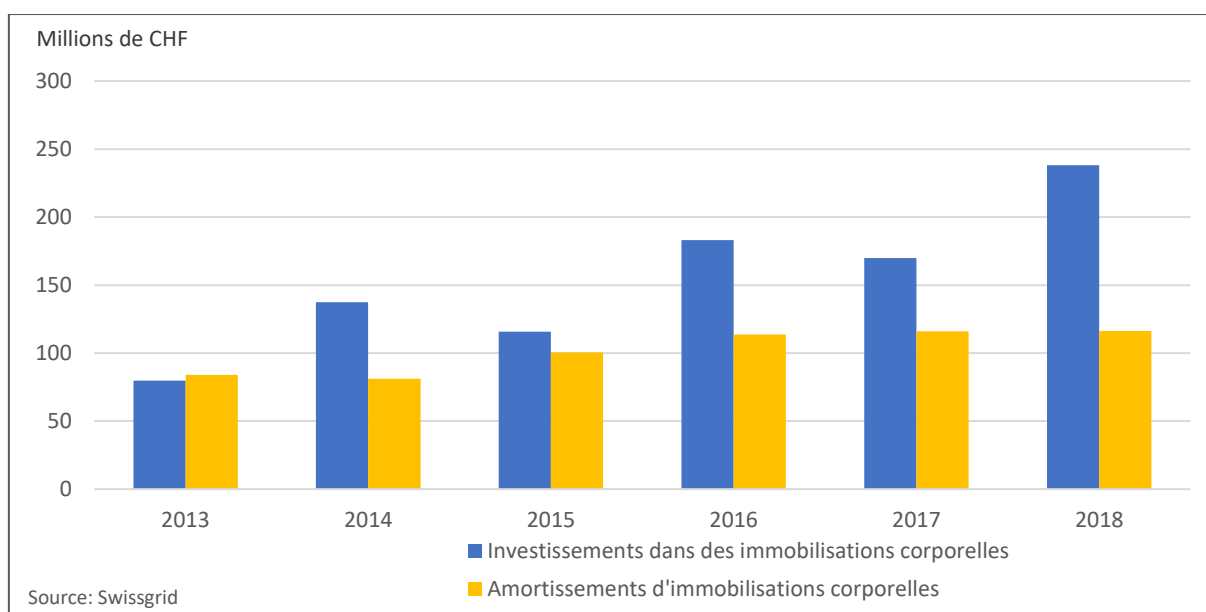


Figure 15 Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La *figure 15* présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2013 et 2018, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 80 millions et 238 millions de francs, tandis que les amortissements oscillaient entre 84 à 116 millions de francs par an. De 2013 à 2016, les investissements ont augmenté. Après une légère diminution en 2017, les investissements ont de nouveau augmenté en 2018. Le montant de certains investissements annuels dans le réseau dépend fortement d'éventuels retards dans les procédures de projets d'extension de réseau du fait d'oppositions ou pour d'autres raisons. Au cours des années passées, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres contiennent, outre les investissements concernant les infrastructures du réseau, les

investissements dans les systèmes ainsi que dans les projets de transaction et d'organisation de même que les investissements d'exploitation (p. ex. matériels informatiques). Swissgrid part de l'idée que des investissements d'environ entre 150 millions et 200 millions de francs par an seront nécessaires jusqu'en 2025 pour étendre et maintenir le réseau dans le cadre de la réalisation du projet de «Réseau stratégique 2025». Ces indications ne couvrent que les purs investissements dans le réseau (source: EICOM, 2018+2019a).

Investissements dans le réseau de distribution et amortissements

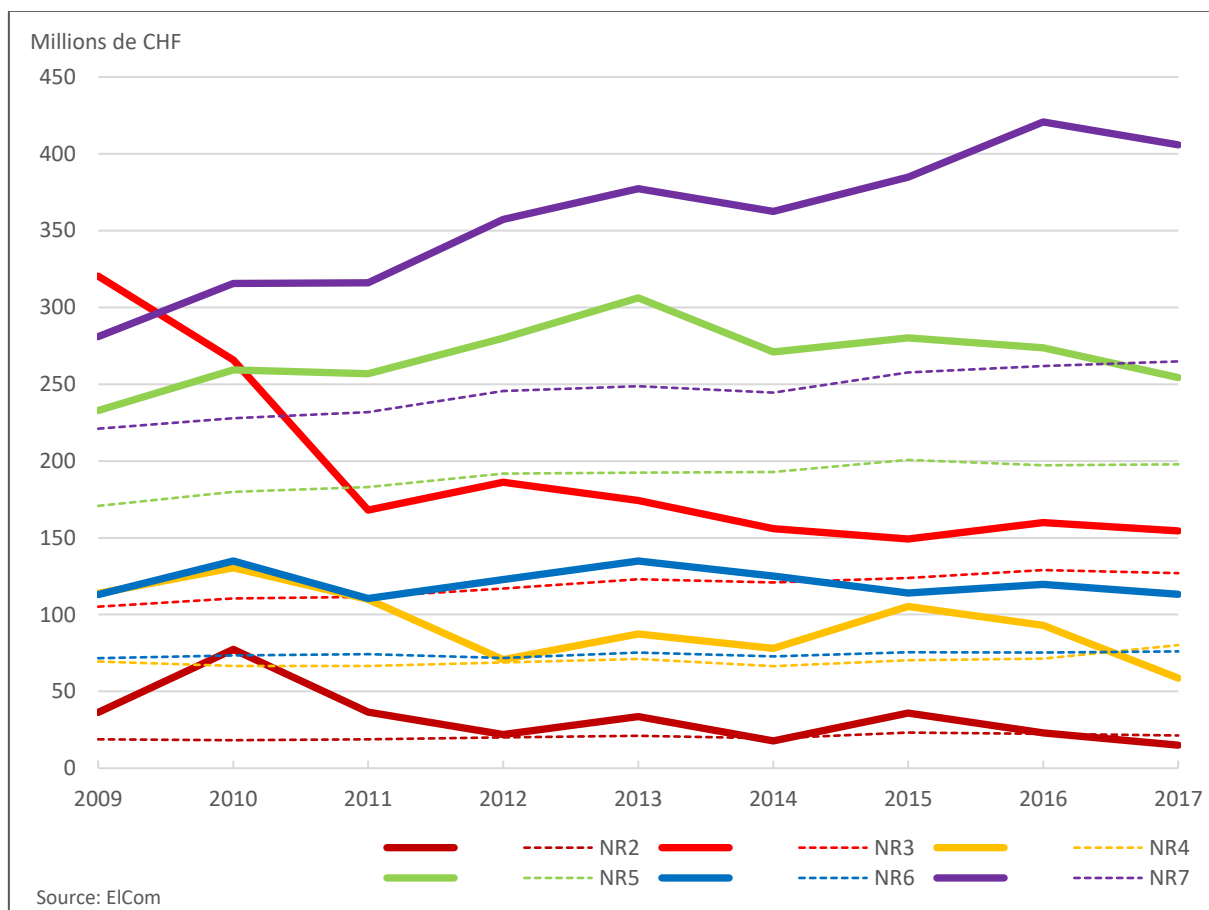


Figure 16 Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 16* montre que les valeurs (nominales) des investissements aux niveaux de réseau 5 et 7 ont eu tendance à augmenter entre 2009 et 2017, même si l'on constate un recul en 2017 par rapport à l'année précédente. Sur la même période, les investissements ont reculé aux niveaux de réseau 3 et 4, tandis que les valeurs restaient relativement stables aux niveaux de réseau 2 et 6. S'agissant des amortissements, on relève une augmentation aux niveaux de réseau 3, 5 et 7, alors qu'ils restent à peu près stables aux autres niveaux de réseau. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements (à l'exception des niveaux de réseau 2 et 4 en 2017), ce que l'on retrouve logiquement pour la somme des niveaux de réseau: les gestionnaires de réseau de distribution ont investi chaque année un montant cumulé d'environ 1,4 milliard de francs entre 2009 et 2017. Avec des amortissements moyens de 0,9 milliard de francs par an, l'excédent d'investissement qui en résulte s'établissait à 400 millions de francs, soit à un niveau légèrement inférieur à celui de la même période de l'année précédente. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses, également en comparaison internationale (*cf. indicateur correspondant dans le champ thématique Sécurité de l'approvisionnement*), l'EICOM considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (source: EICOM, 2019a+c).

Champ thématique 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. S’agissant d’évaluer la sécurité de l’approvisionnement en énergie, le monitoring se concentre sur les agents énergétiques dont le volume est prépondérant pour la Suisse: l’électricité, le pétrole et le gaz naturel. Il convient cependant de garder à l’esprit que la Suisse doit décarboniser à plus long terme son approvisionnement en énergie pour atteindre ses objectifs climatiques. Dans une perspective d’ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance vis-à-vis de l’étranger – qui révèlent des aspects importants de l’évolution de la sécurité de l’approvisionnement. Celle-ci dépend fondamentalement du système global, qui dépasse les frontières suisses s’agissant de l’approvisionnement en électricité, en gaz et en pétrole. En outre, l’efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables indigènes, les infrastructures énergétiques et les prix de l’énergie jouent un rôle dans la sécurité de l’approvisionnement. Ces aspects sont traités dans le cadre des champs thématiques correspondants.

Vue d’ensemble

Diversification de l’approvisionnement énergétique

La diversification de l’approvisionnement en énergie joue un rôle important en vue de la sécurité de l’approvisionnement. Un mix énergétique équilibré réduit la dépendance envers les différents agents énergétiques et diminue ainsi la vulnérabilité de l’ensemble du système en cas d’interruption totale ou partielle de l’approvisionnement d’un agent énergétique. C’est pourquoi le monitoring analyse la manière dont la diversification de l’approvisionnement énergétique évolue. À cet effet, deux sous-indicateurs retiennent en particulier l’attention: d’une part, du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques; d’autre part, du côté de la production, le domaine de l’électricité est examiné de plus près en ventilant la production d’électricité par agents énergétiques. Les fluctuations annuelles peuvent être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique. Elles peuvent aussi révéler la bonne substituabilité des agents énergétiques. La *figure 17* fournit une vue d’ensemble du mix énergétique depuis 2000 sous l’angle de la consommation finale d’énergie (source: OFEN, 2019a).

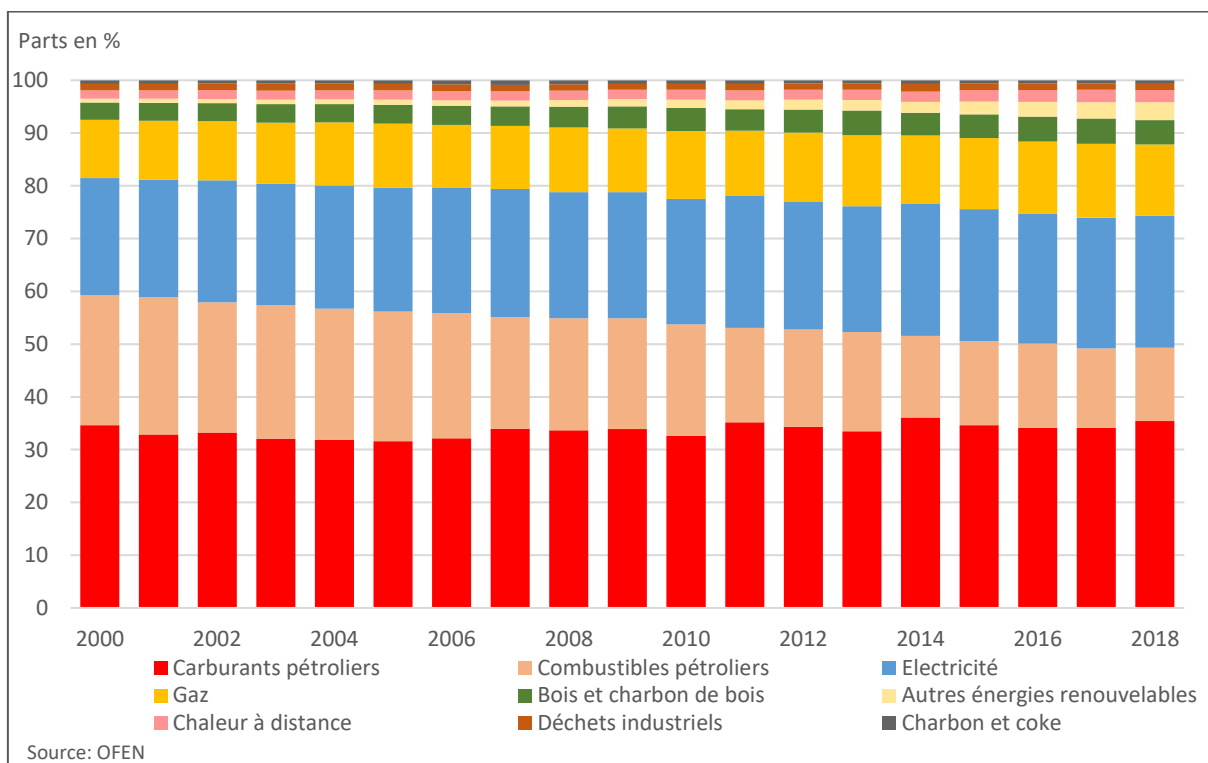


Figure 17 Diversification de l’approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 17* montre qu’environ la moitié de la consommation finale d’énergie en 2018 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 2018, en raison du recul de la consommation de combustibles pétroliers. Le gaz (+2,5%), l’électricité (+3%), le bois et le charbon de bois (+1,3%), les autres énergies renouvelables (+2,6%) et la chaleur à distance (+0,8%) ont vu leurs parts augmenter. Par rapport à l’année précédente, les plus grands écarts dans la ventilation 2018 concernaient les combustibles pétroliers (-1,1%), les carburants pétroliers (+1,3%), le gaz (-0,5%) et les énergies renouvelables (+0,3%). Dans l’ensemble, la sécurité d’approvisionnement est largement diversifiée, ce qui contribue à la bonne sécurité d’approvisionnement de la Suisse (Source: OFEN, 2019a).

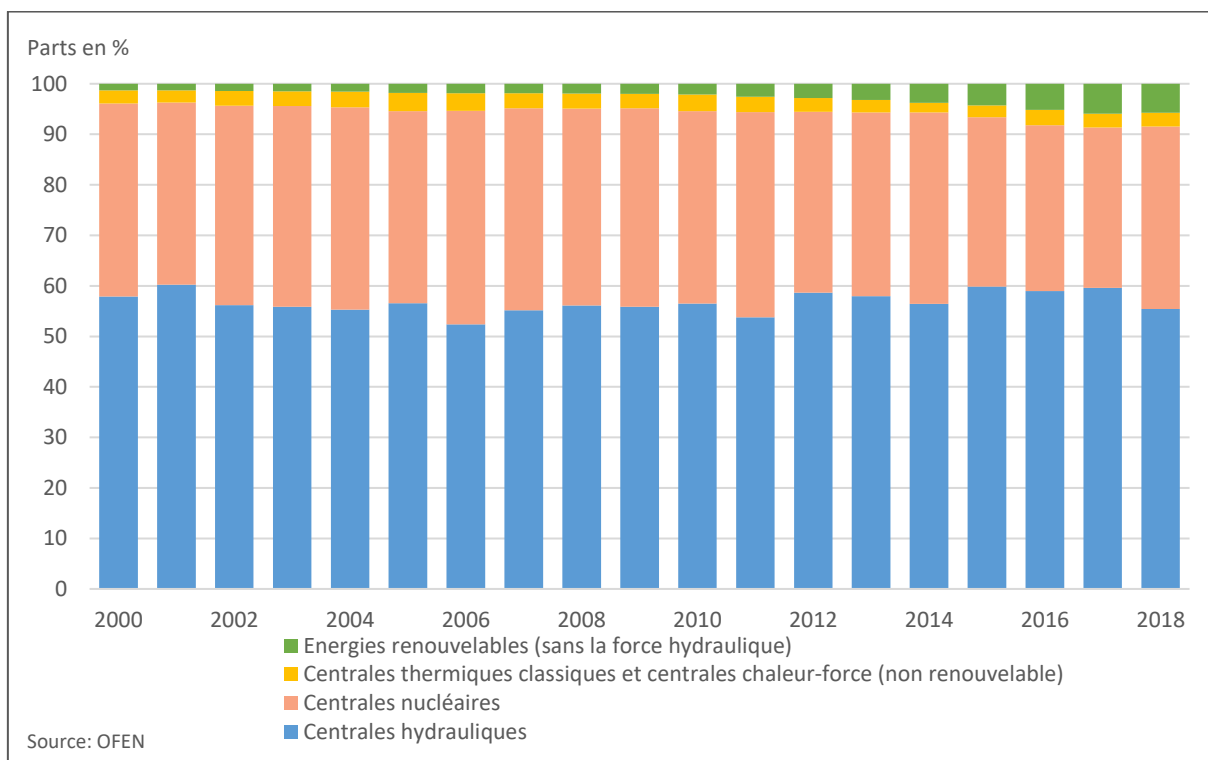


Figure 18 Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques

La *figure 18* illustre comment ont évolué les parts des divers agents énergétiques dans la production électrique. Elle montre que l'électricité produite en Suisse provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 55%) et des centrales nucléaires (env. 36%). Ces proportions sont restées relativement stables entre 2000 et 2014 en dépit des fluctuations annuelles. Grâce à une disponibilité accrue des installations (2018: 83,9%, 2017: 67,1%), la part de production des centrales nucléaires a de nouveau progressé après trois années de baisse pour revenir au niveau de 2013. Dans l'intervalle, la proportion de la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables a augmenté (2018: env. 6%). Cette évolution tend à élargir la diversification, la production non renouvelable issue des centrales thermiques classiques restant stable (2018: env. 3%). Fondamentalement, le mix de production électrique suisse (forte proportion de force hydraulique fiable et partiellement flexible, possibilité de stockage à long terme des combustibles nucléaires et de l'électricité en ruban provenant du nucléaire, production électrique indigène en hausse grâce aux nouvelles énergies renouvelables) influence favorablement la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il ne faut pas confondre la production électrique indigène avec le mix des fournisseurs: le mix des fournisseurs, qui représente l'origine de l'électricité consommée, contient entre autres les importations d'électricité. S'agissant du mix de production, il faut considérer que l'électricité n'est pas exclusivement consommée à l'intérieur du pays et qu'une part est aussi exportée (source: OFEN, 2019a).

Dépendance vis-à-vis de l'étranger

L'approvisionnement énergétique de la Suisse se caractérise par une forte dépendance envers l'étranger. Cette dépendance peut être réduite en développant les énergies renouvelables et en améliorant l'efficacité énergétique. La Suisse continue de faire partie du marché énergétique mondial, l'autarcie énergétique n'étant pas recherchée. Mais la Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à diminuer globalement la forte dépendance envers l'étranger observée actuellement. Afin d'analyser la dépendance vis-à-vis de l'étranger, le monitoring prend en considération, par analogie au système d'indicateurs MONET pour le développement durable, l'évolution des importations énergétiques brutes (solde importateur d'agents

énergétiques et de combustibles nucléaires²⁰) et simultanément la quantité d'énergie produite dans le pays. Cet indicateur correspondant au rapport entre l'énergie produite dans le pays et l'énergie importée, il révèle la dépendance de la Suisse à l'égard des importations d'énergie.

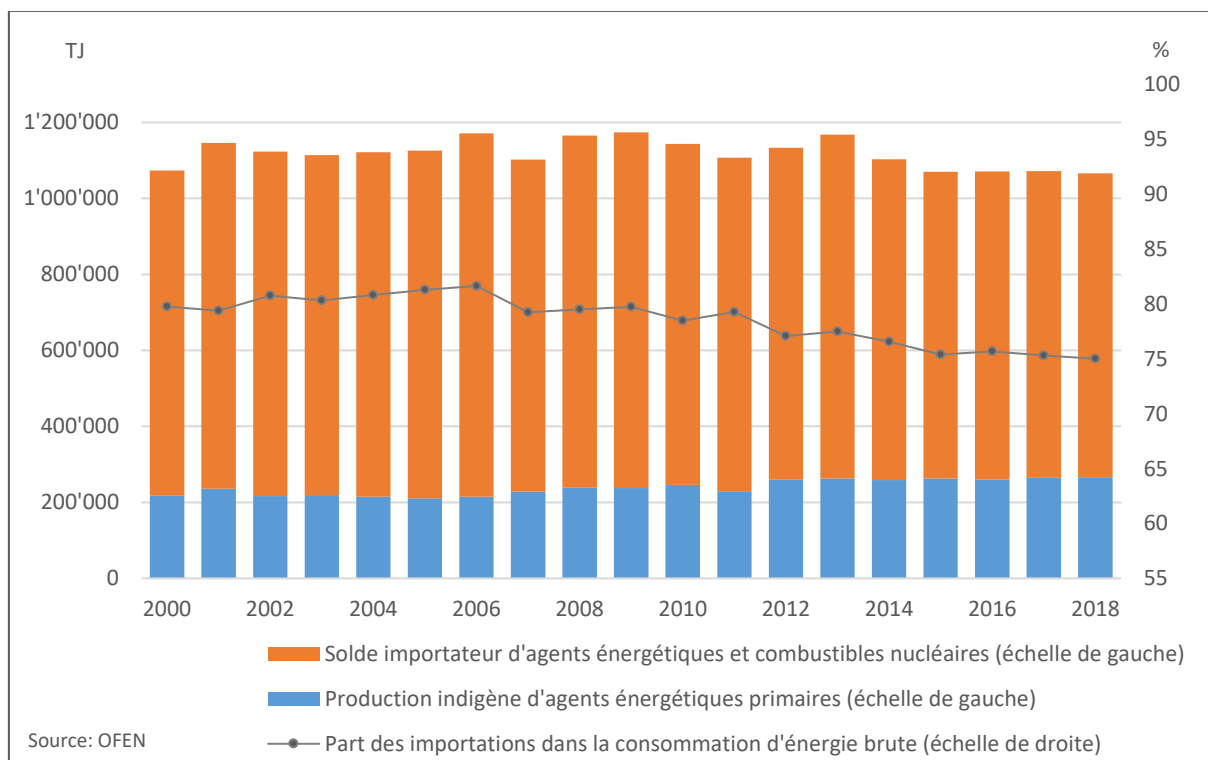


Figure 19 Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

La *figure 19* 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 et 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 noire, 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 2018, elle était de 75% (75,3% en 2017 et 75,8% en 2016). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs. De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement. S'agissant du **pétrole**, la Suisse dépend totalement des importations. Fondamentalement, cette situation constitue un facteur essentiel dans l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement. Cette dépendance est en partie relativisée par les bonnes possibilités de stockage dans de vastes citernes sur le territoire national et par la diversification des sources (*cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en pétrole*). S'agissant du **gaz naturel**, la sécurité de l'approvisionnement est également caractérisée par une dépendance complète envers l'étranger. Il convient cependant de relativiser cette dernière en raison du bon raccordement de la Suisse au réseau européen de gazoducs, de la part assez élevée des installations bicom bustibles et de la possibilité d'importer du gaz depuis l'Italie grâce au flux inversé (*reverse flow*; *cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). En principe, le gaz peut aussi être stocké, mais notre pays ne dispose pas pour l'heure de grandes

²⁰ Conformément aux conventions internationales, s'agissant de combustibles nucléaires, on ne retient pas l'électricité produite, mais l'énergie thermique produite à un taux d'efficacité de 33%.

installations de stockage de gaz susceptibles d'assurer l'approvisionnement au-delà de quelques heures ou jours. Quant à l'**électricité**, la Suisse dépend principalement des importations de l'étranger pendant l'hiver. Cet aspect est examiné dans le sous-chapitre suivant, Sécurité de l'approvisionnement en électricité (sources: OFEN 2019a / OFS/OFEV/ARE, 2019).

Sécurité de l'approvisionnement en électricité

La sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse revêt une signification particulière eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et à la décarbonisation à plus long terme du système énergétique. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 renvoie tout d'abord à des études actuelles, qui adoptent une approche systémique de la sécurité d'approvisionnement en électricité (adéquation du système). À titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport «La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse», établi par l'EICom, et d'autres sources. Enfin, le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité est étroitement lié au champ thématique du développement du réseau, où figurent d'autres indicateurs.

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. La sécurité de l'approvisionnement implique nécessairement une étroite coordination internationale. 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. 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 quantitatifs de l'analyse actualisée sont dans l'ensemble cohérents avec ceux de la première édition datant de 2017: les scénarios considérés révèlent que les situations d'approvisionnement susceptibles d'apparaître à plus long terme peuvent être gérées grâce à des mesures opérationnelles à court terme par Swissgrid, la société nationale du réseau de transport. Dans les scénarios, l'approvisionnement de la Suisse demeurerait globalement favorable, même si l'Allemagne abandonnait les centrales au charbon et la France réduisait précocement la capacité de ses centrales nucléaires. Cette évaluation vaut également pour la période postérieure à l'arrêt des centrales nucléaires en Suisse. Il convient toutefois de noter que la sécurité d'approvisionnement sera alors garantie par un volume croissant d'électricité importée. D'autre part, la force hydraulique suisse profite des changements du mix de la production dans les pays européens, puisque son recours sera multiplié pendant les périodes de pointe susceptibles d'apparaître au sein de l'UE. Eu égard à la future mise en œuvre de l'Accord de Paris et au renforcement de l'objectif climatique à long terme de la Suisse (zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050), l'analyse actualisée s'est penchée sur une électrification accrue de la demande. Selon les premiers indices en résultant (il n'existe encore aucun résultat exhaustif solide, car les scénarios cohérents de décarbonisation qui ne portent pas uniquement sur le secteur de l'électricité et la Suisse font jusqu'à présent défaut), la demande d'électricité devrait progresser à long terme, posant par conséquent de nouveaux défis (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2019+2017).

Production électrique, importations et consommation au cours de l'année

En raison de la configuration du parc de centrales électriques sur le territoire national, la production électrique suisse, considérée au cours de l'année, atteint son maximum en été, lorsqu'en particulier la production électrique des centrales au fil de l'eau est élevée. Durant la période estivale, la part des centrales nucléaires est régulièrement plus faible en raison des révisions. La consommation nationale atteint son maximum en hiver en raison du besoin d'énergie plus important alors pour chauffer les locaux. L'indicateur suivant illustre ces relations au cours de l'année civile 2018 tout en présentant les importations physiques.

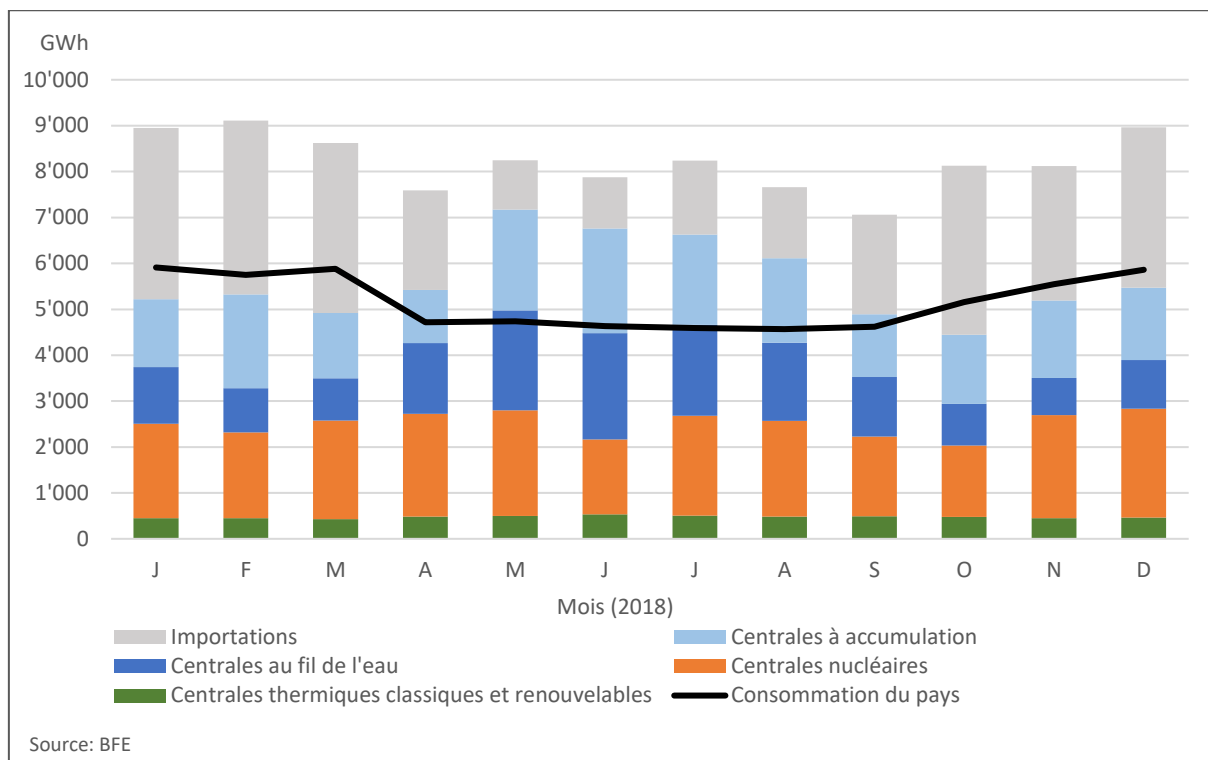


Figure 20 Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2018

L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. *figure 20*). De ce fait, pendant la période estivale, la Suisse exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. En revanche, pendant les mois d'hiver, la production électrique indigène ne suffit pas à couvrir la consommation nationale d'électricité, de sorte que la Suisse présente un solde importateur. En 2018, cette situation était moins marquée en raison de la remise en service de la centrale nucléaire de Beznau (sur l'ensemble de l'année) et de la disponibilité accrue de celle de Leibstadt. La sortie progressive de l'énergie nucléaire devrait toutefois tendre à accroître le besoin d'importation d'électricité au semestre d'hiver. Mais la Suisse est très bien reliée au réseau européen de l'électricité et elle dispose de grandes capacités de réseau aux frontières avec ses pays voisins (cf. *indicateurs de la capacité d'importation et de l'adéquation du système*). Au demeurant, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer la production électrique renouvelable et la force hydraulique tout en réduisant la consommation d'électricité. En outre, dans le cadre de la révision prévue de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral envisage d'autres mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme (sources: Conseil fédéral, 2019d+2018).

Capacités d'importation

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

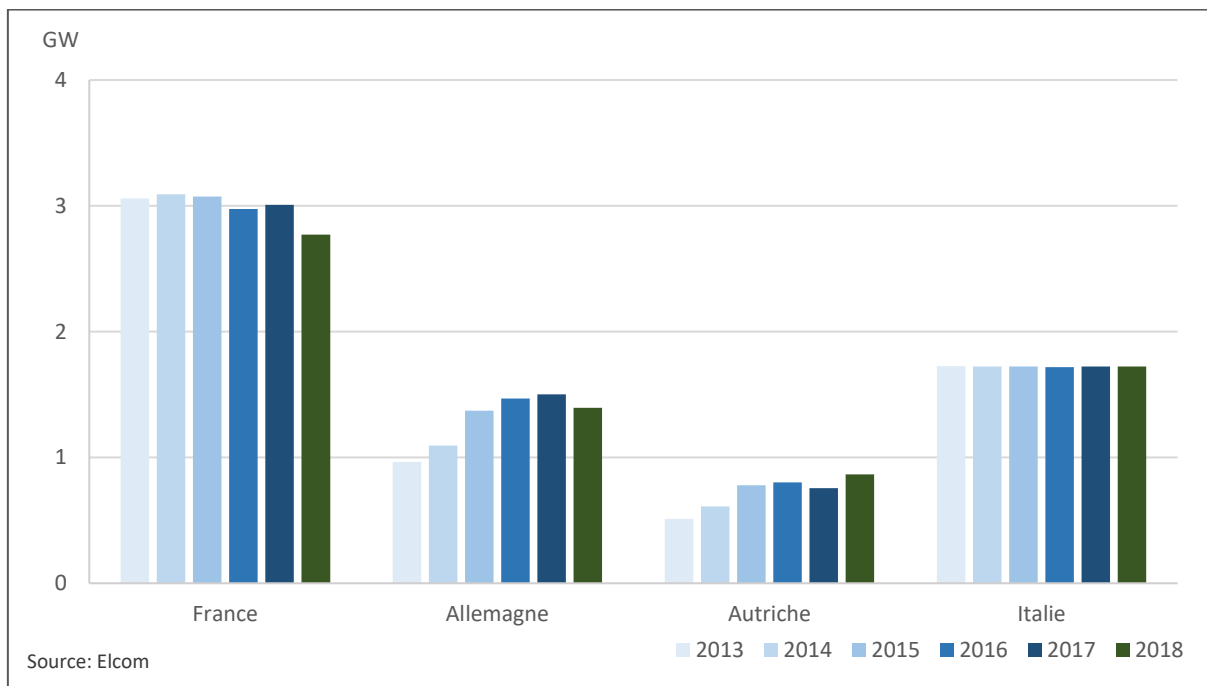


Figure 21 Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *figure 21* illustre les capacités d'importation à chacune des quatre frontières nationales de la Suisse (la capacité de la Principauté de Lichtenstein est intégrée dans celle à la frontière avec l'Autriche). Entre 2013 et 2018, la capacité d'importation est restée relativement stable à la frontière avec l'Italie et a légèrement augmenté aux frontières allemande et autrichienne, même si la capacité d'importation à la frontière avec l'Allemagne a un peu reculé en 2018 par rapport à l'année précédente. Cette baisse a été compensée – en particulier au dernier trimestre 2018 – par une hausse de cette capacité à la frontière autrichienne, notamment grâce à la mise en service de la nouvelle sous-station de Rüti (SG) à l'automne 2017. Par ailleurs, de nouveaux systèmes de planification et de prévision ont permis à Swissgrid d'optimiser la capacité d'importation aux frontières allemande et autrichienne depuis l'hiver 2015. En ce qui concerne la France, les capacités d'importation ont en revanche sensiblement diminué (source: El-Com, 2019a). Selon les informations de Swissgrid, les fluctuations de la NTC ne sont cependant pas inhabituelles et peuvent être liées à des modifications du modèle de production, à la mise hors service ou à l'indisponibilité de certaines infrastructures et, parfois, aux prescriptions des pays voisins.

Charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100%. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau mais sur une simulation consistant à calculer la charge hypothétique du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments essentiels. Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations sont répétées toutes

les cinq minutes et agrégées en valeurs au quart d'heure dans la présente évaluation. Les valeurs de charge de l'élément du réseau le plus fortement sollicité sont ensuite réparties en trois catégories: 100 à 110%, 110 à 120% et plus de 120%.

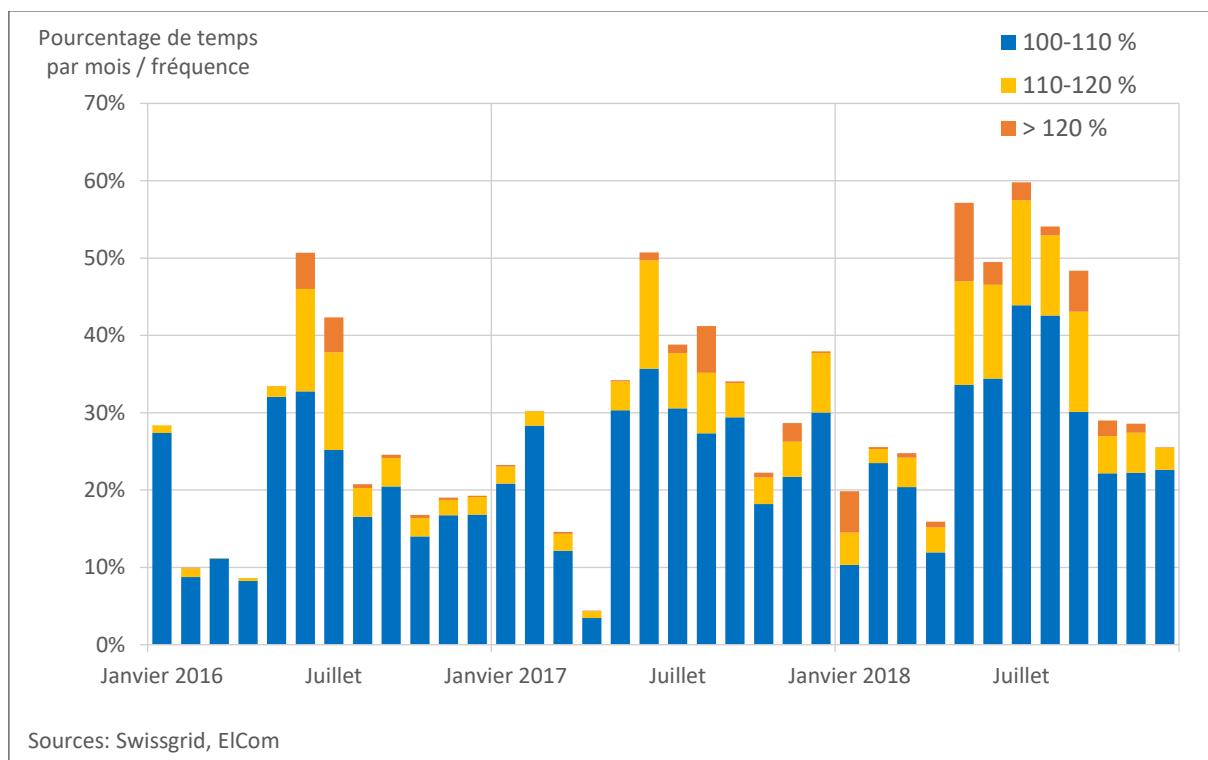


Figure 22 Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

La figure 22 présente la charge simulée du réseau depuis 2016 en situation N-1. Les valeurs de sollicitation maximales des éléments restants du réseau en cas de défaillance potentielle s'inscrivent pour la plupart dans la catégorie 100-110%. Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse est d'une part due à la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et, d'autre part, au fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances du réseau électrique. Aux semestres d'hiver 2015-2016 et 2016-2017, la situation d'approvisionnement était tendue en raison de la défaillance de centrales électriques. De ce fait, il a fallu importer davantage d'énergie, en particulier en janvier 2016 et en février 2017, ce qui s'est traduit par un niveau élevé de la charge de base du réseau électrique. Par rapport aux années précédentes, la charge sur le réseau a progressé en 2018, en particulier pendant les mois d'été. Cette hausse tient à une production importante en Suisse et donc aux fortes exportations qui en découlent. Tant les niveaux de remplissage des bassins d'accumulation que les réserves de neige étaient plus hauts en 2018 qu'en 2017. On a produit davantage pour éviter un débordement des bassins d'accumulation. À ce stade, la série de données est toutefois encore trop courte pour permettre d'en déduire une tendance (source: ElCom, 2018).

Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'ElCom suit et analyse depuis 2010 l'évolution de la qualité de l'approvisionnement sur les principaux réseaux de distribution de la Suisse. Conformément à la norme internationale, toutes les coupures d'approvisionnement électrique d'une durée égale ou supérieure à trois minutes sont enregistrées. L'analyse repose sur l'indice SAIDI («System Average Interruption Duration Index»), usuel sur le plan international, qui indique la durée annuelle moyenne pendant laquelle un consommateur final a été privé de courant en raison d'une coupure de l'approvisionnement en électricité. On distingue les coupures planifiées (p. ex. les interruptions aux fins d'entretien des installations, que le gestionnaire de réseau annonce au moins

24 heures à l'avance) des coupures non planifiées (p. ex. causées par un événement naturel, une défaillance humaine, un incident d'exploitation, une intervention de tiers ou un cas de force majeure). L'examen de la qualité de l'approvisionnement se concentre sur les coupures non planifiées.

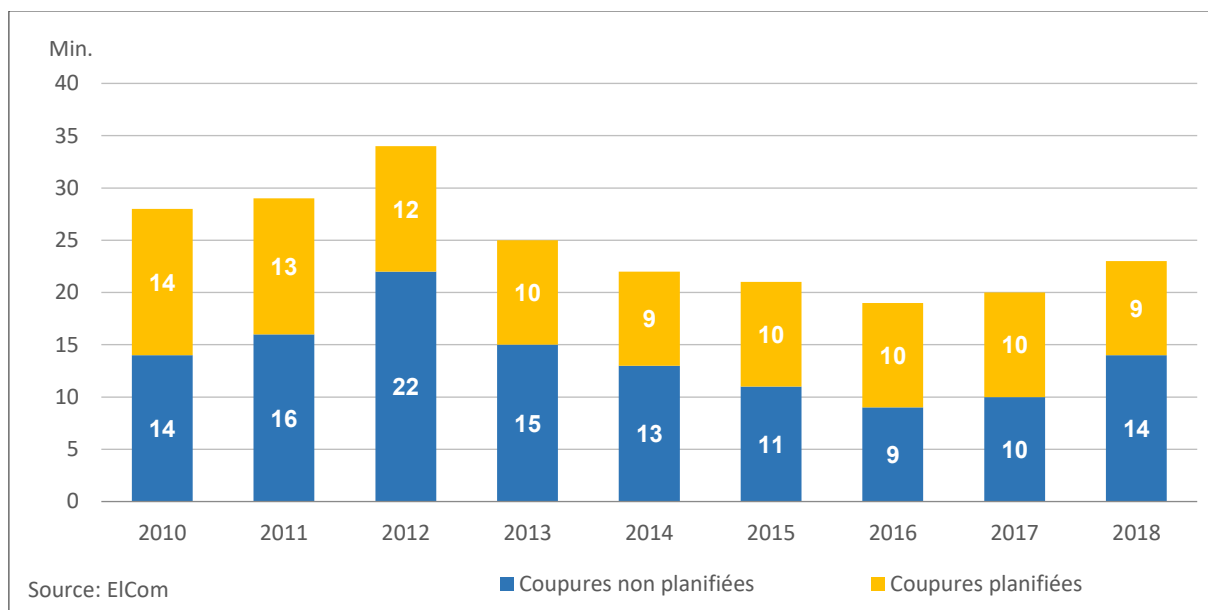


Figure 23 Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2018, en Suisse, la durée moyenne d'interruption par consommateur final a été globalement de 23 minutes (cf. *figure 23*). Par rapport à l'année précédente, la qualité d'approvisionnement s'est détériorée de trois minutes. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures planifiées était meilleure que celle de l'année précédente et s'inscrivait à neuf minutes par consommateur final. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées était moyenne (14 minutes) en 2018, soit une modification de quatre minutes par rapport à 2017. Sur le long terme, on a observé au cours des neuf dernières années une évolution positive de l'indice SAIDI en Suisse. L'amélioration de l'indice SAIDI au cours des années 2014, 2015 et 2016 par rapport aux années précédentes (2010–2013) s'explique principalement par la diminution des coupures dues aux événements naturels et aux causes relevant de l'exploitation. En 2018, les minutes d'interruption liées aux coupures non planifiées ont légèrement progressé, principalement à cause de la tempête Éléonor (également appelée Burglind) en janvier de cette même année. Ces valeurs demeurent remarquables en comparaison internationale. Selon les informations officielles du Conseil des régulateurs européens de l'énergie («Council of European Energy Regulators», CEER), la Suisse rivalise avec l'Allemagne, le Danemark, les Pays-Bas et le Luxembourg s'agissant de la durée moyenne d'interruption par consommateur final. Les durées d'interruption en Autriche, en France et en Italie sont supérieures à celles de la Suisse (sources: EICom, 2019c+2018a).

Sécurité de l'approvisionnement en gaz

La Suisse est bien intégrée au réseau de transport européen de gaz naturel. Son intégration est essentielle pour la sécurité d'approvisionnement en gaz du pays. Suite à la crise du gaz survenue en 2009 entre l'Ukraine et la Russie, l'UE a renforcé sa gestion des crises du gaz. Elle a notamment institué à cet effet un groupe de coordination «gaz naturel» (Groupe de coordination pour le gaz, GCG). Depuis 2013, la Suisse est invitée de manière ad hoc, mais régulièrement aux séances du GCG. Le règlement UE n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel obligeait les États membres de l'UE à réaliser une évaluation des risques affectant leur approvisionnement en gaz naturel et à établir un plan d'action préventif et un plan d'urgence. Afin d'améliorer la sécurité de son approvisionnement et de coopérer avec le GCG, l'Office fédéral de l'énergie a établi deux rapports

conformément aux directives européennes; sur la base de l'«Évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse», il a élaboré un plan d'action préventif et un plan d'urgence pour le gaz naturel (OFEN, 2014+2016)²¹. Dans le domaine du gaz, le monitoring observe certains indicateurs issus de ces rapports.

Installations bicomcombustibles

Les clients finaux dotés d'installations bicomcombustibles peuvent au besoin, principalement dans le domaine industriel, passer du gaz naturel aux produits pétroliers (généralement du mazout extraléger). Comme la Suisse ne dispose ni de sa propre production de gaz naturel ni de grandes installations de stockage de gaz, les installations bicomcombustibles représentent un élément important pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz du pays²². Au besoin (p. ex. en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel), le passage au mazout des installations bicomcombustibles permet de réduire de manière significative la capacité de transport ou la consommation de gaz en un court laps de temps afin de continuer à garantir l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs²³. Si du gaz peut être acheté sur le marché de gros des pays environnants et importé en Suisse et si les capacités sont disponibles, il est possible d'éviter partiellement ou totalement le passage au mazout de ces installations. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées en Suisse en remplacement du gaz pour les installations bicomcombustibles (*cf. encadré p. 51*), afin de couvrir environ quatre mois et demi de consommation de gaz naturel de ces installations au cas où les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel seraient simultanément perturbés.

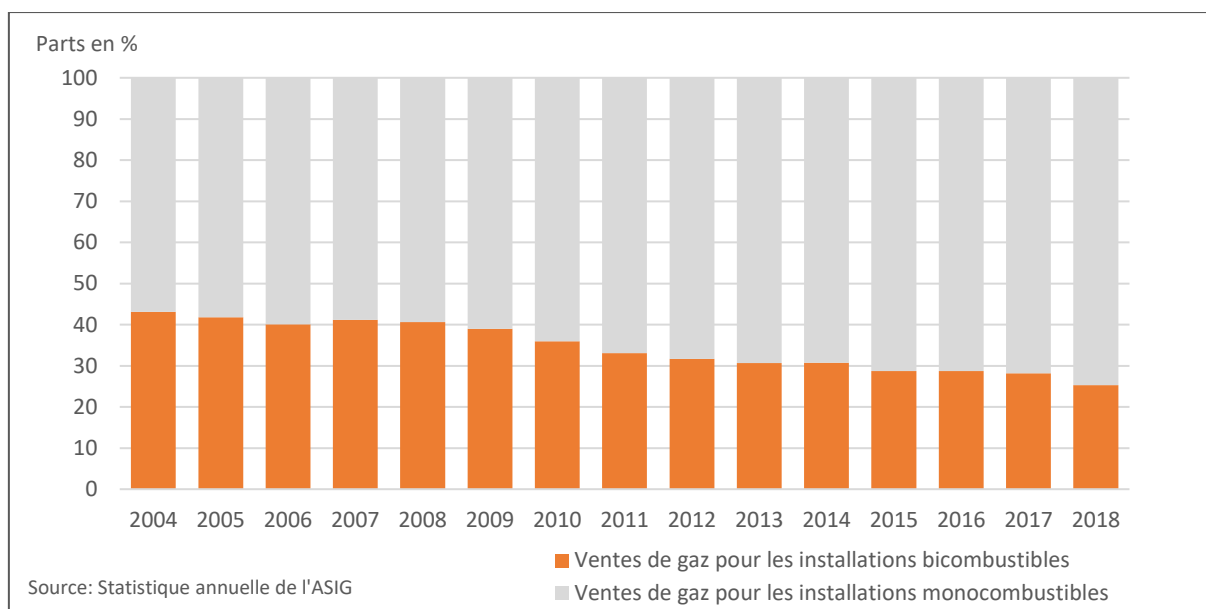


Figure 24 Ventes de gaz pour les installations mono- et bicomcombustibles (parts en%)

Actuellement, environ 25% de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicomcombustibles. Ce potentiel peut toutefois diminuer lors de basses températures, si les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicomcombustible sont déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicomcombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais cette part a diminué ces dernières années, comme le montre la *figure 24*. L'Approvisionnement économique du pays, en collaboration

²¹ Le règlement a été révisé fin 2017 (règlement UE n°2017/1938). La révision comprend principalement une coopération plus intensive entre les Etats membres de l'UE et ne considère guère les Etats tiers. Par conséquent, à ce stade, la Suisse n'a pas mis à jour son évaluation des risques et ses plans d'action préventif et d'urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

²² Les installations bicomcombustibles servent aussi à augmenter la flexibilité dans l'acquisition de gaz naturel et permettent une optimisation des coûts. Ces installations sont également utilisées pour optimiser la stabilité du réseau.

²³ En Suisse il n'existe pas de clients protégés au sens du règlement UE n°2017/1938.

avec l'industrie gazière examine, actuellement des mesures supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement à court terme même si les conditions-cadre venaient à changer (source: ASIG, 2018).

Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures permettent d'évaluer dans quelle mesure le système d'approvisionnement en gaz serait capable de couvrir la demande de l'ensemble de la Suisse pendant une journée de demande exceptionnellement élevée (froide journée d'hiver) – dont la probabilité statistique est d'une fois en vingt ans – même en cas de défaillance du plus grand point d'importation (examen N-1). La Suisse calcule ces normes conformément aux dispositions correspondantes du règlement de l'UE et une analyse a été publiée pour la première fois en 2014 (OFEN, 2014)²⁴. Le Tessin et la vallée grisonne du Rhin ne sont pas considérés dans le calcul de la valeur N-1, car ces régions ne sont pas ou que très peu raccordées au reste du réseau suisse de gaz naturel. L'évaluation des normes relatives aux infrastructures ne tient compte que de la capacité d'importation technique et ignore le pays de destination final du gaz importé (défini selon les contrats de livraison). Une grande partie du gaz transporté en Suisse par le gazoduc de transit n'est pas destinée au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent du gaz destiné à l'exportation. En général, l'indicateur est mis à jour tous les deux ans.

Période de référence (semestres d'hiver) ²⁵	N-1 Demande total de la suisse	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout)
2011/2012 2012/2013	151%	227%
2013/2014 2014/2015	152%	216%
2016/2017 2017/2018	229% (128%)	319% (178%)

Figure 25 Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)

La valeur N-1 représente la part de la demande de gaz susceptible d'être couverte par l'infrastructure gazière restante. Le critère N-1 est rempli si le résultat du calcul atteint au moins 100%. Comme la *figure 25* l'indique, cette condition était remplie durant les trois périodes considérées (semestres d'hiver), tant pour la demande totale «maximale» (c'est-à-dire sans passage au mazout) que pour la demande «maximale» des clients équipés d'une installation monocombustible (pas de possibilité de passer au mazout). Les deux premières valeurs N-1 calculées se situent dans un même ordre de grandeur. S'agissant de la dernière période calculée, la valeur N-1 est bien plus élevée: depuis août 2017, il est possible selon Swissgas d'importer du gaz d'Italie via le col du Gries (Haut-Valais) également de manière physique grâce au flux inversé («reverse flow»). Puisque cette possibilité ne s'applique pas à toute la période de référence (2016/17 et 2017/18), une valeur sans le flux inversé est également indiquée entre parenthèses²⁶. De

²⁴ Comme les composantes de la formule N-1 ont été révisées, les valeurs présentées dans le présent rapport de monitoring pour 2011/2012 et 2012/2013 s'écartent légèrement de celles du rapport sur l'évaluation des risques de 2014. Les chiffres de 2016/2017 et de 2017/2018 ont également été révisés.

²⁵ Une période de référence de deux semestres d'hiver correspond à la pratique éprouvée des fournisseurs de gaz pour adapter la demande de gaz en fonction des effets des températures. En ce qui concerne les capacités, les données disponibles les plus récentes de la période de référence sont utilisées.

²⁶ Grâce au flux inversé, le col du Gries devient le plus grand point d'importation. En l'absence du flux inversé, comme pour les deux premières périodes de calcul, Wallbach est le plus grand point d'importation.

même, la mise hors service depuis fin septembre 2017 du gazoduc transeuropéen TENP I et par conséquent la réduction d'environ 50% des capacités de sortie (de l'Allemagne vers la Suisse) à Wallbach (AG) à la frontière allemande ont également été considérées dans le calcul le plus récent, étant donné que les capacités de sortie allemandes sont en fait déterminantes pour les capacités d'entrée suisses. Une étude publiée en 2015 par la Commission européenne montre aussi que la Suisse est bien positionnée avec ses valeurs N-1 en comparaison européenne (sources: Rodríguez-Gómez N. et al, 2015 / Swissgas et ASIG, 2018 / calculs de l'OFEN).

Sécurité de l'approvisionnement en pétrole

Diversification des moyens de transport

Le pétrole brut et les produits pétroliers comme l'essence, le diesel ou le mazout sont acheminés par diverses voies en Suisse, où ils sont distribués. Les principales voies d'importation se situent surtout dans la partie ouest du pays: à Bâle avec la navigation rhénane et dans les cantons raccordés à des oléoducs²⁷. Des importations s'effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l'intérieur du pays se fait principalement par camion. La diversification des moyens et voies de transport pertinents – oléoduc, bateau, rail ou route – revêt donc une importance cruciale s'agissant d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la Suisse. L'indicateur montre l'évolution des parts d'importation de pétrole couvertes par les divers moyens de transport.

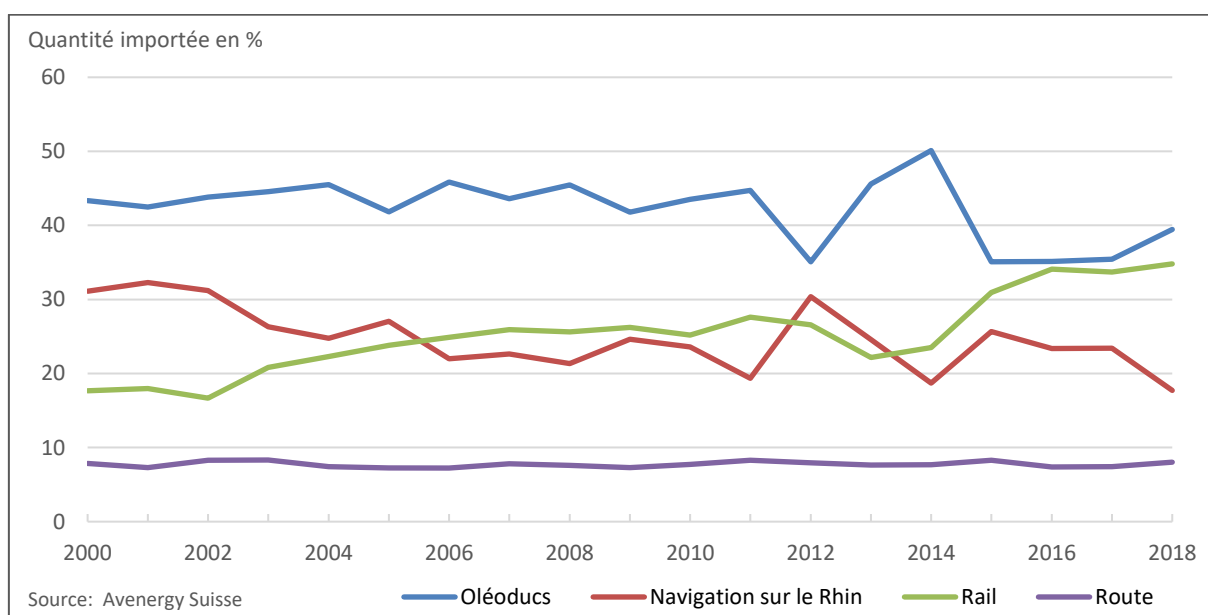


Figure 26 Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

La *figure 26* montre que les parts respectives des moyens de transport sont restées relativement stables entre 2003 et 2010 s'agissant de l'importation de pétrole (pétrole brut et produits). Par contre, en 2011, les transports sur le Rhin ont régressé de 20% par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique par l'interdiction de naviguer sur le fleuve pendant tout le mois de janvier en raison d'un accident de navire et par les niveaux d'eau extrêmement bas en mai et en novembre. De ce fait, 5% de produits pétroliers supplémentaires ont été importés par le rail et 25% de plus par l'oléoduc SAPPRO. En 2012, suite à l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Cressier (NE) pendant environ six mois, les importations

²⁷ Oléoduc du Jura neuchâtelois OJNSA (NE), oléoduc du Rhône ORH (VS; hors service depuis 2015 en raison de l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Collombey), oléoduc multi-produit SAPPRO (GE; Marseille-Genève/Vernier).

de pétrole brut par oléoduc ont baissé d'environ un quart. Près de 60% de produits pétroliers supplémentaires ont été transportés par le Rhin pour compenser cette perte de production. En 2013, les parts des moyens de transport de pétrole avaient retrouvé leurs niveaux pluriannuels respectifs. En 2014, les ventes de mazout ont baissé par rapport à l'année précédente, en raison surtout des conditions météorologiques clémentes et, peut-être aussi, du relèvement de la taxe sur le CO₂. Les importations de mazout passent en majeure partie par la navigation sur le Rhin, ce qui explique la baisse marquée de ce mode de transport. En revanche, les importations de pétrole brut (intégralement par oléoduc) ont augmenté cette année-là. Les importations de pétrole brut par oléoduc ont nettement baissé en 2015: l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey, à la mi-mars, a induit une augmentation des importations de produits finis, qui sont davantage acheminés par le rail et la voie rhénane. Les transports ferroviaires ont continué de progresser en 2016, avant que leur tendance à la hausse ne soit temporairement freinée en 2017, parce que la ligne ferroviaire du Rhin supérieur était interrompue partiellement pendant quelques semaines. À l'automne 2018, le niveau historiquement bas du Rhin à la suite de la sécheresse durable a fortement affecté les importations réalisées via ce fleuve. La baisse correspondante des volumes de marchandises n'a pu être compensée que partiellement par les autres canaux, ceux-ci étant déjà fortement sollicités en raison de l'impact de cette situation sur les pays limitrophes. La Confédération a donc autorisé des prélèvements provisoires sur les réserves obligatoires de diesel, d'essence et de kérosène pour surmonter ces difficultés d'approvisionnement. En 2018, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes: 39,4% pour les oléoducs, 34,8% pour le rail, 17,7% pour la navigation rhénane et 8,0% pour la route (la part de transport aérien est négligeable). Les moyens de transport sont donc largement diversifiés et substituables pour certains, ce qui influence positivement la sécurité d'approvisionnement. De plus, si l'approvisionnement est perturbé, la Suisse est en mesure de couvrir intégralement la consommation des principaux produits pétroliers pendant au moins 3 (kérosène) ou 4,5 mois grâce à ses importantes réserves obligatoires (cf. encadré p. 54), comme ce fut le cas en 2015 et en 2018 (source: Avenenergy Suisse, 2019).

Portefeuille d'importation de pétrole brut

L'une des stratégies visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans le domaine pétrolier consiste à largement diversifier le portefeuille d'importation du pétrole. Un approvisionnement diversifié induit une plus forte résistance de la chaîne d'approvisionnement et, de ce fait, une meilleure sécurité d'approvisionnement. L'indicateur suivant ventile les importations de pétrole brut par pays de provenance²⁸.

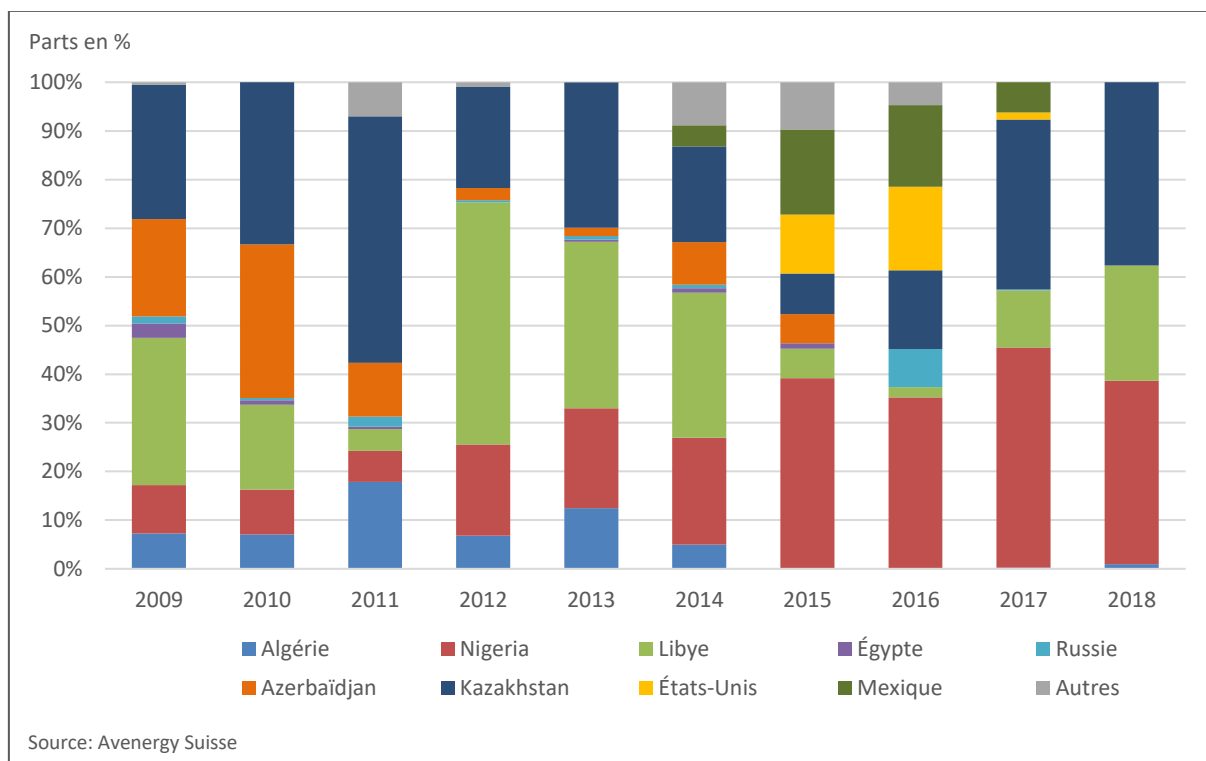


Figure 27 Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

Comme l'année précédente, le Nigéria et le Kazakhstan étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut en 2018. Ils représentaient à eux deux plus de 75% des importations de pétrole de notre pays. À peine 24% des importations provenaient de Lybie, la part de l'Algérie étant minime. En 2018, le pétrole brut a donc été importé depuis quatre pays. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d'importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (*cf. figure 27*). À partir de 2009, par exemple, les importations de Libye se sont effondrées suite à des différends diplomatiques et des troubles politiques. Le Kazakhstan, l'Azerbaïdjan et l'Algérie, en particulier, ont sauté dans la brèche. Entre 2012 et 2014, la Libye était de nouveau le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. Le Nigéria occupe cette position depuis 2015, les importations de Libye s'étant une nouvelle fois effondrées, avant de se rétablir quelque peu en 2017 et de poursuivre leur progression en 2018. En outre, la Suisse a importé une part notable de pétrole brut des États-Unis en 2015 et 2016. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source: Avenergy Suisse, 2019).

²⁸ La Suisse importe pratiquement exclusivement les *produits pétroliers* de pays de l'UE. L'origine et la quantité de pétrole brut importé sous-jacente ne peuvent pas être déterminées avec précision.

Importations de pétrole brut et de produits pétroliers

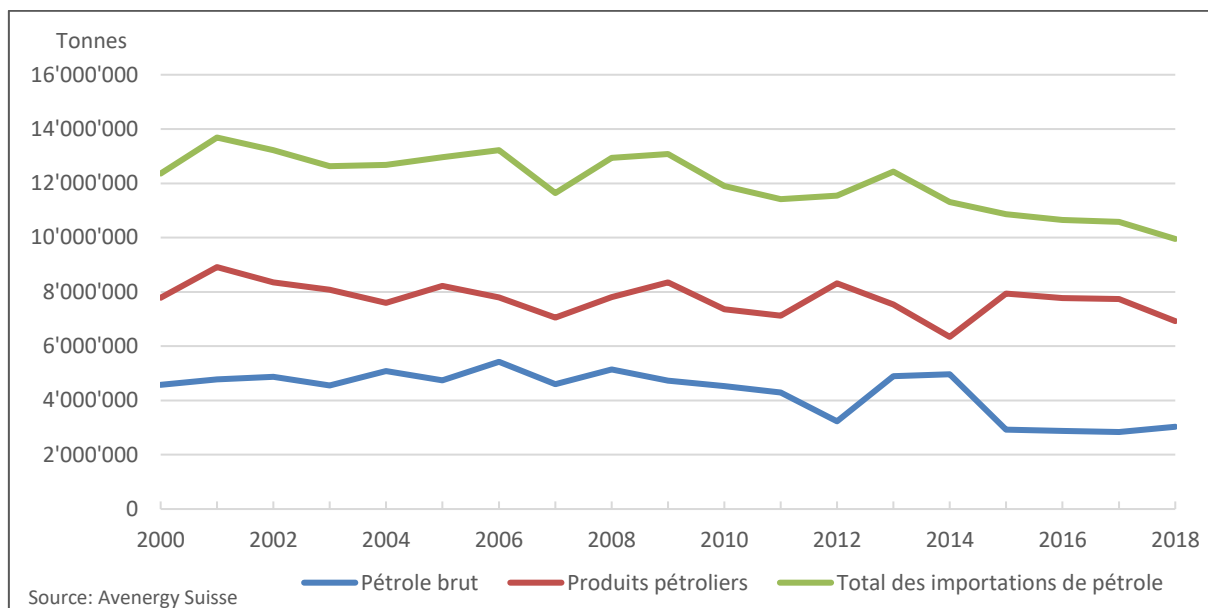


Figure 28 Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la *figure 28*, les importations pétrolières globales tendent à baisser depuis l'an 2000 (courbe verte). En 2018, elles sont passées sous la barre des 10 millions de tonnes pour la première fois depuis 1970, confirmant ainsi une tendance à long terme. Cette baisse peut s'expliquer par des effets de substitution (le gaz ou les pompes à chaleur remplacent le mazout), par les mesures d'efficacité énergétique, par la consommation croissante de carburants biogènes, par le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe sur le CO₂ grevant les combustibles fossiles). Les conditions météorologiques, la conjoncture et l'évolution des prix sont tenus pour être à l'origine des fluctuations à court terme. En outre, en 2015, le tourisme à la pompe a disparu, puisque la suppression du taux de change plancher franc/euro par la Banque nationale suisse a renchéri les produits pétroliers sur le marché suisse. Dès lors, les automobilistes des pays voisins n'ont plus guère acheté de carburant aux pompes suisses, tandis que les Suisses en achetaient de plus en plus à l'étranger, en particulier du diesel. Globalement, le pétrole et ses produits dérivés demeurent un agent énergétique important (presque 50% de la consommation finale d'énergie, cf. *figure 17*). Le recul des importations en 2007 est surtout dû au niveau très élevé des prix du mazout et aux conditions météorologiques clémentes. À observer les courbes rouge et bleue du pétrole brut et des produits pétroliers, on est particulièrement frappé par l'évolution divergente des deux courbes en 2012 et 2015. En 2012, la raffinerie de Cressier (NE) a dû cesser sa production pendant environ six mois en raison du sursis concordataire accordé à l'ancien propriétaire Petroplus et de la recherche d'un acheteur, ce qui a entraîné une augmentation des importations de produits. En 2015, la situation est similaire: suite à l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey (VS) en mars, les importations de pétrole brut ont baissé de plus de 40% et les importations de produits finis ont progressé sensiblement. En outre, à la fin d'octobre, la raffinerie de Cressier a dû signaler un arrêt temporaire de sa production en raison d'une fuite dans un échangeur de chaleur. Mais en l'occurrence ici également, la sécurité de l'approvisionnement est garantie malgré la dépendance de l'étranger, car la Suisse est intégrée dans un marché mondial qui fonctionne bien et qui peut normalement compenser les fluctuations à court terme. Fondamentalement, disposer de ses propres raffineries représente un avantage pour la Suisse, mais une fermeture éventuelle ne menacerait pas l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles, puisqu'il est possible d'importer la totalité des produits pétroliers finis (en 2018, 99,4% des produits finis provenaient de l'UE). Des volumes supplémentaires de produits pétroliers ont toutefois dû être importés par les modes de transport existants (navigation rhénane, rail, route, oléoduc SAPPRO; cf. *indicateur «moyens de transport»*). En cas d'indisponibilité des deux raffineries, l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole, en particulier si une

interruption de l'approvisionnement devait simultanément frapper l'oléoduc SAPPRO et/ou la navigation sur le Rhin. En cas d'urgence toutefois, il serait possible de recourir temporairement aux vastes réserves obligatoires constituées en Suisse pour compenser un éventuel déficit de produits pétroliers pendant plusieurs mois (*cf. encadré*). (source: Avenenergy Suisse, 2019).

Stockage obligatoire de produits pétroliers

Les réserves obligatoires de produits pétroliers servent à approvisionner le pays de manière continue avec ces agents énergétiques au cas où l'approvisionnement de la Suisse serait entravé. Les causes possibles d'une perturbation de l'approvisionnement sont nombreuses: de la rupture des importations due à des troubles dans les pays de production aux restrictions de la navigation sur le Rhin en raison du niveau bas ou élevé des eaux ou d'une défectuosité des écluses, en passant par l'indisponibilité des raffineries ou des oléoducs et les perturbations des réseaux logistiques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Cependant, l'expérience montre qu'une combinaison d'événements dommageables doit affecter les infrastructures logistiques ou TIC pour qu'une importante pénurie survienne en Suisse. S'agissant des produits pétroliers, le défi de l'approvisionnement consiste à les importer de manière sûre en quantités suffisantes et de les distribuer en Suisse. Le stockage obligatoire de produits pétroliers joue donc potentiellement un rôle important pour pallier les ruptures d'importations à court terme. Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers (y c. les stocks obligatoires visant à suppléer le gaz naturel) dépend de la couverture des besoins visée²⁹. Le volume des stocks obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

²⁹ En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pouvoir à des stocks suffisants pour couvrir la consommation intérieure de produits pétroliers pendant au moins 90 jours. Pour la plupart des produits, la Suisse va au-delà de ces exigences, puisque, notamment, elle n'a pas d'accès direct à la mer (essence pour les voitures: 4,5 mois, kérosène: 3 mois, diesel: 4,5 mois, mazout: 4,5 mois, mazout extra-léger pour suppléer au gaz naturel dans les installations bicombustibles: 4,5 mois).

Champ thématique Dépenses et prix

Outre la sécurité et le respect de l'environnement, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions de l'approvisionnement énergétique durable. L'art. 89 de la Constitution fédérale et l'art. 1 de la loi sur l'énergie visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. La Stratégie énergétique 2050 a pour but de transformer progressivement le système énergétique de la Suisse en conséquence de la décision de sortir graduellement de l'énergie nucléaire et d'autres modifications profondes du contexte énergétique, sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi, dans ce champ thématique, le monitoring se concentre sur les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie, sur les prix de l'énergie et sur les différentes composantes des prix.

Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie

Les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie comprennent toutes les dépenses réalisées en Suisse par les consommateurs finaux pour les combustibles pétroliers, les carburants, l'électricité, le gaz, le charbon, le bois et la chaleur à distance. Elles se calculent sur la base des quantités d'énergie vendues chaque année en Suisse (y c. le carburant vendu en Suisse à des consommateurs étrangers) et sur les prix de vente correspondants. Elles comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts (p. ex. taxe sur le CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée). Les déchets industriels utilisés pour produire de l'énergie ne sont pas évalués, parce qu'ils constituent dans le système énergétique des produits secondaires disponibles presque gratuitement. La consommation d'énergie autoproduite est implicitement tenue pour gratuite, même si sa production a impliqué des investissements. Les prix de l'énergie et la consommation énergétique influencent les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie. La consommation énergétique dépend quant à elle notamment des conditions météorologiques, de la situation économique générale et spécialement de la production industrielle, de la croissance démographique ainsi que des parcs de logements et de véhicules.

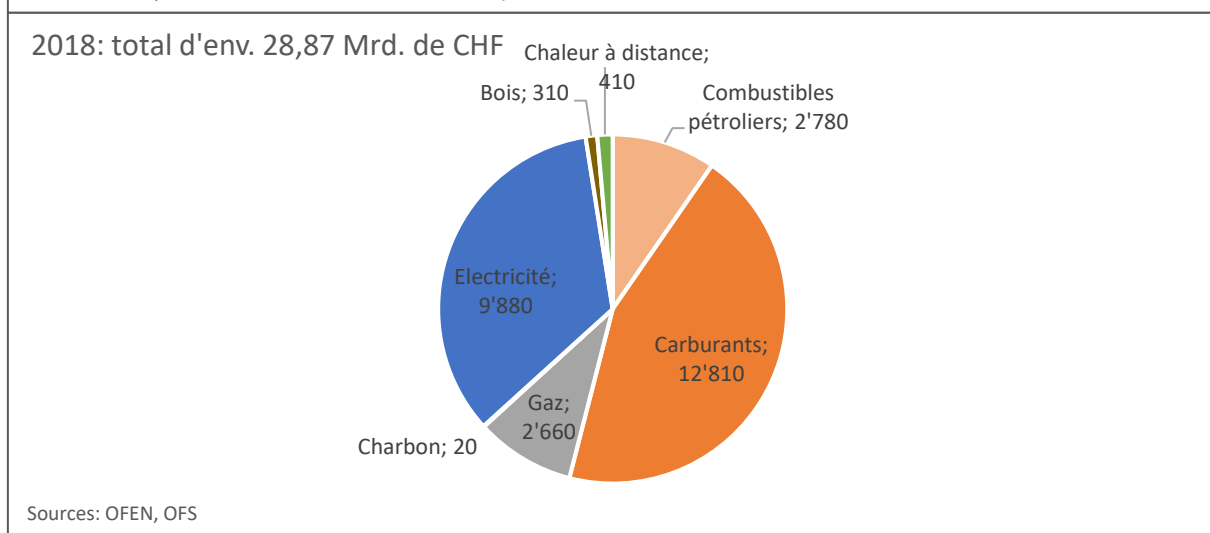
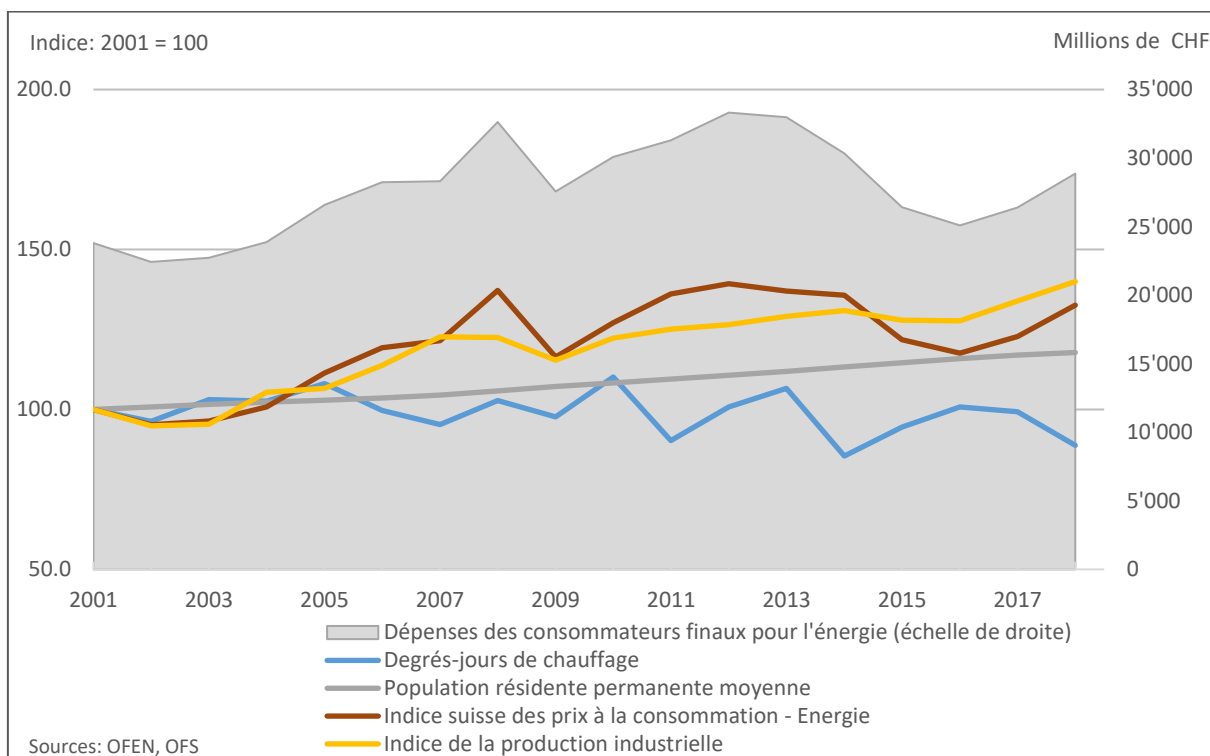


Figure 29 Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques

La *figure 29* 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 28,9 milliards de francs en 2018. La moitié de ces dépenses concernent les produits pétroliers, un tiers revient à l'électricité, à peine 10% sont pour le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance. Entre 2001 et 2018, cette évolution correspond en moyenne à une augmentation de 1,1% 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 1,3% 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. En

outre, 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 2018, comme cela avait été le cas en 2017, les dépenses des consommateurs finaux ont progressé par rapport à l'année précédente, notamment en raison d'une légère augmentation des prix. Cependant, l'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (cf. *figure 11 Évolution des intensités énergétique et électrique*; sources: OFEN, 2019a / OFS, 2019a).

Prix de l'énergie

Le monitoring des prix de l'énergie pour le consommateur final fournit des indications sur la rentabilité de l'approvisionnement en énergie et sur l'attractivité de la place économique suisse. Outre de nombreux autres facteurs, le positionnement concurrentiel des entreprises suisses dépend des prix de l'énergie en Suisse comparativement à l'étranger. Toutefois, les comparaisons de prix internationales sont entachées de certaines difficultés, parce qu'elles ne reposent pas sur des statistiques uniformes et qu'elles ne sont pas totalement robustes. De plus, l'évaluation de l'évolution des prix peut différer selon la perspective de l'observateur. Par exemple, une augmentation des prix peut apparaître tout à fait avantageuse d'un point de vue macroéconomique si elle est liée à une internalisation de coûts autrement supportés par la communauté. Une telle augmentation de prix peut aussi rester sans effet notable sur l'attractivité de la place lorsqu'elle s'explique par des développements du marché global de l'énergie observables dans tous les pays. Mais pour le consommateur individuel d'énergie, des prix plus élevés signifient des dépenses énergétiques supérieures. Les prix de l'énergie se composent de plusieurs éléments influencés par de nombreux facteurs déterminants. La décomposition des prix en leurs composantes au niveau de la consommation finale fournit des indications sur les possibles déterminants des prix et sur leur influence. Les impôts et les taxes sont d'importants facteurs d'influence. Ils expliquent pour une part les différences de prix sur les marchés internationaux, en sus des différences spécifiques aux pays des coûts de transport, des structures de marché (notamment la taille du marché et son intensité concurrentielle) et des coûts de production des sources d'énergie non négociables à l'international. Le monitoring annuel des prix sert de «système d'alerte» approximatif destiné à déclencher des analyses de détail supplémentaires ciblées si le système énergétique suisse devait se trouver économiquement sous pression en comparaison internationale. Ci-après, le monitoring s'intéresse à l'évolution, en comparaison internationale, des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux industriels en Suisse, à l'évolution des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux en Suisse et à l'évolution des différentes composantes de ces prix.

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

Les prix de détail (impôts compris) facturés en Suisse aux clients industriels de mazout, de diesel, de gaz naturel et d'électricité sont présentés ci-après en comparaison internationale. Il s'agit de moyennes annuelles (la moyenne sur douze mois pouvant différer des prix effectivement payés), de prix nominaux en dollars américains convertis aux cours de change du marché. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats³⁰. Certains agents énergétiques ne sont pas présentés parce qu'ils ne sont pas suffisamment pertinents pour la place industrielle suisse. On compare les prix facturés au consommateur final industriel en Suisse avec ceux facturés dans une sélection de pays voisins. Pour faciliter la mise en perspective au sein de l'échantillon, les valeurs de ces pays sont complétées par la moyenne de l'OCDE et par les valeurs du pays de l'OCDE où les prix sont le plus, respectivement le moins élevés sur l'année. Notons que le prix le plus élevé ou le plus bas n'est pas

³⁰ Une part des coûts des produits énergétiques considérés (surtout les coûts d'achat d'énergie à l'étranger) est libellée en devises étrangères, de sorte que les fluctuations de change du franc suisse n'ont pas ou peu d'effets, puisque les règlements sont en dollars américains. Mais une autre part des coûts (p. ex. coûts de réseau, coûts d'exploitation ou coûts de distribution) est largement générée en francs suisses, si bien que les fluctuations de change influencent le résultat des règlements internationaux.

enregistré nécessairement chaque année dans le même pays. Ces valeurs extrêmes sont des indicateurs de la distribution. L'évolution des prix sur les marchés internationaux des matières premières (en particulier s'agissant des produits pétroliers) et sur les marchés de gros européens (pour l'électricité et le gaz naturel), ainsi que l'évolution des cours de change et les éléments spécifiques aux pays mentionnés ci-dessus constituent d'importants facteurs influençant les prix.

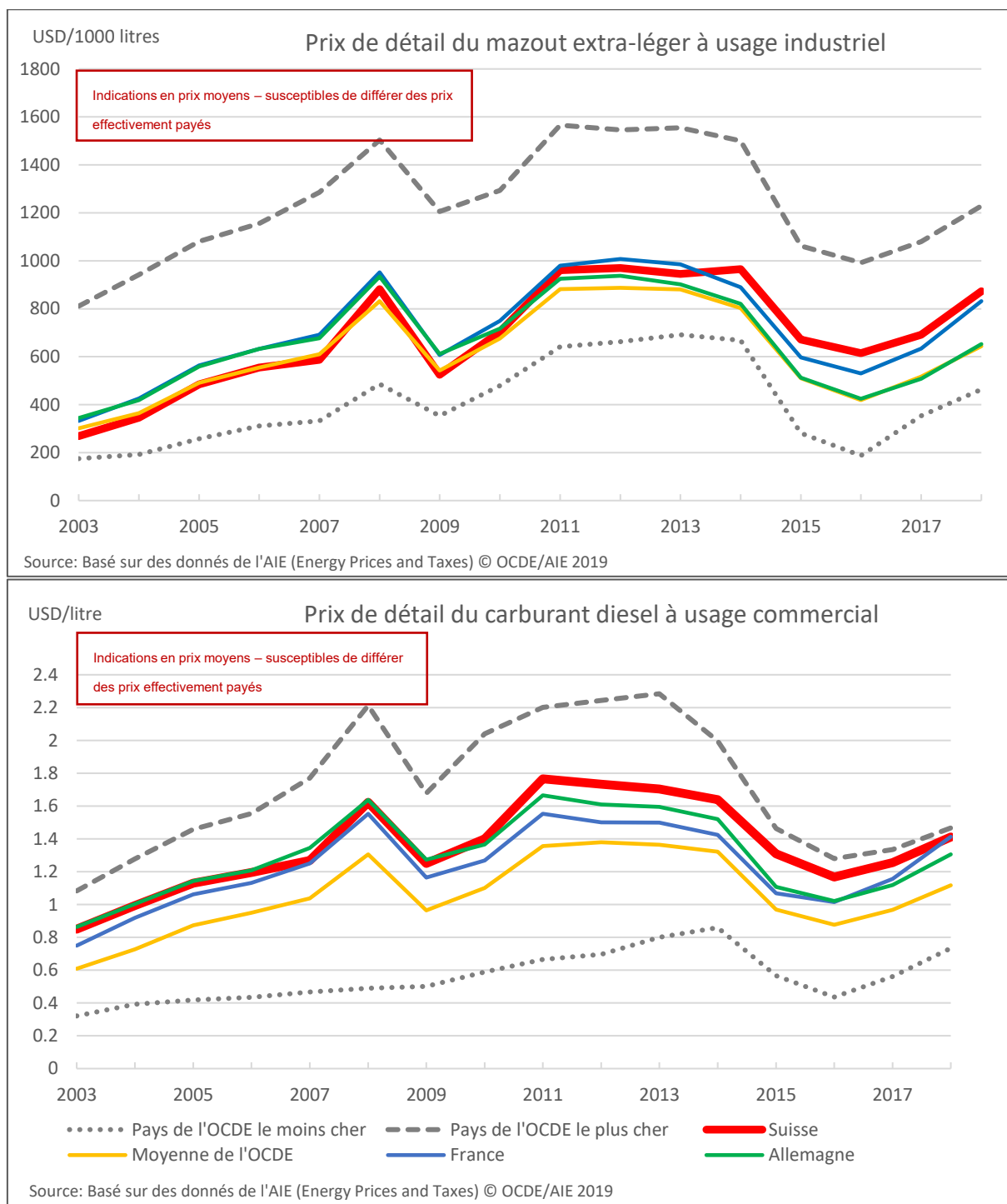


Figure 30 Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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 30). En 2018, le prix du mazout est supérieur en Suisse à la moyenne

de l'OCDE. Il a augmenté 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 en 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, 2019a).

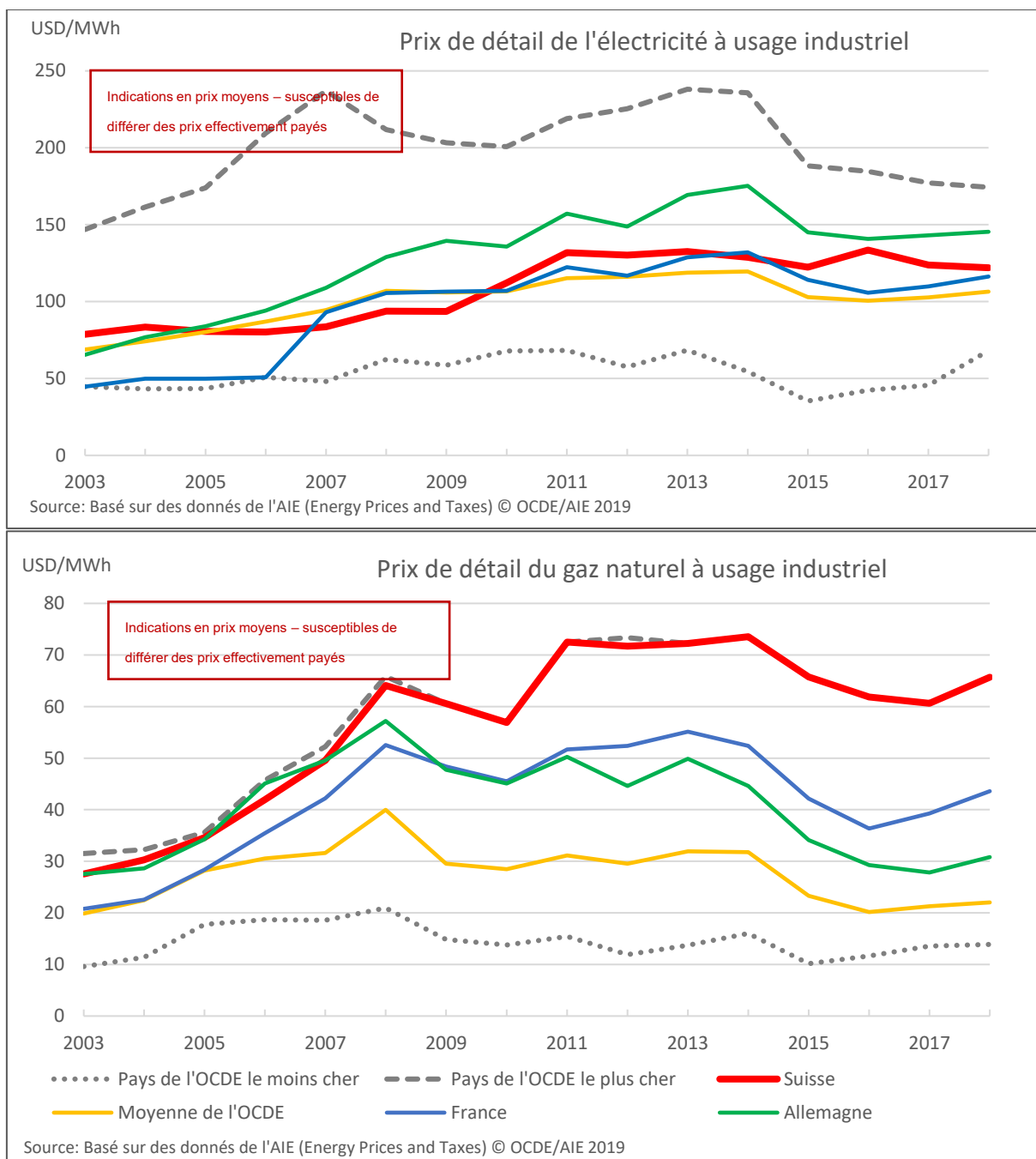


Figure 31 Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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, que ce soit en comparaison avec l'Allemagne, avec la France ou avec la moyenne des pays de l'OCDE; le prix de l'électricité a toutefois légèrement fléchi en Suisse en 2018, contrairement à la tendance observée dans les autres pays (cf. *figure 31*). On peut donc affirmer que le niveau des prix en Suisse, proche de la moyenne de l'OCDE, 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. 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 2018. 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 entreprises³¹ 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 chiffres³². 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 ont été libéralisés. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelque 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) (source: OCDE/AIE, 2019a / Conseil fédéral 2019d).

³¹ Entre autres les entreprises de certains secteurs économiques dans la mesure où cette taxe représente une charge importante en comparaison de leur valeur ajoutée et altérerait leur compétitivité internationale; cf. l'ordonnance sur le CO₂, annexe 7 (Activités donnant droit d'être exempté de la taxe en prenant un engagement de réduction).

³² En 2018, environ 1250 entreprises réparties sur 4700 sites ont été exemptées de la taxe sur le CO₂; ces entreprises ont été remboursées, sur demande, de la taxe sur le CO₂. Les plus grandes entreprises générant des quantités de CO₂ importantes participent au système d'échange de quotas d'émission et sont également exemptées de la taxe sur le CO₂.

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

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

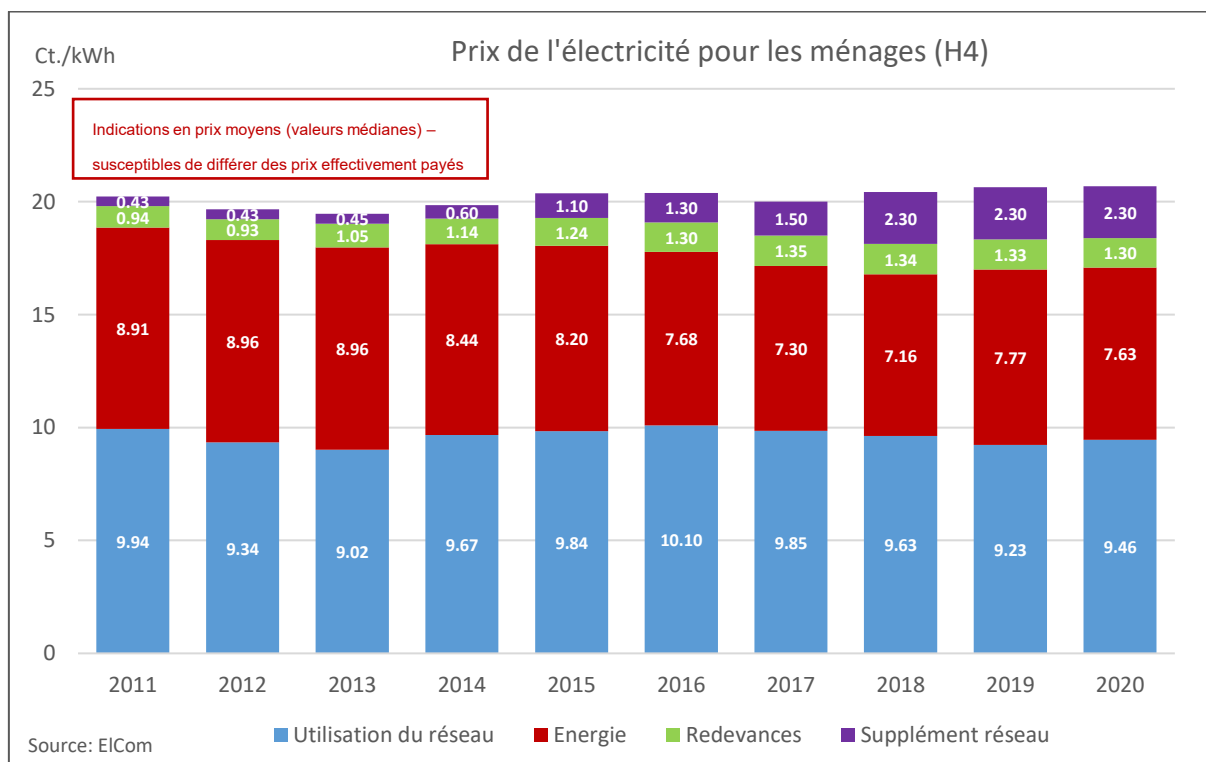


Figure 32 Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *figure 32* illustre l'évolution du prix moyen de l'électricité et de ses composantes pour le profil de consommateur H4 (le consommateur final de la catégorie H4 correspond à un logement de cinq pièces, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation annuelle est de 4500 kWh). Selon cette présentation, les tarifs totaux pour les ménages augmentent légèrement en 2020 par rapport à l'année précédente (+0,1 ct./kWh)³³. Les tarifs d'utilisation du réseau, qui sont passés d'environ 9,2 à près de 9,5 ct./kWh, sont principalement responsables de cette évolution. Les prix de l'énergie baissent légèrement, de 7,8 à 7,6 ct./kWh, tandis que les redevances aux collectivités publiques restent stables à 1,3 ct./kWh. Le supplément réseau, qui finance notamment la promotion de la production électrique renouvelable, reste inchangé en 2020 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Sur le plus long terme, on constate que les prix de l'énergie ont reculé depuis 2011, alors que les tarifs d'utilisation du réseau restaient à peu près stables et que le supplément réseau a nettement augmenté. Au total, cependant, le prix de l'électricité pour les ménages n'a que légèrement augmenté de 20,2 à 20,7 ct./kWh environ (source: ElCom, 2019b).

³³ Valeurs 2020: état en septembre 2019. Les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'Elcom les tarifs de l'année suivante. C'est pourquoi ceux-ci sont intégrés au présent rapport.

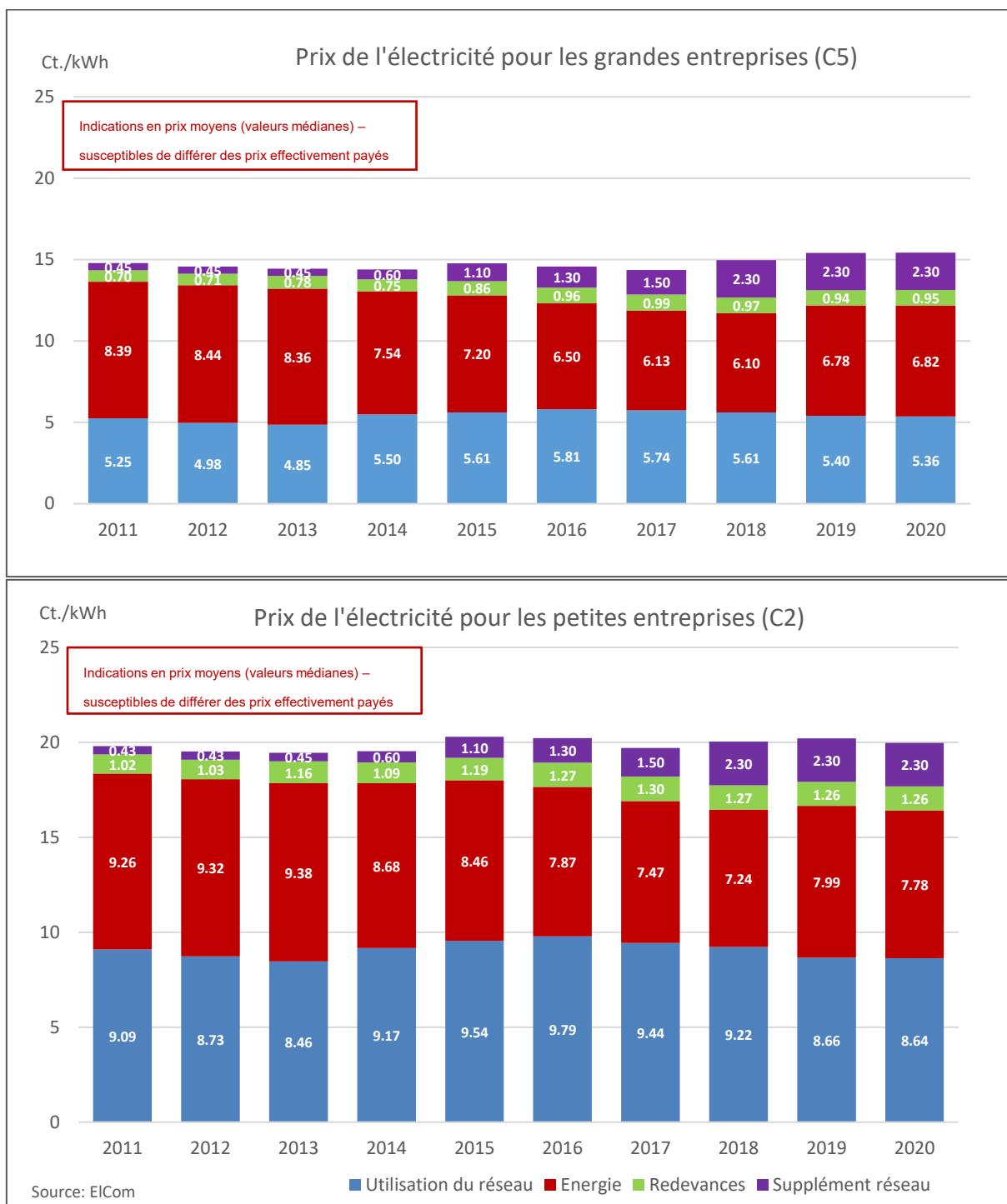


Figure 33 Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La *figure 33* présente l'évolution pour les **clients commerciaux et industriels**. Tant les prix de l'énergie que les tarifs d'utilisation du réseau restent stables pour le profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh). Concernant le profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh), ces tarifs demeurent stables, mais les prix de l'énergie fléchissent légèrement par rapport à 2019 (-0,2 ct./kWh). Les redevances et le supplément réseau ne varient pas pour ces deux profils. Au total, ceux-ci affichent des tarifs de l'électricité stables ou en léger recul en 2020 par rapport à l'année précédente. Il convient de noter que les tarifs de l'électricité mentionnés pour les

grandes entreprises (C5) ne s'appliquent qu'aux clients qui ne font pas usage de leur droit de s'approvisionner en électricité sur le marché libre. Les prix de l'énergie payés par les clients qui achètent leur électricité sur le marché libre ne font pas l'objet d'un relevé, même si leur part augmente d'année en année. En 2019, quelque 67% des grands consommateurs s'approvisionnaient sur le libre marché et consommaient environ 80% de l'électricité librement commercialisable. Le bas niveau des prix de l'électricité en bourse a continuellement conforté la tendance vers le libre marché. En outre, certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie ont, sous certaines conditions, la possibilité de se faire rembourser totalement ou en partie le supplément sur les coûts du réseau qu'elles ont versé. En 2017, 138 entreprises ont obtenu un tel remboursement sur la base des suppléments qu'elles avaient payés durant l'exercice précédent (sources: EICOM, 2019b / OFEN, 2019f).

Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages

L'indicateur montre l'évolution des prix de détail du mazout, de l'essence (sans plomb 95) et du diesel ainsi que l'évolution des diverses composantes du prix. Outre la part de l'énergie (c'est-à-dire la part du produit pétrolier), les prix de détail se composent des impôts et taxes perçus par l'État (y c. la TVA et la taxe sur le CO₂) de même que des coûts qui, répercutés sur le client, sont liés à la compensation des émissions causées par le trafic. Au titre des «autres prélèvements» sont en outre perçues les contributions de stockage obligatoire de Carbura et une contribution à un fonds de l'Union pétrolière. Les produits pétroliers sont négociés sur les marchés de gros mondiaux. Les fluctuations de prix observées en Suisse sont dues pour l'essentiel aux fluctuations des cours de change (tous les produits pétroliers étant importés) et aux fluctuations des prix des marchés mondiaux, qui dépendent quant à eux de nombreux facteurs (notamment le contrôle des quantités en situation cartellaire, la situation géopolitique dans les pays de production, la situation conjoncturelle, les températures, les attentes du marché).

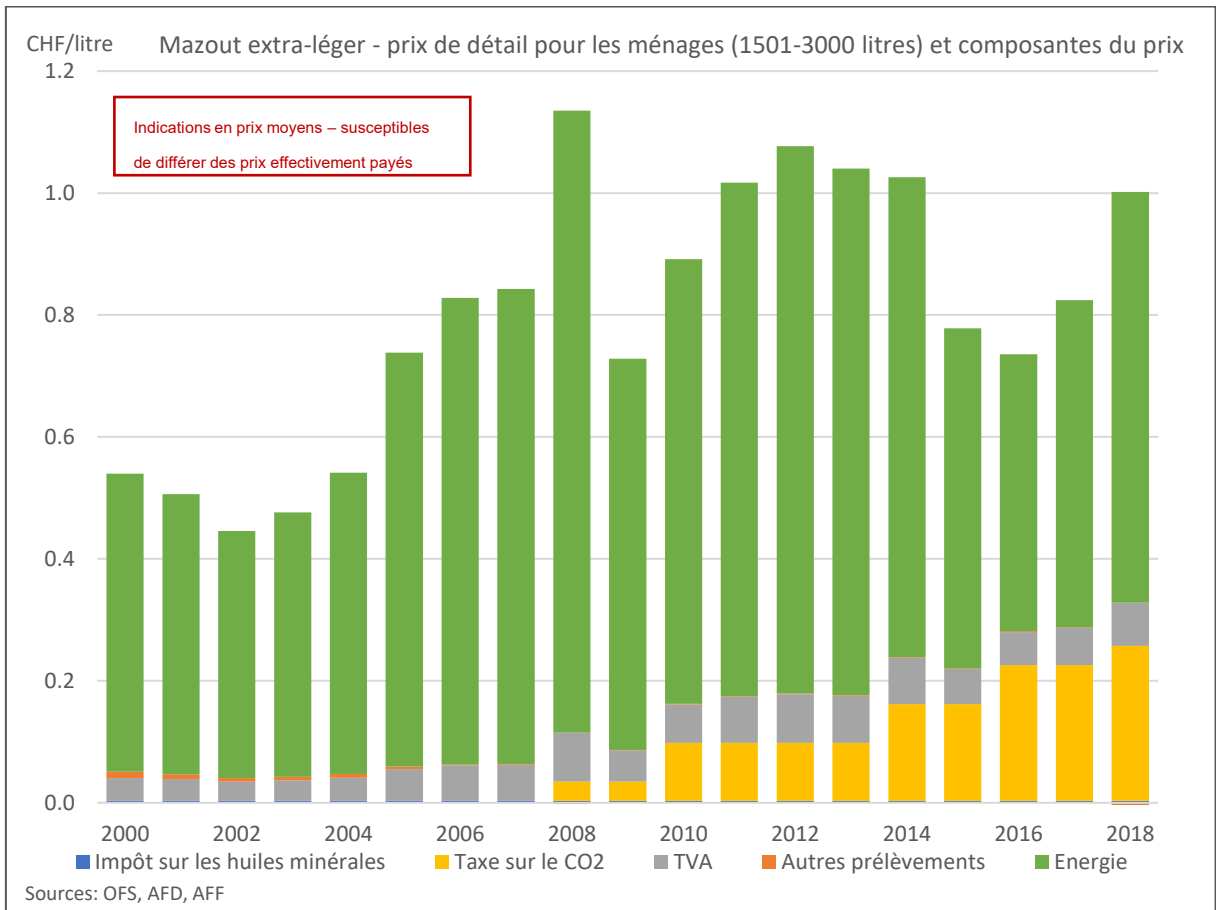


Figure 34 Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)

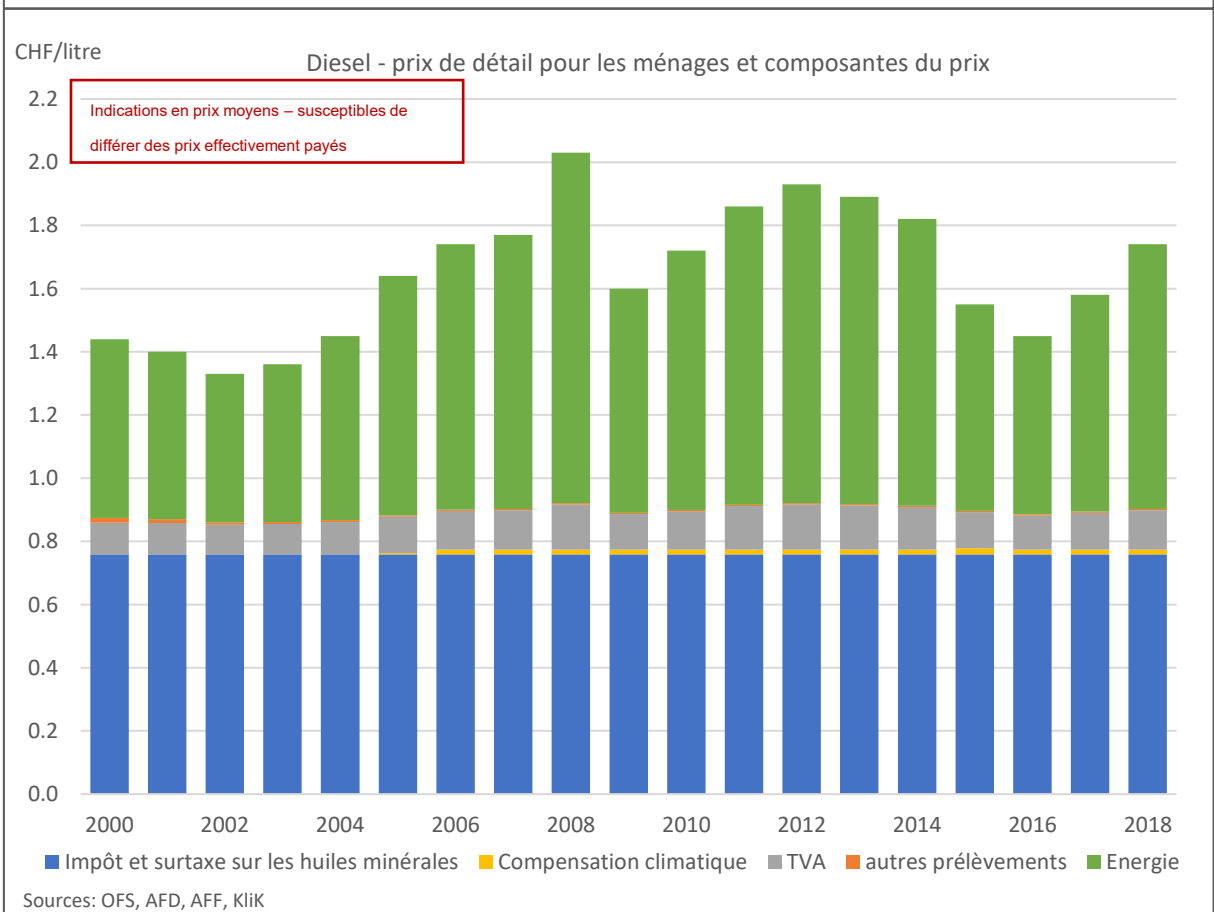
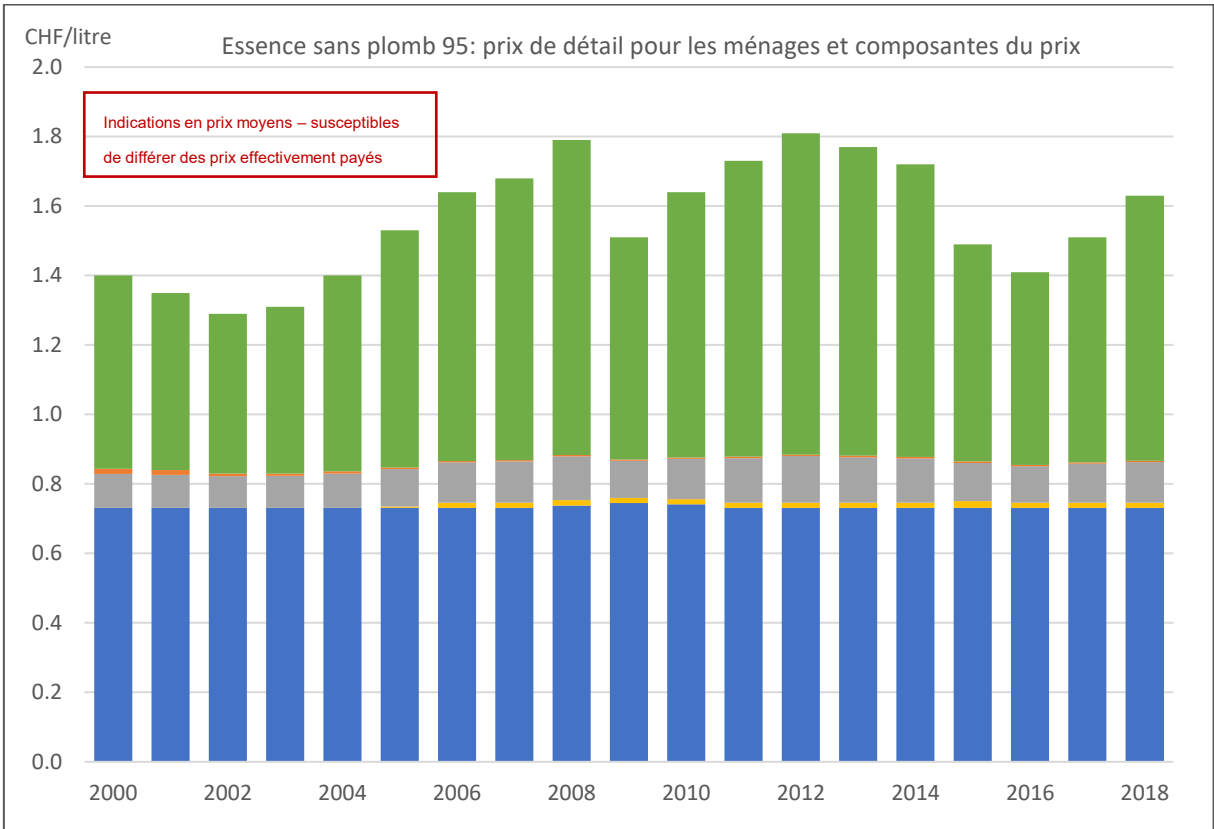


Figure 35 Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

L'évolution des impôts et taxes³⁴ sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est très stable pour les **carburants** (cf. figure 35). Ses légères fluctuations sont principalement dues à la taxe sur la valeur ajoutée, car celle-ci étant intégrée au prix de vente, elle varie au fil du temps avec les fluctuations de prix du produit. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (cf. figure 34), la taxe sur le CO₂ contribue dorénavant à une part substantielle du prix au consommateur final. Destinée à réduire les émissions de CO₂, elle frappe les combustibles fossiles comme le mazout et le gaz naturel depuis 2008. Elle a été progressivement relevée depuis 2008 parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour les combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Elle était de 96 francs par tonne de CO₂ (25,4 ct./l) en 2018. Aucune taxe sur le CO₂ n'est perçue sur les carburants, mais les importateurs sont tenus de compenser une partie des émissions causées par les transports. Selon le rapport annuel de la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ (KliK), cette contribution correspondait à environ 1,5 ct./l en 2018. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des stocks suffisant à couvrir la consommation intérieure pendant une certaine durée. Une redevance est perçue pour financer la constitution de ces stocks. Elle est prélevée en même temps que la contribution à un fonds de l'Union pétrolière. Ensemble, ces deux taxes totalisaient fin 2018 0,415 ct./l pour les carburants et -1,45 ct./l³⁵ pour le mazout (sources: OFS, 2019c / AFD/DGD, 2019 / AFF, 2019 / KliK, 2019).

³⁴ Sont réputés impôts et taxes: la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les huiles minérales, la surtaxe sur les huiles minérales, les obligations de constituer des réserves ordonnées par l'Etat et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO₂ causées par les transports.

³⁵ Le remboursement des avoirs du fonds de garantie pour le mazout a commencé en avril 2018. Un montant de 1,50 franc est redistribué au consommateur pour 100 litres de mazout. Une campagne d'information commune de l'Union pétrolière, de Swissoil et de Carburant a attiré l'attention des importateurs, des négociants et des consommateurs sur ce remboursement. La présente solution veille à ce que ce dernier soit exécuté jusqu'au niveau du consommateur. En 2018, 27,6 millions de francs ont été reversés (cf. rapport annuel 2018 de Carburant).

Champ thématique Émissions de CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisque les trois quarts environ 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, ce faisant, les émissions de gaz à effet de serre qui en découlent. Cela concerne la politique climatique prévue jusqu'en 2030 qui est actuellement débattue au Parlement 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 (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, 2017a+2019b). 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). C'est pourquoi le monitoring annuel observe l'évolution des émissions³⁶ de CO₂ liées à l'énergie par habitant, globalement, par secteurs et en relation à d'autres valeurs. 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. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à l'année 2017 incluse.

Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant

En ce qui concerne les émissions de CO₂ liées à l'énergie, la Stratégie énergétique 2050 s'oriente actuellement sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» des Perspectives énergétiques (Prognos, 2012). Selon ce scénario, qui prévoit une politique énergétique et climatique coordonnée sur le plan international, la demande d'énergie finale doit être réduite considérablement et les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant doivent être abaissées au niveau de 1 à 1,5 tonne par habitant à l'horizon 2050. La *figure 36* montre l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant depuis 2000.

³⁶ Valeurs correspondant à la délimitation selon la loi sur le CO₂ (sans le trafic aérien international, y c. la différence statistique) et comprenant les incidences du climat.

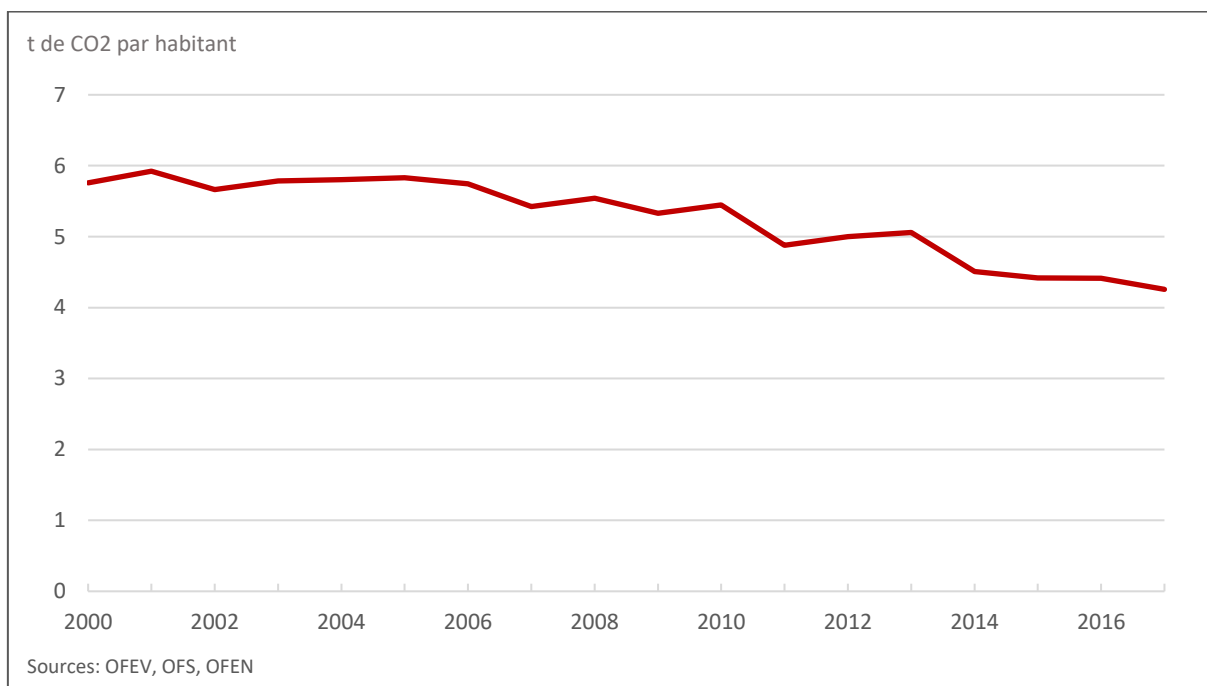


Figure 36 Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)³⁷

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000 (cf. *figure 36*). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis 2000 alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période (cf. *figure 37*). On assiste à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2017, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,3 tonnes, soit environ 26% 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'oriente³⁸ (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 0,1 tonne en moyenne par année (sources: OFEV, 2019 / OFS, 2019 / OFEN, 2019a).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

L'indicateur décrit l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie provenant des combustibles et carburants fossiles globalement et par secteurs. Il est ainsi possible d'observer l'effet sur le climat de l'approvisionnement en énergie, tant globalement que par secteurs.

³⁷ 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.

³⁸ 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. La courante actualisation des perspectives énergétiques en constitue une base importante.

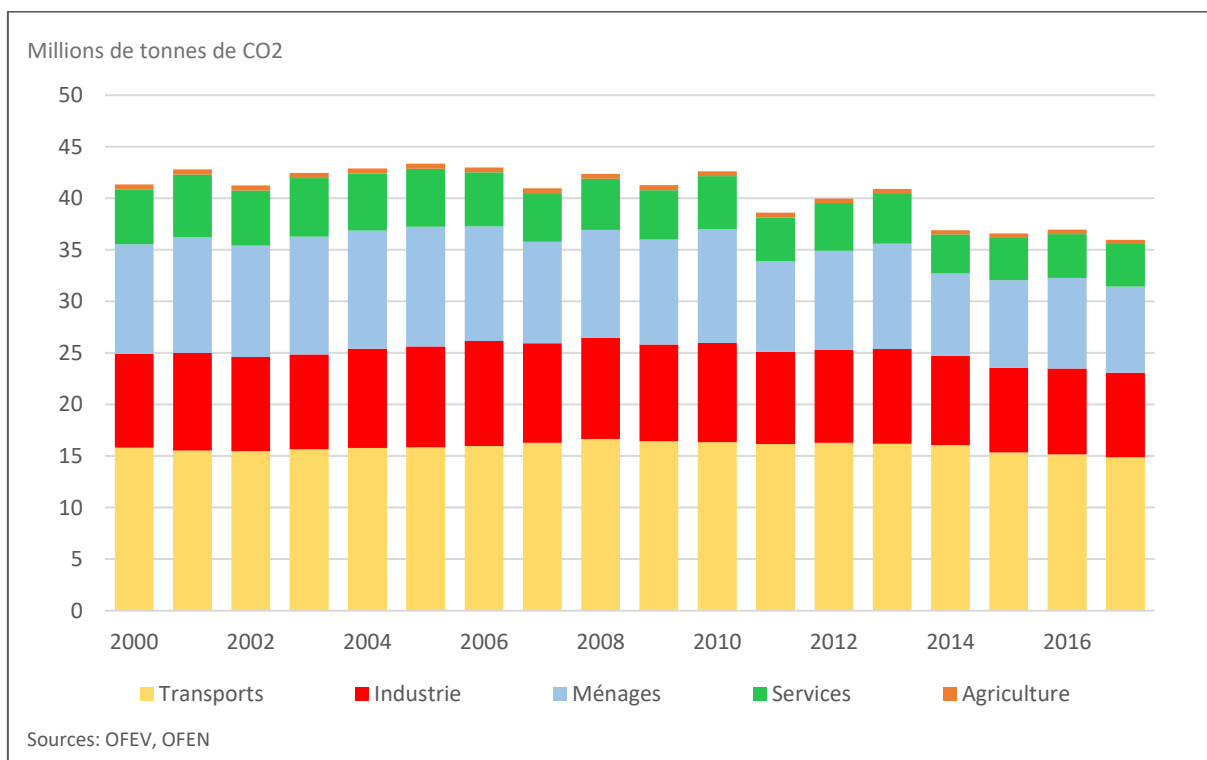


Figure 37 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 37) atteignaient au total près de 36 millions de tonnes de CO₂ en 2017, soit 13% de moins qu'en 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 41% en 2017, sans le trafic aérien international) provient des *transports*, le trafic routier motorisé en produisant une large part. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 0,9 million de tonnes entre 2000 et 2017. 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 plus de 5 millions de tonnes de CO₂³⁹. Les émissions de CO₂ de l'*industrie* (part: 23% en 2017) 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 certaine dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. En outre, en 2015, 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: 23% en 2017) 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: 11% en 2017) sont en léger recul depuis 2000. Enfin, dans l'*agriculture*, les émissions de CO₂ liées à l'énergie sont à peu près constantes depuis 2000, leur part dans les émissions totales de CO₂ étant très faible (part: 1%

³⁹ 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 13% des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à un quart.

en 2017). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans ce secteur, et non les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs ne se sont que peu modifiées depuis 2000. La contribution du secteur des transports a progressé (de 38 à 41%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2019+2018 / OFEN, 2019 / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: industrie et services

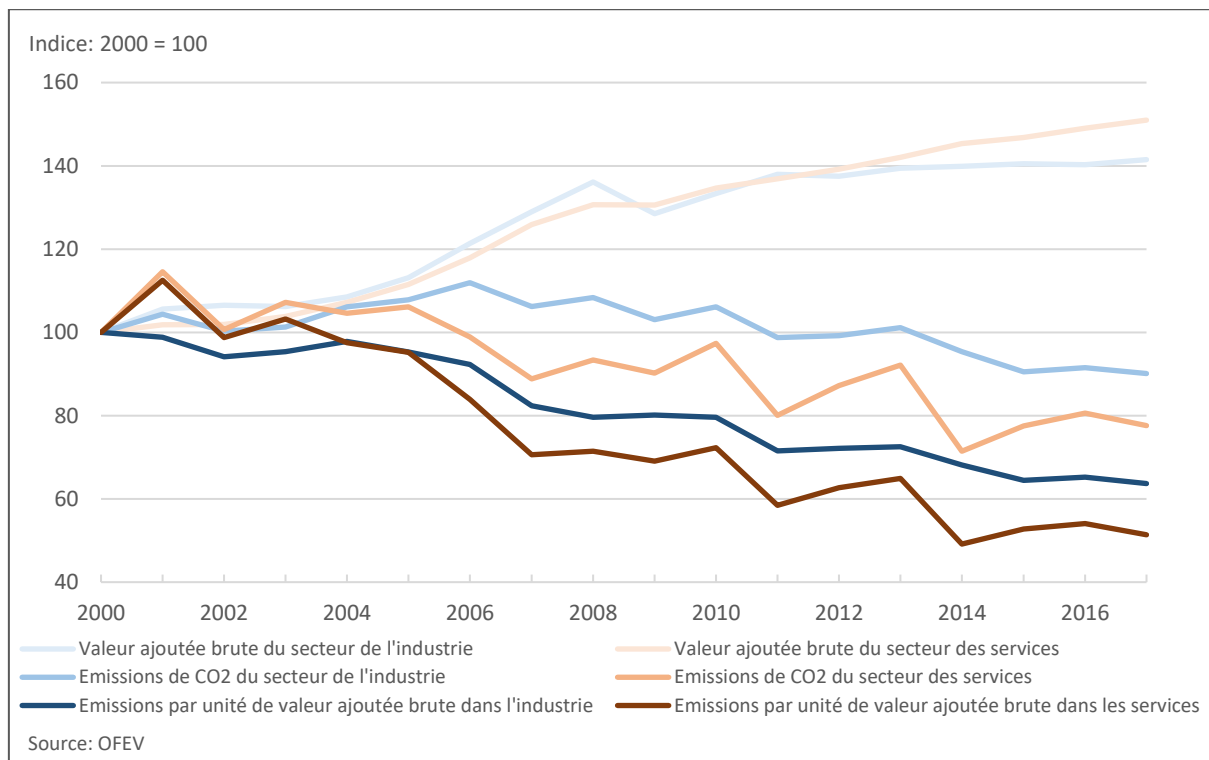


Figure 38 Émissions de CO₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *figure 38* présente l'évolution indexée des émissions de CO₂ liées à l'énergie dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que sa relation à la valeur ajoutée brute. Elle met en lumière le découplage croissant de la valeur ajoutée et des émissions de CO₂, tant dans l'industrie que dans les services. Alors que la valeur ajoutée brute a sensiblement augmenté depuis l'an 2000 dans ces deux secteurs, les émissions y ont baissé dans l'un et l'autre, de sorte que la création de valeur actuelle induit nettement moins d'émissions de CO₂ qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée depuis lors, la taxe sur le CO₂ grevant les combustibles (y c. les conventions d'objectifs conclues avec les entreprises exemptées de redevance) devrait notamment avoir apporté une contribution importante à cette évolution. Une évaluation des effets de cette taxe à ce stade a confirmé cette supposition. Comme nous l'avons déjà mentionné, les fluctuations annuelles sont principalement causées par les conditions météorologiques et par la conjoncture (sources: OFEV, 2019 / OFS, 2019b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme

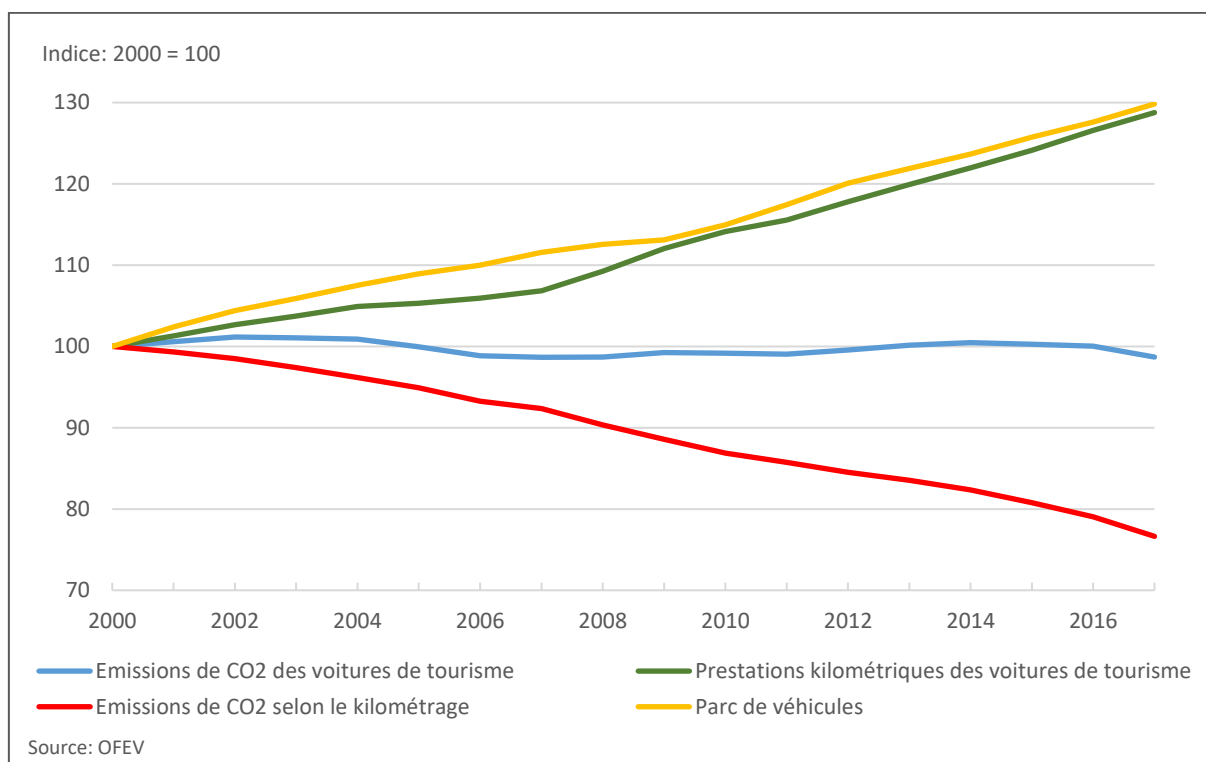


Figure 39 Émissions de CO₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 39* illustre l'évolution des émissions de CO₂ liées aux voitures de tourisme face à celle du parc de véhicules et des prestations kilométriques (soit l'ensemble des trajets parcourus par toutes les voitures de tourisme, exprimé en millions de véhicules-kilomètres). Le graphique montre que les émissions de CO₂ dues aux voitures de tourisme sont désormais légèrement inférieures à leur niveau de l'an 2000, tandis que le parc de véhicules et les prestations kilométriques ont encore augmenté sur la même période. L'amélioration de l'efficacité (moins d'émissions de CO₂ par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère: les émissions par prestations kilométriques (c'est-à-dire les émissions par kilomètre-véhicule) ont baissé depuis l'an 2000. Les prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves⁴⁰, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) contribuent à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2017, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 11,2 millions de tonnes de CO₂, soit près de 150 000 tonnes de moins qu'en l'an 2000. L'accroissement du parc de véhicules et des prestations kilométriques a donc presque entièrement compensé les gains d'efficacité obtenus. La part des émissions liées au transport des personnes dans le total des émissions dues aux transports (sans le trafic aérien international) est actuellement d'environ trois quarts (source: OFEV, 2019).

⁴⁰ À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme neuves. Les émissions de CO₂ des voitures de tourisme admises à la circulation pour la première fois en Suisse auraient dû être abaissées en moyenne, jusqu'à fin 2015, à 130 grammes de CO₂ par kilomètre. Le niveau moyen de CO₂ étant de 137,8 g, cet objectif n'a de nouveau pas été atteint en 2018. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un objectif plus exigeant de 95 grammes de CO₂/km en 2020 a été fixé pour les voitures de tourisme. De plus, un objectif de 147 g de CO₂/km est désormais défini à partir de 2020 pour les véhicules de livraison et les tracteurs à sellette légers.

Autres effets sur l'environnement

La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est ancrée dans l'art. 89 de la Constitution fédérale et dans l'art. 1 de la loi sur l'énergie, qui visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Les émissions de gaz à effet de serre en général et les émissions de CO₂ liées à l'énergie en particulier sont des indicateurs essentiels pour évaluer les effets sur l'environnement de l'approvisionnement en énergie et de la Stratégie énergétique 2050. En outre, l'approvisionnement en énergie et les mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050 entraînent d'autres effets sur l'environnement, par exemple sur les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. Ces autres aspects environnementaux revêtent de l'importance en particulier parce que la nouvelle loi sur l'énergie donnera la priorité aux énergies renouvelables et de ce fait au développement d'installations correspondantes, sans toutefois assouplir sensiblement les dispositions légales en matière d'environnement et de protection des eaux. Or, les domaines environnementaux mentionnés ne sont souvent pas munis d'indicateurs quantitatifs fiables pour permettre le suivi régulier des effets. Lorsque des indicateurs sont disponibles, rares sont les cas où des références directes à la Stratégie énergétique 2050 sont possibles. Pour les domaines cités, il faut dès lors examiner les effets dans des cas précis ou des projets choisis. À cet effet, il est nécessaire de mener des analyses approfondies qui dépassent le cadre du monitoring annuel.

Champ thématique Recherche et 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 sont réalisables avec les technologies d'ores et déjà disponibles. Mais les objectifs à long terme supposent que les développements technologiques se poursuivent. Pour le promouvoir, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé d'allouer nettement plus de ressources à la recherche énergétique en lançant de nouvelles activités ou en renforçant les activités existantes. En règle générale, un indicateur ne permet 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. Au demeurant, le monitoring mentionne les activités et programmes de recherche courants. Dans le domaine du monitoring technologique, nous résumons enfin les analyses correspondantes (*cf. digression ci-après*). Ce monitoring analyse le potentiel, les coûts et l'impact environnemental des différentes technologies de production d'électricité tout en répondant aux dispositions de la loi sur l'énergie nucléaire, qui prévoit l'obligation de faire rapport sur le développement de la technologie nucléaire⁴¹.

Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

L'OFEN relève depuis 1977 les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique. Les relevés reposent sur des projets financés, en tout ou en partie, par les pouvoirs publics (Confédération, cantons, communes), par le Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse, anciennement Commission pour la technologie et l'innovation, CTI) ou par la Commission européenne⁴². La figure ci-après présente l'évolution de l'ensemble des dépenses des pouvoirs publics pour la recherche énergétique depuis 1990, ventilée selon quatre domaines de recherche qui confèrent sa structure principale à la statistique de la recherche énergétique suisse. Ces fonds sont alloués notamment au domaine des EPF, aux universités et hautes écoles spécialisées, aux établissements de recherche d'importance nationale, aux établissements de recherche non commerciaux hors du domaine des hautes écoles et à l'économie privée.

⁴¹ Selon la loi sur l'énergie nucléaire, aucune autorisation générale pour la construction de nouvelles centrales nucléaires ne pourra plus être accordée à l'avenir. La loi oblige par contre le Conseil fédéral à rendre compte régulièrement des progrès de la technologie nucléaire.

⁴² Ce relevé procède par une recherche sur les banques de données de la Confédération, du FNS et de l'UE, par l'analyse de rapports annuels et d'activité de même que par les autodéclarations des responsables de recherche des établissements concernés. Source: Statistique de la recherche énergétique 2017 (paru en 2019).

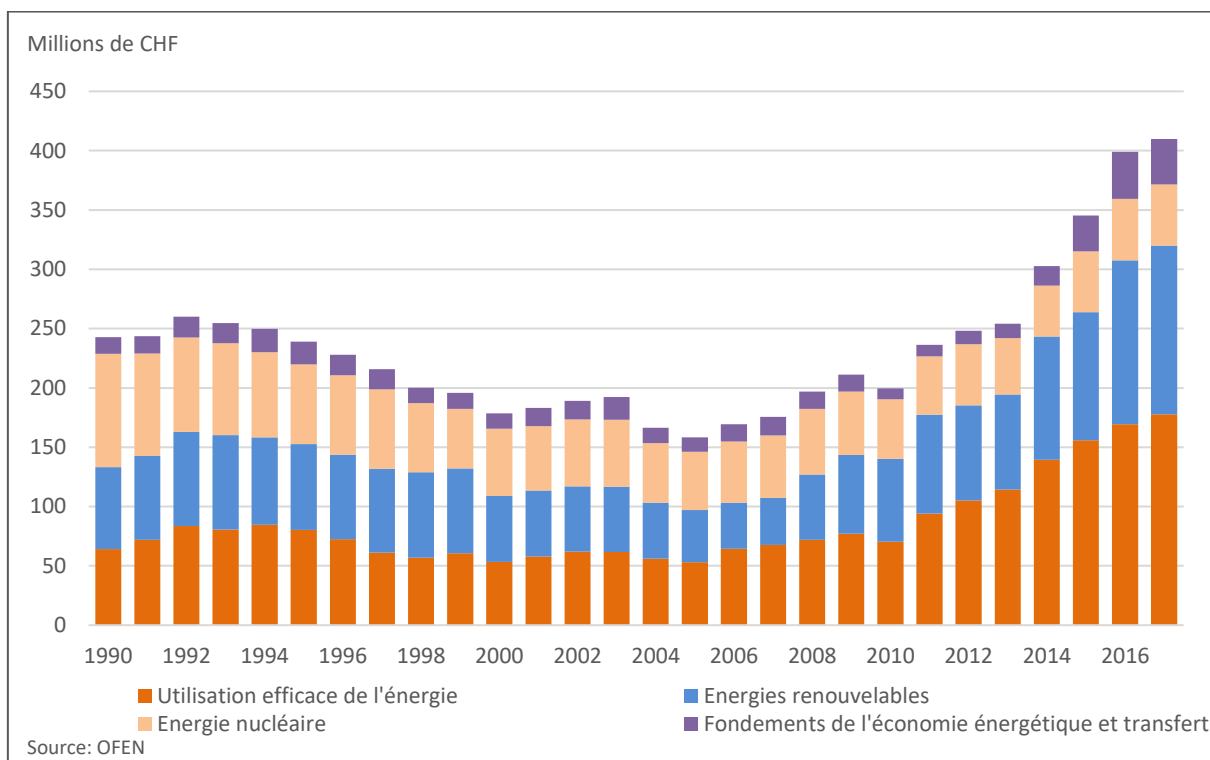


Figure 40 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)⁴³

Depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 40). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «recherche énergétique suisse coordonnée». Le développement 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. En comparaison annuelle, les dépenses totales 2017 des collectivités publiques pour la recherche énergétique ont augmenté pour atteindre près de 410 millions de francs (valeur réelle; 2016: près de 399 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* (43,3% en 2017) et *Sources d'énergie renouvelables* (34,7% en 2017). 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 12,5% en 2017. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,4% en 2017 (source: OFEN, 2019d).

⁴³ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

Avec le plan d'action «recherche énergétique suisse coordonnée», le Conseil fédéral a lancé en 2012 le développement de huit pôles de compétence interuniversitaires suisses en recherche énergétique ou **SCCER («Swiss Competence Centers for Energy Research»)**. Ces SCCER sont financés et pilotés par un organisme de pilotage d'Innosuisse et du Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), l'OFEN ayant un statut d'observateur. 72 millions de francs étaient à disposition à cet effet pour la période 2013-2016. Ils couvrent les sept champs d'action suivants: «*Efficacité énergétique*» (un SCCER pour le domaine du bâtiment et un SCCER pour l'industrie), «*Réseaux*», «*Stockage*», «*Mise à disposition de courant (géothermie et force hydraulique)*», «*Économie, environnement, droit, comportement*», «*Mobilité*» et «*Biomasse*». Le Parlement a voté 139,2 millions de francs pour la deuxième phase (2017-2020) dans le cadre du message FRI. Durant cette deuxième période d'encouragement, les SCCER traitent également l'ensemble de la chaîne de l'innovation, de l'exploration d'approches inédites à la transmission de solution aux forces du marché. L'accent doit toutefois porter sur la mise en œuvre et l'industrialisation: il faut fournir à l'économie davantage de projets parvenus à un haut degré de maturité technologique. À cet effet, chaque SCCER dispose d'un concept de transfert de savoir et de technologie (TST). Depuis la première phase, six projets SCCER interdisciplinaires conjoints sont apparus: les «*Joint Activities*». Lancées en 2017, elles ont pour but de développer la coopération interdisciplinaire pour renforcer l'impact global. Par ailleurs, les SCCER «*Réseaux*» et «*Mobilité*» mettent davantage l'accent sur la numérisation depuis 2019. Un montant de 3 millions de francs est mis à disposition pour des mesures liées à la numérisation. Fin 2018, 1351 chercheurs étaient en activité dans les SCCER et les «*Joint Activities*» encouragés (2017: 1263 chercheurs), dont environ 74% étaient des doctorants ou des assistants (corps scientifique intermédiaire). En 2018, Innosuisse a en outre évalué 59 demandes de projet en lien avec l'énergie dans le cadre de son **programme d'encouragement Énergie**. 38 projets représentant une contribution fédérale cumulée de 14,5 millions de francs ont été approuvés (sources: Conseil fédéral, 2012 / Innosuisse, 2019).

Le FNS a lancé en 2013, sur mandat du Conseil fédéral, **les programmes nationaux de recherche «Virage énergétique» (PNR 70) et «Gérer la consommation d'énergie» (PNR 71)**, avec un budget global de 45 millions de francs. Dans le cadre de 107 projets de recherche, les deux PNR ont mis en évidence les aspects scientifiques, techniques et socio-économiques nécessaires à une transformation réussie du système énergétique. Les connaissances ainsi acquises aident la société et les milieux économiques et politiques à remédier aux problèmes importants de politique énergétique et climatique. Les résultats des projets de recherche sont disponibles sur le portail «PNR Énergie» (www.nfp-energie.ch), qui est complété régulièrement par des synthèses et des recommandations destinées aux différents acteurs des axes thématiques «*Acceptation*», «*Comportement de mobilité*», «*Bâtiments et habitations*», «*Réseaux d'énergie*», «*Conditions du marché et réglementation*» et «*Force hydraulique et marché*». Certaines synthèses ont été présentées lors de manifestations finales spécifiques. Le résumé général des programmes sera disponible en janvier 2020. Il est possible de s'inscrire à l'adresse <https://nfp-energie.ch/fr/notifications> pour recevoir des notifications sur de nouveaux contenus spécifiques (source: FNS, 2019).

L'OFEN encourage la recherche énergétique orientée vers les applications. Cette recherche s'inscrit dans le «plan directeur de la recherche énergétique» de la Confédération, qui est remanié tous les quatre ans par la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et couvre tant la recherche scientifique que les projets pilotes, les projets de démonstration et les projets phares. En 2017, près de 37,37 millions de francs ont été alloués au total à l'encouragement des projets de recherche et de développement (toutes technologies et tous thèmes confondus, y compris les coûts de transfert et de coordination) ainsi que des projets phares, pilotes et de démonstration. La brochure «Recherche énergétique et innovation», actualisée chaque année, fournit une vue d'ensemble des résultats particulièrement intéressants des programmes de recherche de l'OFEN (source: OFEN, 2019e)⁴⁴.

⁴⁴ Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous: www.energieforschung.ch et www.aramis.admin.ch.
72/93

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires: 51,43 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2017, notamment pour garantir que la Suisse dispose à l'avenir également des bases techniques et scientifiques nécessaires pour exploiter les installations nucléaires existantes et pour suivre et évaluer de manière fiable les développements technologiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSP), l'Institut Paul Scherrer (PSI) et l'École polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire⁴⁵.

Sur le plan international, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le truchement de l'OFEN à 22 des 39 programmes de recherche de l'AIE que sont les programmes de coopération technologique ou TCP («Technology Collaboration Programmes»), préalablement appelés «accords de mise en œuvre» («Implementing Agreements»). Au niveau européen, dans la mesure du possible, la Suisse participe activement par le Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), aux programmes-cadres de recherche (PCR) de l'UE. En accord avec le SEFRI, l'OFEN coordonne la recherche énergétique au niveau institutionnel, notamment avec le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET, qui ne fait pas partie des PCR), les réseaux de l'espace européen de la recherche (ERA-Net), les plateformes technologiques européennes (PTE) et les initiatives technologiques conjointes (ITC). De plus, des accords multilatéraux existent dans certains domaines de la recherche énergétique, dont les réseaux ou la géothermie (source: OFEN, 2019e).

Digression: Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production de l'électricité

L'OFEN fait régulièrement évaluer les potentiels, les coûts et l'impact environnemental des technologies de production de l'électricité. Dans ce cadre, il fait aussi examiner des technologies qui n'entrent pas en ligne de compte pour la production nationale d'électricité mais qui pourraient présenter un intérêt pour les futures importations d'électricité. Élaborée par l'Institut Paul Scherrer (PSI) sur mandat de l'OFEN, une étude publiée en 2017 (concernant l'année de référence 2016) expose les coûts, les potentiels et l'impact environnemental d'aujourd'hui à l'horizon 2050. Elle porte sur les technologies suivantes: petites et grandes centrales hydroélectriques, éoliennes (onshore et offshore), installations photovoltaïques, transformation de la biomasse en électricité, centrales géothermiques (pétrothermales), centrales houlomotrices ou marémotrices, installations de production électrique solaires thermiques, centrales nucléaires, centrales au gaz naturel ou au charbon et centrales de cogénération au gaz naturel, piles à combustible et autres technologies «novatrices» (gazéification hydrothermale de la biomasse aqueuse, technologies géothermales non conventionnelles, fusion nucléaire et production de courant thermoélectrique pour une utilisation stationnaire des rejets de chaleur). En 2019, les technologies pouvant présenter des modifications substantielles par rapport à l'étude de 2017 ont fait l'objet d'une mise à jour. Concernant les **potentiels**, les installations photovoltaïques présentent le plus grand potentiel parmi les énergies renouvelables en Suisse pour 2035 et 2050. L'actualisation de 2019 montre pour la première fois les courbes coût-potential relatives aux installations photovoltaïques sur toiture afin de déterminer le volume d'électricité que ces dernières peuvent produire et à quels coûts. Ces courbes ont été dessinées en combinant les nouvelles composantes de coûts avec les informations récemment mises à disposition sur les surfaces de toit disponibles dans «toitsolaire.ch». Elles représentent le potentiel technique pour la production d'électricité par des installations photovoltaïques sur les toits recensés en Suisse pour un coût de production donné. D'après les données sur les surfaces de toit disponibles, le potentiel technique pour la production d'électricité solaire en Suisse peut atteindre 63 TWh par an (sans les façades). Les coûts baissant, le potentiel économique va très nettement augmenter à l'avenir. Si l'on fixe le seuil de rentabilité à 15 ct./kWh et tient compte des coûts d'investissement actuels et de la surface nécessaire aux installations, le potentiel technicoéconomique sur les toits avoisine les 10 TWh par an; comme les coûts et la

⁴⁵ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung / www.psi.ch/nes / <https://spc.epfl.ch>

surface nécessaire vont se réduire, ce potentiel est estimé à un peu plus de 50 TWh pour l'année 2035. Les éoliennes ont également un potentiel substantiel. Il en va de même (à long terme, soit à l'horizon 2050) pour la production d'électricité issue de la géothermie profonde. Cette option est toutefois grevée de grandes incertitudes techniques. La production d'électricité à partir de biomasse peut elle aussi augmenter, notamment grâce à l'exploitation énergétique d'une plus grande partie du lisier généré par l'agriculture. Il existe aussi un potentiel non négligeable dans le domaine de la force hydraulique, mais celui-ci dépend toutefois fortement du contexte économique, politique et sociétal. Actualisée en 2019, l'étude de l'OFEN sur le potentiel de l'hydraulique révèle que le potentiel des nouvelles grandes centrales hydroélectriques (puissance supérieure à 10 MW) ainsi que celui des rénovations et agrandissements à l'horizon 2050 n'a guère changé par rapport à l'étude de 2012, tandis que le potentiel des petites centrales hydroélectriques est sensiblement plus faible que ce que l'on pensait jusqu'à présent. Cette analyse ne tient pas compte 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. Concernant les **coûts**, l'étude du PSI indique les coûts de revient des installations de production d'électricité recourant à des technologies renouvelables (principalement en Suisse) ainsi que ceux des installations conventionnelles de production d'électricité, construites à moyen terme plutôt dans les pays européens. Tandis que les coûts de la force hydraulique, des centrales électriques à bois, des installations de biogaz agricoles et de la production d'électricité fossile devraient augmenter d'ici à 2050, les coûts de revient du photovoltaïque devraient diminuer de moitié, un peu moins pour l'éolien. Concernant les **aspects environnementaux**, la production d'électricité des centrales hydrauliques, des centrales nucléaires et des éoliennes génère aujourd'hui le moins d'émissions de gaz à effet de serre, alors que l'électricité produite par les centrales à charbon en occasionne le plus. Les émissions de gaz à effet de serre des centrales à cycle combiné au gaz naturel et des centrales à charbon pourraient être réduites de manière substantielle à l'avenir grâce à la capture du CO₂. En revanche, les émissions issues de la production d'énergie nucléaire et d'énergie fossile sont appelées à augmenter à l'avenir en raison du manque de disponibilité des agents énergétiques que sont l'uranium, le gaz naturel et le charbon. Grâce aux progrès technologiques, on peut s'attendre à une baisse de l'impact environnemental dû à l'électricité issue d'autres sources (source: PSI, 2019+2017 / OFEN, 2019g).

Champ thématique Environnement international

L'environnement international est d'importance pour la Suisse; en effet, celle-ci est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et dépend fortement des importations d'énergie. Les développements qui surviennent en Europe en particulier sont 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'un indicateur. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

Évolution des marchés globaux de l'énergie

Pétrole: dans ses prévisions à moyen terme, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit qu'en dépit des incertitudes géopolitiques et du ralentissement conjoncturel, la demande mondiale de pétrole croîtra en moyenne annuelle de 1,2 million de barils par jour pour atteindre environ 106,4 millions de barils par jour en 2024. Bien que les États-Unis aient enregistré en 2018 la plus forte hausse de la demande mondiale, la croissance de la demande continue de fléchir dans les pays industrialisés et se déplace vers l'Asie, où la demande de pétrochimie progresse. Selon l'AIE, les investissements en amont (exploration et extraction) devraient augmenter en 2019 pour la troisième année consécutive, ce qui revêt une importance pour la sécurité d'approvisionnement eu égard au déclin des réserves en mer du Nord, par exemple. À moyen terme, les États-Unis domineront encore la progression de l'offre et, d'après l'AIE, le volume de leurs exportations dépassera celui de la Russie d'ici à 2024. Après une expansion sans précédent en 2018, lorsque la production globale s'est accrue de 2,2 millions de barils par jour – une valeur record – les États-Unis représenteront 70% de la hausse des capacités mondiales de production d'ici à 2024 et fourniront au total 4 millions de barils supplémentaires par jour. Depuis 2010, la production de pétrole de schiste est passée de presque zéro à plus de 7 millions de barils par jour, soit près de 7% de la demande mondiale. D'autres pays non membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), dont le Brésil, le Canada, la Norvège et la Guyane, apporteront eux aussi leur contribution, qui équivaldra à 2,6 millions de barils supplémentaires par jour dans les cinq prochaines années. Dans l'ensemble, la production hors OPEP devrait augmenter de 6,1 millions de barils par jour d'ici à 2024. Parmi les membres de l'OPEP, seuls l'Irak et les Émirats arabes unis ont de vastes projets pour accroître les capacités. Ces gains doivent compenser les fortes pertes en Iran et au Venezuela, qui sont confrontés à des sanctions ainsi qu'à des difficultés politiques ou économiques. Par conséquent, les capacités de production effectives de l'OPEP reculeront de 0,4 million de barils par jour jusqu'en 2024. En 2018, l'offre mondiale de pétrole a augmenté par rapport à l'année précédente de 2,7 millions de barils par jour pour atteindre 100,3 millions de barils par jour, tandis que la demande atteignait 99,3 millions de barils par jour (+1,14 million). En juillet 2019, l'OPEP et d'autres pays sous la direction de la Russie (OPEP+) ont convenu de prolonger de neuf mois supplémentaires la limite de production en vigueur depuis fin 2016 afin de soutenir les prix. L'OPEP+ représente près de la moitié de la production de pétrole dans le monde. Fin septembre 2018 déjà, l'OPEP s'était prononcée contre une extension des quantités produites, faisant grimper temporairement le cours du Brent à plus de 85 dollars le baril, son plus haut niveau depuis quatre ans. En décembre de la même année, le cours a de nouveau baissé et s'est positionné en dessous des 60 dollars le baril. En 2019, il a oscillé jusqu'à maintenant entre 60 et 75 dollars le baril, mais les attaques contre les installations pétrolières saoudiennes de la mi-septembre se sont traduites par une hausse des prix à court terme au sein de cette fourchette et par des incertitudes temporaires sur les marchés du brut (sources: OCDE/AIE, 2019b+c).

Gaz naturel: l'AIE s'attend, dans ses prévisions à moyen terme, à ce que la demande mondiale de gaz naturel augmente de 1,6% en moyenne annuelle et qu'elle atteigne environ 4300 milliards de mètres cubes en 2024. Selon ces informations, la Chine contribuera ces cinq prochaines années à plus de 40% à la croissance de la demande mondiale, le gouvernement s'efforçant d'abandonner le charbon en tant qu'agent énergétique pour améliorer la qualité de l'air. L'AIE prévoit également une forte hausse de la demande de gaz dans d'autres pays asiatiques, en particulier en Asie du Sud. Sur le plan international, l'industrie reste le principal vecteur de la demande. Jusqu'en 2024, le gaz sera surtout utilisé pour produire

de l'électricité, même si la consommation de celle-ci ne progresse plus aussi fortement qu'auparavant en raison de la concurrence accrue des énergies renouvelables. Du côté de l'offre, l'AIE estime que plus de la moitié de la hausse de la production entre 2018 et 2024 proviendra des États-Unis et de Chine. Cette dernière produira surtout pour ses propres besoins, tandis que les États-Unis, l'Australie et la Russie seront les trois principaux exportateurs. En revanche, l'extraction de gaz naturel en Europe devrait fléchir de 3,5% par an, notamment en raison de la fermeture, décidée par les Pays-Bas, du gisement de Groningen d'ici à 2022, qui est l'un des principaux gisements de gaz sur ce continent. En Norvège, la production demeurera relativement stable jusqu'en 2024. Le gaz naturel liquéfié (GNL) revendiquera une part croissante dans le négoce mondial de gaz (de près d'un tiers en 2017 à presque 60% en 2024). Selon les données provisoires de l'AIE, la production mondiale de gaz naturel a augmenté en 2018 de 4% par rapport à l'année précédente, atteignant un nouveau record de 3937 milliards de mètres cubes. La demande a crû de 4,9% pour s'établir à 3922 milliards de mètres cubes, prolongeant ainsi son augmentation continue depuis 2009. Les prix du gaz naturel ont stagné à un niveau assez constant entre 2015 et début 2018 (env. 2 à 3 USD/million de British Thermal Unit sur le marché américain [Henry Hub] et env. 4 à 8 USD/million de British Thermal Unit sur le marché européen [TTF spot]). En octobre 2018, les prix TTF spot ont augmenté pour atteindre près de 30 euros/MWh, avant de baisser jusqu'en septembre 2019 et de s'inscrire de nouveau à 11 euros/MWh, notamment à cause de la demande plus faible liée aux conditions météorologiques clémentes et à l'offre abondante de gaz naturel liquéfié (sources: OCDE/AIE, 2019d+e / UE, 2019 / Argus Gas Connections⁴⁶).

Charbon: les prévisions à moyen terme de l'AIE supposent que la demande annuelle de charbon restera pratiquement stable à l'échelle mondiale, à un niveau de 5530 millions de tonnes d'ici à 2023. La demande devrait continuer à progresser en Inde et dans d'autres pays asiatiques, mais fléchir en Europe et aux États-Unis. Selon ces prévisions, elle diminuera dans les cinq prochaines années d'environ 3% en Chine, le principal acteur sur le marché mondial du charbon, principalement en raison des mesures gouvernementales visant à améliorer la qualité de l'air. La part du charbon dans le mix énergétique mondial devrait reculer, passant de 27% à 25%, notamment à cause de la croissance des énergies renouvelables et du gaz naturel. L'AIE prévoit une progression hétérogène en Europe: à la suite des efforts relatifs à la protection du climat, l'Europe occidentale accélérera la sortie du charbon, surtout dans la production d'électricité, tout en développant les énergies renouvelables, tandis que la demande de charbon restera stable en Europe de l'Est. Selon l'AIE, la production mondiale de charbon a augmenté de 3,1% en 2017 et de 3,3% en 2018, alors qu'elle avait baissé pour la première fois en 2014. Son niveau, de 7813 millions de tonnes en 2018, était cependant encore inférieur de 126 millions de tonnes (ou 2,1%) à la production record de 2013. La production chinoise de charbon a progressé de 4,5% en 2018, après avoir baissé en 2014. À l'échelle mondiale, la consommation de charbon a augmenté de 1,2% en 2018, notamment en raison de la croissance dans les pays non membres de l'OCDE (p. ex. 5,2% en Inde et 1% en Chine). La Chine représentant toujours 53% de la demande globale et 45% de la production globale de charbon, elle est aussi le plus grand importateur de charbon à l'échelle mondiale. En 2018, la consommation de charbon des pays de l'OCDE était de 27,4% inférieure à celle de 2007 (l'année record pour ces pays). Dans l'UE, la demande de lignite et de houille a encore baissé, la consommation de cette dernière s'établissant à 226 millions de tonnes et celle de la lignite à 370 millions de tonnes⁴⁷. L'Allemagne et la Pologne demeurent les deux principaux consommateurs de charbon en Europe (plus de la moitié de la demande). En juin 2018, l'Allemagne a institué la Commission «Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung» («croissance, changement structurel et emploi»), qui a présenté début 2019 des recommandations en vue de la réduction progressive et de l'arrêt de la conversion du charbon en électricité d'ici à 2038 au plus tard. Celles-ci doivent à présent être transposées dans la loi et mises en œuvre. Les prix du charbon ont nettement progressé au deuxième semestre de 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 depuis 2012, avant de retomber à quelque 50 dollars la tonne vers le milieu de l'année 2019. Les prix du charbon ont nettement progressé au deuxième semestre de 2016 en raison de la dynamique du marché asiatique et après

⁴⁶ www.argusmedia.com

⁴⁷ Eurostat (Coal production and consumption statistics), en anglais uniquement

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 depuis 2012, avant de retomber à quelque 50 dollars la tonne vers le milieu de l'année 2019. Vu la progression des prix du charbon et la relative stagnation des prix du gaz, l'avantage concurrentiel du gaz sur le charbon a augmenté. S'agissant de la production électrique en Europe, cette évolution est renforcée par la hausse du prix des certificats d'émissions (Quellen: OECD/IEA, 2018a+2019f / Argus Gas Connections⁴⁸).

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: alors que depuis 2013, le prix des droits d'émission de CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission était d'environ 5 euros par tonne d'équivalent CO₂ (tCO_{2e}), il a grimpé entre la mi-2017 et septembre 2018 pour atteindre momentanément plus de 25 euros/tCO_{2e}. Cette hausse des prix pourrait s'expliquer par le comportement des participants au marché, car ils ont anticipé les dispositions relatives à la réserve de stabilité du marché (RSM), qui est entrée en vigueur en 2019 pour réduire l'offre de certificats d'émission aujourd'hui excédentaire. Au deuxième trimestre 2019, le cours du CO₂ était relativement stable et a oscillé entre 24 et 28 euros/tCO_{2e}, après avoir été assez volatil en début d'année. L'incertitude quant à la poursuite de la participation du Royaume-Uni au système européen d'échange de quotas d'émission a été, ces derniers mois, le principal facteur influant sur les prix du CO₂. La nouvelle hausse de ces derniers et la baisse simultanée des prix du gaz se sont traduites par un accroissement de la part d'électricité produite à partir du gaz (d'à peine 13% en 2016 à plus de 19% début 2019), car le charbon a été délaissé au profit du gaz. En juin 2019, la proportion d'électricité provenant du charbon dans l'UE a atteint son plus bas historique, à quelque 14% (sources: UE, 2019 / EEX⁴⁹).

Électricité: à l'échelle mondiale, la production électrique a augmenté de 6298 à 25 721 TWh entre 1974 et 2017, ce qui correspond selon les données de l'AIE à un taux de croissance annuel moyen de 3,3%. En 2017, la production était supérieure de 2,5% à celle de 2016. Les pays non membres de l'OCDE représentaient 57% de la production mondiale d'électricité, soit plus du double de leur part de 1974. La croissance annuelle de la production entre 2000 et 2010 s'inscrivait en moyenne à 1,1% dans les États de l'OCDE, contre 6,4% dans les pays non membres. Aux États-Unis, le charbon a perdu dès 2016 sa première place dans la production électrique. Le gaz naturel affiche désormais la part la plus importante (35,1%), suivi par le charbon (27,4%), l'énergie nucléaire (19,3%) et les énergies renouvelables (17,1%)⁵⁰. Au deuxième trimestre 2019, la part de ces dernières dans le mix d'électricité de l'UE a atteint 35,1%. Cela reste néanmoins inférieur aux 36,6% enregistrés à partir du deuxième trimestre 2018, la baisse tenant principalement à la faible production hydroélectrique. La proportion globale du solaire, de l'éolien et de la biomasse dans la production d'électricité a progressé de 7,5% au deuxième trimestre 2019 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 145 TWh. L'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark Index) a atteint 43,3 euros/MWh au deuxième trimestre 2019, en baisse de 1% par rapport à l'année précédente. En 2018, le prix le plus faible (env. 40 euros/MWh) a été enregistré en avril et le plus élevé (près de 65 euros/MWh), entre septembre et novembre. Le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen s'établissait à 30 euros/MWh en février 2016, soit la valeur la plus basse depuis 2007. Le prix de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a suivi cette tendance (sources: OCDE/AIE, 2019g / UE, 2019).

⁴⁹ www.eex.com

⁵⁰ www.eia.gov

Évolutions dans l'UE

Union de l'énergie

Depuis 2015, l'UE regroupe tous les domaines de la politique énergétique dans le projet d'Union de l'énergie. Il s'agit d'une stratégie-cadre comportant cinq dimensions: (1) sécurité, solidarité et confiance, (2) marché intérieur de l'énergie pleinement intégré, (3) efficacité énergétique, (4) protection du climat – décarbonisation de l'économie et (5) recherche, innovation et compétitivité. La Commission présente environ une fois par an un rapport sur l'état de l'Union de l'énergie, le dernier étant paru le 9 avril 2019. Le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (cf. ci-après) a également ancré ce projet sur le plan juridique depuis fin 2018 (source: COM(2019) 175 final).

Évolution par rapport aux objectifs pour 2020

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020, dans des documents stratégiques et juridiques, des objectifs quantitatifs pour les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques. Le degré de réalisation des objectifs se présente comme suit (source: COM(2019) 225 final / COM(2019) 224 final / COM(2017) 718 final / Conseil européen, 2014):

- **Émissions de gaz à effet de serre:** au niveau de l'Union, l'objectif contraignant est une réduction de 20% d'ici à 2020 par rapport au niveau de 1990. Selon des informations provisoires, les émissions de gaz à effet de serre (y c. les émissions du trafic aérien international) étaient en 2017 inférieures d'environ 22% à celles de 1990. Bien qu'elles aient légèrement augmenté après 2016, l'UE est sur la bonne voie pour réaliser, voire dépasser, son objectif de 2020.
- **Énergies renouvelables:** d'ici à 2020, 20% de l'énergie totale consommée dans l'UE doivent provenir de sources renouvelables. Cet objectif à l'échelle de l'Union est contraignant. Il a été complété par des objectifs, également contraignants, applicables aux divers États membres. La part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale n'a cessé de progresser dans l'UE: elle était de 17,5% en 2017. L'UE devrait donc atteindre son objectif de 2020, même si la croissance a ralenti depuis 2014.
- **Efficacité énergétique:** l'UE s'est donné pour objectif non contraignant d'améliorer l'efficacité énergétique de 20% d'ici à 2020⁵¹. Après une diminution progressive de 2007 à 2014, la consommation énergétique est repartie à la hausse entre 2014 et 2017. En 2017, la consommation énergétique primaire a progressé de 0,9% par rapport à l'année précédente et la consommation énergétique finale, de 1,1%. Ces deux valeurs dépassent légèrement la trajectoire indicative fixée, et il n'est pas encore certain que l'objectif de 2020 soit réalisé.
- **Interconnexion des réseaux électriques:** en 2014, le Conseil européen a appelé tous les États membres à développer d'ici à 2020 leurs lignes de transport transfrontalières afin que chaque pays puisse transférer aux États voisins au moins 10% de l'électricité produite sur son territoire national. Selon la Commission, 17 États ont atteint cet objectif, sept autres étant sur le point d'y parvenir (état en 2017). Des efforts supplémentaires sont nécessaires pour raccorder la Péninsule ibérique et l'Irlande, l'Europe du Sud-Est ainsi qu'entre la Pologne et les pays baltes.

⁵¹ L'objectif de 2020 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 1086 millions de tonnes au plus et la consommation énergétique primaire à un maximum de 1483 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

Objectifs pour 2030 et au-delà

En octobre 2014, l'UE avait convenu au niveau politique d'objectifs climatiques et énergétiques jusqu'en 2030, notamment d'une réduction contraignante des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% (dans la zone UE) par rapport à leur niveau de 1990. Parmi les lignes directrices de sa politique, Ursula von der Leyen, la nouvelle présidente de la Commission européenne, a pourtant annoncé en juillet 2019 un objectif encore plus ambitieux allant au moins jusqu'à 50%, voire même jusqu'à 55%. En 2011, l'UE avait publié un calendrier de réduction de ses émissions jusqu'en 2050 et prévoyait alors de diminuer ses émissions de gaz à effet de serre de 80% jusqu'à cette date par rapport à leur niveau de 1990. Fin novembre 2018, la Commission a présenté une nouvelle vision stratégique ayant pour objectif la neutralité climatique de l'Europe d'ici à 2050. Le Parlement européen et le Conseil européen lui avaient demandé au préalable d'élaborer une stratégie à long terme, conforme à l'Accord de Paris, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'UE. L'objectif est d'adopter une stratégie ambitieuse début 2020, puis de la transmettre au Secrétariat de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), conformément à cet accord. Cette vision développe les objectifs climatiques et énergétiques que l'UE avait déjà définis pour 2030 (sources: Conseil européen, 2014 / COM, 2018a / COM(2019) 175 final).

La part des **énergies renouvelables** dans la consommation énergétique finale de l'UE doit être portée à au moins 32% à l'horizon 2030. Cet objectif contraignant a été fixé par l'UE dans la nouvelle version de la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive SER), qui est entrée en vigueur fin 2018. Les États membres doivent contribuer à leur niveau à l'objectif européen. Le mécanisme visant à fixer les contributions nationales et à surveiller la réalisation des objectifs fait l'objet d'un règlement séparé sur la gouvernance. L'**efficacité énergétique** dans l'UE doit progresser d'au moins 32,5% d'ici à 2030. C'est l'objectif que s'est fixé l'UE dans la nouvelle version de la directive relative à l'efficacité énergétique, qui est entrée en vigueur fin 2018 (cf. «*Clean Energy Package*»). Enfin, les **objectifs d'interconnexion des réseaux électriques** pour 2030 s'inscrivent à 15% de la production nationale.

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

L'UE développe son marché intérieur de l'énergie depuis les années 1990, en particulier dans les secteurs de l'électricité et du gaz. D'ailleurs, le développement avancé du marché intérieur européen de l'électricité a des conséquences sur la Suisse, et plus précisément sur le marché de l'électricité, l'exploitation du réseau et le négoce de l'électricité aux frontières. Le *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* est l'un des textes fondateurs de ce marché sur le plan juridique. Il pose également des jalons en vue d'autres actes réglementant les activités transfrontalières dans le négoce de l'électricité et dans l'exploitation des réseaux de transport. Sur cette base, plusieurs «Network Codes» ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont entrés en vigueur en 2015 sous la forme de règlements d'application de la Commission européenne. Ils peuvent être classés en trois catégories: exploitation du réseau, raccordement au réseau et marché. Il s'agit de dispositions très techniques qui jouent toutefois un rôle majeur dans le développement du marché intérieur de l'électricité. On peut citer à titre d'exemple l'introduction de règles pour les nouvelles plates-formes de négoce entre les pays membres de l'UE. Grâce aux Network Codes, de nombreuses plates-formes de négoce sont créées pour différents produits électriques. Les réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion⁵², celles concernant l'attribution des capacités à long terme⁵³ et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité⁵⁴ sont particulièrement importantes pour l'échange

⁵² Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

⁵³ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁵⁴ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

d'électricité aux frontières suisses. Ces réglementations excluent explicitement la Suisse des nouvelles plates-formes de négoce, tant qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas signé.

Les dispositions relatives à l'octroi de capacités et à la gestion des problèmes de congestion mettent en place le couplage des marchés sur le marché européen de l'électricité: grâce à des enchères implicites, ce couplage réunit dans le négoce à court terme (*day ahead* et *intraday*), au sein d'un marché intégré de l'électricité, des activités commerciales auparavant séparées qui concernent l'attribution de capacités de transport et l'échange d'électricité. Or la Suisse ne peut pas participer à ce couplage des marchés sans accord sur l'électricité ou accord-cadre institutionnel. Cette exclusion a des conséquences en Suisse non seulement sur le commerce, mais aussi sur l'exploitation du réseau de transport: une augmentation des flux de bouclage imprévus à travers la Suisse, liée au négoce supplémentaire entre l'Allemagne et la France, a été enregistrée depuis l'introduction du couplage des marchés fondé sur les flux pour le marché *day ahead* en Europe centrale et de l'Ouest. Cette situation ne découle pas directement de l'exclusion de la Suisse de ce couplage, mais plutôt de la prise en compte insuffisante des éléments critiques du réseau de transport helvétique dans les calculs de capacités sous-jacents. Il faut noter que la régulation concernant l'équilibrage du réseau de Suisse (*Balancing Code*) prévoit une participation aux plates-formes planifiées pour l'échange d'énergie de réglage, dans le cas où l'exclusion de la Suisse pourrait conduire à des flux physiques d'électricité non planifiés, qui compromettent la sécurité du système dans la région. La Commission européenne n'a pas encore pris de décision concernant la participation de la Suisse. Une nouvelle version du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* est entrée en vigueur au milieu de l'année 2019 dans le cadre du «Clean Energy Package» de l'UE (*cf. ci-dessous*). La Commission devra dès lors examiner et réviser les anciens Network Codes. De plus, de nouveaux Network Codes ont été définis, notamment en matière de cybersécurité.

«Clean Energy Package»

Afin de mettre en œuvre l'Union de l'énergie, l'UE a mis en vigueur en 2018 et en 2019 un vaste train de mesures comportant de nouvelles règles sur le marché de l'électricité, les énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance. Comprenant huit règlements et directives, ce paquet intitulé «Une énergie propre pour tous les Européens» («Clean Energy Package») doit orienter le marché intérieur de l'électricité et les énergies renouvelables vers l'avenir en garantissant la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques de l'UE. Ses composantes essentielles sont les suivantes:

- **Réorganisation du marché de l'électricité:** la refonte de la *directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, issue du troisième paquet sur le marché intérieur décidé en 2009, doit créer un marché de l'électricité flexible, basé sur le marché et centré sur le consommateur. Ainsi, les consommateurs doivent participer à la transformation des marchés de l'énergie grâce à l'amélioration de l'information, à la suppression des entraves à la concurrence et aux nouvelles possibilités de produire et de commercialiser soi-même le potentiel de flexibilité. La refonte du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité*, également issu du troisième paquet sur le marché intérieur, instaure de nouvelles règles pour le marché intérieur européen, qui sera adapté à la production électrique toujours plus décentralisée et fluctuante. Ce règlement a pour but de flexibiliser davantage le marché de l'électricité (injection des énergies renouvelables, stockage, maîtrise de la demande en énergie). Sa nouvelle version prévoit d'ouvrir davantage les lignes de transport transfrontalières au négoce international de l'électricité. De plus, les États membres doivent trouver des solutions pour remédier aux problèmes de congestion sur leurs réseaux internes: ils doivent décider s'ils subdivisent leur marché de l'électricité en différents segments de prix ou s'ils présentent un plan d'action pour supprimer ces congestions. L'aspect transfrontalier de la sécurité d'approvisionnement doit davantage être pris en compte, par exemple à travers un rapport européen sur cette dernière. De nouvelles exigences applicables à l'échelle de l'UE ont également été définies pour les réserves de capacités et les marchés de capacités (*cf. encadré ci-après*). Les réseaux de distribution revêtent un rôle plus important en raison de la production décentralisée de l'électricité. C'est pourquoi l'UE crée une organisation européenne qui représente les gestionnaires des réseaux de distribution à

l'échelle de l'UE. Au niveau du réseau de transport, les centres de coordination régionaux sont par ailleurs évalués. Le futur fonctionnement du marché intérieur de l'électricité de l'UE est d'importance pour la Suisse, au premier chef en raison de l'étroite interconnexion des marchés électriques de la Suisse et de l'UE, qui est entretenue depuis des dizaines d'années. La Suisse ignore encore si la forte ouverture des lignes transfrontalières au sein de l'UE en vue du négoce de l'électricité aura des répercussions négatives sur la stabilité du réseau. De manière générale, si l'UE parvient à renforcer et à flexibiliser le marché européen de l'électricité, à garantir la sécurité de l'approvisionnement et à contenir les dispositions nationales isolées qui perturbent le bon fonctionnement du marché, la Suisse bénéficiera aussi des prix plus bas (que pour des marchés moins intégrés), des conditions-cadre stables et de la sécurité d'approvisionnement accrue qui en résulteront. Mais l'existence d'un accord sur l'électricité déterminera également si et dans quelle mesure la Suisse profitera de ces retombées positives. Compte tenu des incertitudes liées au Brexit, personne ne sait aujourd'hui comment l'UE traitera à l'avenir les États tiers qui n'ont pas signé avec elle un accord sur l'accès à son marché intérieur de l'électricité.

- **Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER):** la révision du *règlement sur l'ACER* adapte le rôle de l'agence aux nouveaux cadres légaux pour le marché intérieur de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement électrique. Le but est de façon générale de renforcer le rôle de l'ACER. Comme la Suisse est entourée par le marché intérieur de l'électricité de l'UE, le travail de l'ACER a des répercussions sur le marché suisse de l'électricité et est particulièrement important pour l'EICOM. Sans accord sur l'électricité, la contribution de la Suisse à l'ACER reste limitée.
- **Efficacité énergétique:** suite à l'Accord de Paris, l'UE a adapté les objectifs de la *directive relative à l'efficacité énergétique* au cadre de politique climatique et énergétique fixé pour 2030. Désormais, un objectif d'efficacité non contraignant de 32,5% s'applique au niveau de l'UE⁵⁵. La *directive actualisée sur la performance énergétique des bâtiments* doit rendre ceux-ci plus «intelligents» et soutenir plus vigoureusement leur assainissement. La Suisse n'est pas concernée par ces deux directives.
- **Énergies renouvelables:** une nouvelle version de la *directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive SER)* doit conduire à augmenter encore la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici à 2030. Dorénavant, un objectif contraignant de 32% d'énergies renouvelables s'applique au niveau de l'UE. Les États membres fournissent des «contributions nationales» à la réalisation de cet objectif (plus aucun objectif national comme jusqu'en 2020). Le mécanisme visant à fixer les «contributions nationales» et à surveiller la réalisation des objectifs fait l'objet d'un règlement séparé sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (*cf. ci-dessous*). La directive contient notamment des dispositions visant la promotion, la production propre et l'autoconsommation d'énergie, le marché de la chaleur, les garanties d'origine (GO) et les critères de durabilité concernant la bioénergie. Elle encourage aussi les États membres à ouvrir leurs systèmes de promotion au-delà de leurs frontières. Sans accord sur l'électricité, les garanties d'origine suisses ne sont plus reconnues par les États membres de l'UE, comme le Clean Energy Package n'accepte plus que des garanties d'origine de pays tiers ayant conclu un accord. Jusqu'à présent, les États membres pouvaient décider de manière autonome s'ils acceptaient des garanties d'origine émises par des États tiers.
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** le nouveau *règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité* vise à préparer les États membres aux situations de crise dans le domaine de l'électricité, qui surviennent par exemple en raison de situations météorologiques extrêmes, de cyber-attaques ou de pénuries de combustible. Renforçant la coopération entre les États, il comprend en particulier des scénarios de crise régionaux et nationaux en matière d'électricité, des perspectives saisonnières et à plus court terme sur la sécurité d'approvisionnement, des plans nationaux de prévention des risques (y c. des mesures transfrontalières), la conclusion d'accords interétatiques pour soutenir les pays en crise ainsi que des procédures européennes de base

⁵⁵ L'objectif pour 2030 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 956 millions de tonnes et/ou la consommation énergétique primaire à 1273 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

concernant les alertes précoces et les situations de crise. La conception et la mise en œuvre du nouveau règlement est aussi d'importance pour la Suisse, compte tenu de l'étroite interconnexion entre notre pays et l'UE dans le domaine de l'électricité. Actuellement, la Suisse ne peut participer aux discussions sur la sécurité régionale de l'approvisionnement que parallèlement aux développements de l'UE, dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie, sans pouvoir faire valoir quelque droit.

- **Gouvernance de l'Union de l'énergie:** le but du nouveau *règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie* est de créer un mécanisme de planification, d'établissement de rapports et de surveillance des objectifs de l'Union de l'énergie. Ledit règlement couvre en particulier le regroupement, dans des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030, d'une large part des obligations actuelles des États membres quant aux rapports, à la planification et au suivi. Fin 2018, les États membres de l'UE ont remis une première version de leurs plans, dans lesquels ils présentent leurs objectifs nationaux, leurs politiques et leurs mesures pour les cinq dimensions de l'Union de l'énergie. La Commission a publié en juin 2019 son évaluation des projets: elle demande des efforts accrus afin que l'UE puisse atteindre ses objectifs d'ici à 2030. Les États doivent fournir leurs plans définitifs d'ici fin 2019, puis rendre compte régulièrement de leur politique énergétique et climatique. Grâce à un mécanisme de surveillance, la gouvernance doit garantir la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques à l'horizon 2030 décidés au niveau de l'UE. Elle fournit à la Commission certaines compétences l'habilitant à surveiller la réalisation des objectifs et à prendre des mesures.

Le nouveau règlement sur le marché intérieur de l'électricité, la directive correspondante, le règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et le règlement sur l'ACER sont entrés en vigueur au milieu de l'année 2019. Le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie, la version révisée de la directive relative à l'efficacité énergétique et celle de la directive SER ainsi que la directive sur la performance énergétique des bâtiments sont valables depuis 2018. Les règlements s'appliquent dans les États membres de l'UE dès leur entrée en vigueur (début de l'application du règlement sur le marché intérieur de l'électricité: 1^{er} janvier 2020), les directives devant, quant à elles, être transposées en droit national dans les 18 mois.

(Sources: COM(2016) 860 final / Conseil de l'Union européenne, 2018 / COM, 2019a+b).

Soucieux d'assurer suffisamment la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans le marché «energy only» (EOM), plusieurs États membres de l'UE ont introduit diverses formes de **mécanismes de capacité**. Dans l'UE, on entend par mécanisme de capacité un dispositif par lequel les producteurs d'électricité et les autres fournisseurs de capacité tels les prestataires de gestion de la charge, reçoivent une rémunération pour se tenir à disposition en cas de besoin. Mais la propagation de tels mécanismes nationaux a suscité la critique au sein de l'UE. C'est pourquoi la Commission européenne a présenté en 2016 le rapport final sur son enquête sectorielle des mécanismes de capacité. Elle y montre que les mécanismes de capacité ont pour effet de distordre la concurrence, qu'ils menacent les objectifs de décarbonisation et qu'ils peuvent pousser le prix de la sécurité d'approvisionnement à la hausse. La Commission a clairement établi que le soutien public aux fournisseurs de capacité représente fondamentalement des aides étatiques qui devraient, à ce titre, respecter les dispositions de l'UE sur les aides publiques. En appliquant les règles relatives aux aides d'État, la Commission entend garantir que les États membres n'introduisent des mécanismes de capacité que s'ils s'avèrent nécessaires. Aux yeux de l'UE, les mécanismes de capacité nationaux ne sauraient conduire à ce que le marché intérieur de l'UE récemment constitué ne se désagrège en marchés nationaux, les consommateurs devant en supporter les coûts tandis que les objectifs climatiques seraient menacés. Certains États membres ont néanmoins mis en place des mécanismes de capacité avec l'accord des autorités européennes de la concurrence. Outre son enquête sectorielle, la Commission a proposé, par le paquet de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens», de meilleures règles pour les marchés de capacité sur le marché intérieur de l'UE. Ces propositions font partie du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* (source: C(2016) 2107 final).

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

En avril 2019, l'UE a décidé de **modifier la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel**⁵⁶. L'adaptation concerne les conduites de gaz de l'UE à destination ou en provenance de pays tiers. En vertu de cette directive, ces conduites sont soumises à la législation européenne sur le marché du gaz (accès de tiers au réseau, règles de tarification, dissociation des structures de propriété et transparence) dès lors qu'elles se situent sur le territoire des États membres de l'UE. Ceux-ci peuvent mettre en place des dérogations pour les conduites de gaz qui ont été achevées avant 2019. Pour ce faire, l'État membre sur le territoire duquel est situé le premier point de connexion d'une conduite en provenance d'un pays tiers doit consulter ce dernier avant de décider de la nécessité de déroger aux dispositions européennes. La Commission est également compétente en la matière. Jusqu'à nouvel ordre, cette nouveauté n'a aucune répercussion directe sur la Suisse. La façon dont les États membres de l'UE traitent les conduites de gaz à destination ou en provenance de pays tiers est toutefois pertinente pour la Suisse, car c'est un pays de transit majeur pour le gaz transporté depuis la France et l'Allemagne vers l'Italie.

- **Révision du règlement concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel:** eu égard à sa dépendance envers ses fournisseurs de pays tiers, l'UE entend être mieux parée sur ses marchés pour faire face à d'éventuelles perturbations de l'approvisionnement en gaz. Les éléments essentiels du nouveau règlement sont le principe de solidarité, en vertu duquel les États membres voisins se soutiennent mutuellement en cas de crise grave afin d'assurer l'approvisionnement énergétique des ménages et des principaux services sociaux, une coopération régionale plus étroite et une transparence accrue par l'obligation faite aux entreprises gazières d'annoncer leurs contrats à long terme qui revêtent une importance pour la sécurité de l'approvisionnement. Le règlement révisé est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2017⁵⁷. La Suisse, qui est un pays de transit du gaz, n'a pas encore décidé si ni comment elle pourrait s'intégrer dans le mécanisme de crise de l'UE et la coopération régionale. Cependant, la Suisse continuera de participer aux séances du Groupe de coordination pour le gaz institué par l'UE après la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine et auxquelles elle est invitée de cas en cas depuis 2013 (*cf. chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*).

Infrastructure énergétique et cybersécurité

Dans sa **communication** du 24 novembre 2017 intitulée **Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe**, la Commission informe sur l'objectif supérieur, prescrit à l'horizon 2030, d'un taux d'interconnexion de 15% (l'UE avait fixé un taux d'au moins 10% pour 2020; *cf. ci-dessus*). Cet objectif signifie que chaque État membre devrait prévoir des lignes électriques de manière à ce qu'au moins 15% de l'électricité produite dans ses centrales électriques puissent être transférés par-delà ses frontières dans les pays voisins. La Commission propose de mettre en œuvre cet objectif d'interconnexion par une série de nouveaux seuils plus spécifiques permettant de déterminer où le développement des capacités de raccordement est urgent. La Suisse, qui est particulièrement bien interconnectée avec ses pays voisins en comparaison européenne, remplit tous ces critères selon la communication visée. La principale action de l'UE pour réaliser ses objectifs d'interconnexion consiste à mettre en œuvre les **projets d'intérêt commun (PIC)**. La Commission a publié la quatrième liste de ce genre le 31 octobre 2019. L'actuelle liste PIC comprend des projets transfrontaliers qui concernent le territoire suisse (sources: COM(2017) 718 final / C(2019) 7772 final).

Le 3 avril 2019, la Commission européenne a publié des **recommandations relatives à la cybersécurité dans le secteur de l'énergie**. Celles-ci s'adressent aux États membres, mais les gestionnaires de

⁵⁶ Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

⁵⁷ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.

réseau sont au final les principaux concernés. La Commission y souligne l'importance particulière de la cybersécurité dans le secteur de l'énergie pour trois raisons: premièrement, les composants des infrastructures énergétiques doivent fonctionner en temps réel. Deuxièmement, les problèmes d'approvisionnement en énergie peuvent se propager via des effets de cascade. Enfin, troisièmement, l'infrastructure énergétique comprend aussi bien des technologies anciennes, développées à une période où la cybersécurité ne jouait encore aucun rôle, que des équipements modernes qui reflètent les dernières avancées numériques et comptent des dispositifs intelligents. En plus de ces recommandations, la Commission a précisé qu'elle travaillait à un Network Code sur la cybersécurité (source: C(2019) 2400 final).

Politique climatique, efficacité énergétique et autres sujets

Comme mentionné ci-dessus, l'UE s'est fixé de nouveaux objectifs pour la période 2021-2030 afin de réduire les émissions. À cet effet, l'instrument essentiel dans le cadre de sa **politique climatique est le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE**, qui a été révisé. La directive correspondante (UE) 2003/87 concernant le SEQE de l'UE pour la période 2021-2030 est entrée en vigueur le 8 avril 2018 (modifications selon la directive (UE) 2018/410). Les nouveautés doivent permettre d'atteindre d'ici à 2030 une réduction des émissions de 43% par rapport à 2005 dans les secteurs économiques couverts par le SEQE de l'UE. Les principales modifications visent la réduction annuelle de la quantité disponible de droits d'émission (2,2% contre 1,74% actuellement), la mise à jour et la dynamisation des règles visant l'attribution gratuite de certificats d'émissions et une exclusion des certificats internationaux de réduction des émissions. En outre, la réserve de stabilité du marché (RSM) doit être renforcée en doublant jusqu'à 2023 le nombre initialement prévu de droits d'émission susceptibles d'y être transférés dans le cadre d'un mécanisme basé sur les quantités. Le développement à venir du SEQE est aussi d'importance pour la Suisse, qui entend relier son système d'échange de quotas d'émissions avec celui de l'UE. Le SEQE helvétique constitue un instrument de marché important pour la protection du climat. Comme dans l'UE, les émissions de CO₂ de l'aviation civile et des éventuelles centrales à énergies fossiles seront prises en compte dès 2020 dans le SEQE suisse et donc réduites de manière globale et régulière. Grâce à ce couplage, les entreprises suisses pourront participer au marché européen des quotas d'émissions, qui est plus vaste et liquide, et bénéficier des mêmes conditions de concurrence que les entreprises de l'UE. Un accord a été signé à cet effet avec l'UE le 23 novembre 2017 et approuvé par le Parlement le 22 mars 2019. L'UE a elle aussi accepté le couplage. La mise en œuvre de ces dispositions a nécessité la révision de l'ordonnance sur le CO₂, qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020, en même temps que la loi sur le CO₂, révisée en mars 2019, et l'accord avec l'UE (sources: COM, 2017 / Conseil fédéral, 2017b+2019f).

Dans le domaine de la **mobilité**, la Commission a présenté en 2017 et en 2018 trois grands trains de mesures, parmi lesquels la proposition de *règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures de tourisme neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs*, qui contient de nouveaux objectifs de réduction des émissions de CO₂ pour les véhicules et dont l'application est prévue à partir de 2025 ou de 2030. Le règlement correspondant (UE) 2019/631 est entré en vigueur en mai 2019. Il précise que les émissions moyennes de CO₂ par kilomètre des voitures de tourisme immatriculées en 2030 dans l'UE devront être inférieures de 37,5% aux valeurs de 2021. La réduction est fixée à 31% pour les véhicules utilitaires légers. Le règlement définit également la conversion des valeurs cibles actuelles entre 2021 et 2024 en raison de la nouvelle procédure de mesure du CO₂ intitulée WLTP. De plus, l'UE a mis en place pour la première fois des *normes de performance en matière d'émissions de CO₂ pour les véhicules utilitaires lourds*. Entré en vigueur en août 2019, le règlement (UE) 2019/1242 stipule que les émissions des véhicules utilitaires lourds neufs en 2030 devront être inférieures de 30% à celles de 2019. En Suisse, ces nouvelles prescriptions devraient être reprises à partir de 2021 dans le cadre de la révision totale de la loi sur le CO₂. Jusqu'en 2024, des valeurs cibles de 95 grammes de CO₂ par kilomètre pour les voitures de tourisme et de 147 grammes de CO₂ par kilomètre pour les véhicules utilitaires légers s'appliqueront; le cas échéant, elles seront converties conformément à la procédure de mesure WLTP à partir de 2021 (sources: COM(2017) 676 final / Conseil fédéral 2017a / Conseil de l'Union européenne, 2019 / COM, 2018b / COM, 2019a).

En ce qui concerne l'**efficacité énergétique** des appareils, le Parlement européen et le Conseil se sont entendus le 21 mars 2017 sur un **règlement-cadre d'étiquetage de la consommation énergétique (étiquette-énergie)** en se fondant sur une proposition soumise en 2015 par la Commission. Les principales modifications sont un retour dans un délai déterminé à l'échelle de A à G, qui est claire, au détriment des indications de A+ à A+++ , qui engendrent la confusion, et l'introduction d'une banque de données sur les produits. Ce règlement est entré en vigueur au 1^{er} août 2017⁵⁸. Par ailleurs, la Commission a choisi le 11 mars 2019 le format et la présentation de la nouvelle étiquette-énergie qui devra être apposée sur six groupes de produits à partir du 1^{er} mars 2021. Après une procédure de consultation, elle a en outre adopté le 1^{er} octobre 2019 dix règlements d'exécution fixant des exigences d'écoconception notamment en matière d'efficacité énergétique pour les groupes de produits suivants: lave-vaisselle, lave-linge, appareils de réfrigération, sources lumineuses et appareillages de commande séparés, sources d'alimentation externes, moteurs électriques, transformateurs électriques et matériel de soudage. Le règlement-cadre d'étiquetage de la consommation énergétique n'est pas repris en Suisse de manière générale. La Suisse prévoit néanmoins d'adopter simultanément les nouvelles étiquettes-énergie de certains groupes de produits et examine dans quelle mesure des exigences d'efficacité similaires à celles de l'UE peuvent être transposées dans sa législation (source: COM, 2019d).

Révision de la procédure décisionnelle pour les conventions intergouvernementales concernant le domaine de l'énergie: la Commission entend garantir, par des examens préalables, que les accords intergouvernementaux qui ont été conclus par les États membres de l'UE avec des pays tiers et qui présentent de l'intérêt pour la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'UE soient plus transparents et en tous points compatibles avec le droit européen. La Russie est principalement visée ici. Cet examen préalable est notamment obligatoire dans les domaines du gaz et du pétrole. Le projet est entré en vigueur le 2 mai 2017⁵⁹. À ce stade, la Suisse n'en a pas été notablement affectée.

Avenir des systèmes énergétiques dans l'Union de l'énergie: en juin 2019, le Conseil de l'énergie de l'UE a adopté des conclusions non contraignantes à ce sujet, qui renvoient aux travaux relatifs à une stratégie climatique à long terme de l'UE et mettent l'accent sur trois domaines d'action: développement de réseaux énergétiques fiables et rentables, développement et déploiement de technologies innovantes ainsi que promotion du couplage des secteurs et de l'intégration sectorielle⁶⁰. En outre, la Commission européenne est invitée à tenir compte des principes mis en avant dans ces conclusions lorsqu'elle présente de nouvelles propositions législatives, à analyser les technologies de couplage des secteurs et d'intégration sectorielle (y c. l'hydrogène) et à veiller à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques de l'UE pour 2030 dans le contexte d'une révision des règles relatives aux aides d'État (source: Conseil de l'Union européenne, 2019).

Politique climatique internationale

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'Accord de Paris, la communauté internationale a pris plusieurs décisions et élaboré des directives à la mi-décembre 2018, lors de la conférence sur le climat de Katowice, en Pologne. La réglementation veillera notamment à la transparence nécessaire à l'application efficace de cet accord. L'accord, adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, est entré en vigueur 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

⁵⁸ Règlement (UE) 2017/1369 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2017 établissant un cadre pour l'étiquetage énergétique et abrogeant la directive 2010/30/UE.

⁵⁹ Décision (UE) 2017/684 du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2017 établissant un mécanisme d'échange d'informations en ce qui concerne les accords intergouvernementaux et les instruments non contraignants conclus entre des États membres et des pays tiers dans le domaine de l'énergie, et abrogeant la décision n° 994/2012/UE.

⁶⁰ La politique énergétique de l'UE tend à faire la distinction entre le couplage des secteurs et l'intégration sectorielle. Le couplage des secteurs désignerait la connexion de différents secteurs de l'approvisionnement en énergie (p. ex. électricité et gaz), tandis que l'intégration sectorielle correspondrait au regroupement connexe des secteurs dans le système global d'approvisionnement (p. ex. électricité, gaz, mobilité, chauffage et refroidissement, etc.). Les définitions sont cependant en cours d'élaboration.

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 avec une voie menant à 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 186 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. 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. L'Accord de Paris doit être transposé maintenant en droit national. À cet effet, le Conseil fédéral a présenté, en date du 1^{er} décembre 2017, le projet de révision totale de la loi sur le CO₂, qui fait actuellement l'objet des délibérations parlementaires.

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 que déjà une augmentation de la température moyenne d'au moins 1,5 degré à l'échelle mondiale aurait 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 par ailleurs 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 (sources: Conseil fédéral, 2017+2019a / 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 remplacée 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 ont porté jusqu'à présent sur trois thèmes: le couplage des marchés de

l'électricité, la sécurité d'approvisionnement en électricité et la flexibilité du marché de l'électricité. Désormais, le Forum engage également des discussions sur l'hydrogène. Début mars 2019, les ministres de l'énergie des pays du Forum pentalatéral ont signé une déclaration politique non contraignante en vue de la rédaction d'un chapitre commun sur la collaboration relative aux plans nationaux Énergie-Climat au sein du Forum⁶¹ et de l'examen de sujets énergétiques dans le cadre de la coopération régionale. À l'avenir, ils entendent ainsi coopérer sur une base volontaire sur les sujets suivants: la décarbonisation de l'approvisionnement en électricité (vision commune jusqu'en 2050, coopération transfrontalière en matière d'énergies renouvelables, électromobilité, possibilités de prix minimum du CO₂ sur le marché de l'électricité), le marché de l'électricité (couplage des marchés et flexibilité, y c. hydrogène), la sécurité de l'approvisionnement et les instruments financier pour la transition énergétique. 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**. Les entretiens que la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a menés au Danemark et en Suède fin mars 2019 ont mis en évidence les liens étroits entre la politique énergétique et climatique, d'une part, et la politique économique, d'autre part. La future politique énergétique, l'impact de l'abandon du charbon en Allemagne et le rôle important de la force hydraulique dans la restructuration du système énergétique ont fait l'objet d'une visite de travail organisée outre-Rhin en avril. Lors de la visite du ministre luxembourgeois de l'énergie et de l'aménagement du territoire à Berne à la mi-septembre, les deux pays ont discuté des défis liés à la transition énergétique et des activités de la Suisse en matière d'électromobilité, d'énergie dans les bâtiments et de recherche énergétique. En octobre 2019, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga, accompagnée d'une délégation des branches de l'énergie et des Cleantech, s'est rendue en Inde et y a rencontré entre autres le ministre indien de l'électricité et des énergies renouvelables.

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 janvier 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 siège de 2019 à 2020 à l'IRENA. Par ailleurs, l'AIE a procédé en novembre 2017 à son audit approfondi de la politique énergétique de la Suisse. Le rapport en a été présenté en octobre 2018. La politique énergétique suisse y reçoit de bonnes notes, mais l'AIE recommande de promouvoir la transformation du système énergétique en harmonie avec la politique climatique et de développer le cadre réglementaire nécessaire à cet effet.

(Sources: Conseil fédéral, 2019c / DETEC, 2018+2019 / OCDE/AIE, 2018b).

⁶¹ Le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie impose aux États membres de l'UE de rédiger un plan national Énergie-Climat pour la période 2021-2030 et de le remettre à la Commission d'ici fin 2019 (*cf. plus haut*). Bien qu'elle n'élabore pas ce plan, la Suisse a participé au chapitre commun du Forum pentalatéral.

Liste bibliographique et des sources

- Avenenergy Suisse (2019): Union pétrolière suisse, Rapports annuels 2013-2018.
- AFD/DGD (2019): Administration fédérale des douanes/Direction générale des douanes, Charge fiscale sur les carburants et combustibles 2018.
- AFF (2019): Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2018.
- ASIG (2019): Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2018.
- C(2016) 2107 final: Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité.
- C(2019) 2400 final: Recommandation (UE) 2019/553 de la Commission du 3 avril 2019 relative à la cybersécurité dans le secteur de l'énergie.
- C(2019) 7772 final: Annexe au Règlement délégué (UE) .../... de la Commission modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.
- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- COM(2017) 718 final: Communication de la Commission européenne sur le renforcement des réseaux énergétiques de l'Europe.
- COM(2017) 676 final: Proposition de règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs dans le cadre de l'approche intégrée de l'Union visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers.
- COM(2019) 175 final: Quatrième rapport sur l'état de l'union de l'énergie.
- COM(2019) 225 final: Rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables.
- COM (2019) 224 final: Évaluation en 2018 des progrès accomplis dans la réalisation des objectifs nationaux d'efficacité énergétique.
- COM (2017): Communiqué de presse de la Commission européenne du 9 novembre 2017, EU Emissions Trading System: landmark agreement between Parliament and Council delivers on EU's commitment to turn Paris Agreement into reality.
- COM (2018a): Communiqué de presse de la Commission européenne du 28 novembre 2018, La Commission appelle de ses vœux une Europe neutre pour le climat d'ici à 2050.
- COM (2018b): Communiqué de presse de la Commission européenne du 18 décembre 2018, Europe accelerates the transition to clean mobility: Co-legislators agree on strong rules for the modernisation of the mobility sector.
- COM (2019a): Communiqué de presse de la Commission européenne du 18 février 2019, La Commission salue les toutes premières normes de l'UE visant à réduire la pollution causée par les camions.
- COM (2019b): Communiqué de presse de la Commission européenne du 26 mars 2019, La Commission se félicite de l'adoption, par le Parlement européen, de nouvelles propositions concernant l'organisation du marché de l'électricité.
- COM (2019c): Communiqué de presse de la Commission européenne du 18 juin 2019, la Commission invite les États membres à être plus ambitieux dans leurs plans visant à mettre en œuvre l'accord de Paris.
- COM (2019d): COM (2019d): Communiqué de presse de la Commission européenne du 1^{er} octobre 2019, De nouvelles règles pour des appareils ménagers plus durables, et explications du 11 mars 2019 sur les nouvelles étiquettes-énergie.
- Conseil de l'Union européenne (2018): Avis et propositions.
- Conseil de l'Union européenne (2019): Avis et propositions.
- Conseil européen (2014): Conclusions de la réunion des 23 et 24 octobre.
- Conseil fédéral (2012): Message relatif au plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Mesures pour les années 2013 à 2016, FF 2012 8331.

- 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 (2017a): Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020, FF 2018 229.
- Conseil fédéral (2017b): Message concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (Modification de la loi sur le CO₂), FF 2018 399.
- Conseil fédéral (2018): Procédure de consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau), FF 2018 6431.
- Conseil fédéral (2019a): Communiqué de presse du 3 juillet 2019 sur le train de mesures destiné à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale.
- Conseil fédéral (2019b): Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).
- Conseil fédéral (2019c): Communiqué de presse du 7 juin 2019 sur le dossier européen.
- Conseil fédéral (2019d): Communiqué de presse du 27 septembre 2019 sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la loi sur l'énergie.
- Conseil fédéral (2019e): Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.
- Conseil fédéral (2019f): Communiqué de presse du 13 novembre 2019 sur l'adoption de l'adaptation de l'ordonnance sur le CO₂ relative au couplage des systèmes d'échange de quotas d'émission de la Suisse et de l'UE.
- DETEC (2018): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- DETEC (2019): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).
- Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).
- Eicher + Pauli (2019): Statistique suisse des énergies renouvelables 2018 (sur mandat de l'OFEN).
- EICom (2018): Commission fédérale de l'électricité, La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2018 (y c. compléments ponctuels en 2019).
- EICom (2019a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2018.
- EICom (2019b): Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.
- EICom (2019c): Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2018.
- FNS (2019): Fonds national suisse de la recherche scientifique, programmes nationaux de recherche (PNR) dans le domaine énergétique (PNR 70 et 71).
- Innosuisse (2019): Rapport d'activité 2018.
- IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C (résumé en français, intitulé «Réchauffement planétaire de 1,5 °C»).
- KliK (2019): Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ KliK, rapport annuel 2018.
- Noailly J., Wurlod J.-D. (2016): The Impact of Green Innovation on Energy Intensity: An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries, Final report.
- OCDE/AIE (2018a): Agence internationale de l'énergie, Coal 2018: Analysis and Forecast to 2023.
- OCDE/IEA (2018b): Agence internationale de l'énergie, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review.

OCDE/AIE (2019a): Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2018.

OCDE/AIE (2019b): Agence internationale de l'énergie, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

OCDE/AIE (2019c): Agence internationale de l'énergie, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2018.

OCDE/AIE (2019d): Agence internationale de l'énergie, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

OCDE/AIE (2019e): Agence internationale de l'énergie, Natural Gas Information: Overview 2019.

OCDE/AIE (2019f): Agence internationale de l'énergie, Coal Information: Overview 2019.

OCDE/AIE (2019g): Agence internationale de l'énergie, Electricity Information: Overview 2019.

OFAC (2019): Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2018 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.

OFEN (2014): Évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse. Rapport conforme au règlement (UE) n° 994/2010.

OFEN (2016): Office fédéral de l'énergie, Plans d'action préventif et d'urgence pour le gaz de la Suisse.

OFEN (2019a): Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2018.

OFEN (2019b): Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2018.

OFEN (2019c): Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2018.

OFEN (2019d): Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2017.

OFEN (2019e): Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2018.

OFEN (2019f): Office fédéral de l'énergie, Remboursement du supplément réseau: récapitulatif des indicateurs 2016 et 2017.

OFEN (2019g): 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/Swissgrid (2019): 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 (2019): Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2017.

OFS (2019a): Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2018.

OFS (2019b): Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2018.

OFS (2019c): Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2018.

OFS/OFEV/ARE (2019): Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

Prognos/TEP/Infras (2019a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2018 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Prognos/TEP/Infras (2019b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2017 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Pronovo (2019): Cockpit avec aperçu intermédiaire du système de rétribution de l'injection et de la rétribution unique à la fin du 3^{ème} trimestre 2019.

PSI (2017): Institut Paul Scherrer, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies (sur mandat de l'OFEN).

PSI (2019): Institut Paul Scherrer, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – an update of potentials and electricity generation costs (sur mandat de l'OFEN).

Rodríguez-Gómez N., Zaccarelli N., Bolado-Lavín R. (2015): Improvement in the EU gas transmission network between 2009 and 2014.

Swissgas et ASIG (2018): Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.

Swissgrid (2015): Réseau stratégique 2025.

- UE (2019): Commission européenne, Direction générale de l'énergie, Observatoire 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, en allemand seulement).
- 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, en allemand seulement, pas encore publié).
- Voigt S. et al. (2014): Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement?

Table des illustrations

Figure 1	Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050	9
Figure 2	Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)	12
Figure 3	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées).....	14
Figure 4	Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)	15
Figure 5	Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)	16
Figure 6	Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport	18
Figure 7	Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)	19
Figure 8	Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)	20
Figure 9	Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)	22
Figure 10	Évolution de la consommation d'énergie finale en fonction de l'application	23
Figure 11	Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF).....	24
Figure 12	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.10.2019)	28
Figure 13	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2019, en années)	29
Figure 14	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)	33
Figure 15	Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport	34
Figure 16	Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)	35
Figure 17	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale	37
Figure 18	Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques	38
Figure 19	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%).....	39
Figure 20	Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2018.....	41
Figure 21	Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)	42
Figure 22	Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport.	43
Figure 23	Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI).....	44
Figure 24	Ventes de gaz pour les installations mono- et bicom bustibles (parts en%).....	45
Figure 25	Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)	46
Figure 26	Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)47	
Figure 27	Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)	49

Figure 28	Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières	50
Figure 29	Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques	53
Figure 30	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)	55
Figure 31	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).....	56
Figure 32	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)	58
Figure 33	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)	59
Figure 34	Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)	61
Figure 35	Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)	62
Figure 36	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant).....	65
Figure 37	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)	66
Figure 38	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées).....	67
Figure 39	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées).....	68
Figure 40	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)	71