

Le marché suisse de l'électricité

© DG Trésor

Mars 2019

Parmi les pays membres de l'Agence Internationale de l'Energie, la Suisse se caractérise par une des plus faibles parts d'énergie fossile dans la génération électrique. Les centrales nucléaires et hydrauliques représentent respectivement 30 et 60% de la production suisse (59 TWh en 2017). Pour cette dernière source, la variabilité saisonnière est forte : la production est par conséquent nettement moindre en hiver au moment où la demande est la plus élevée. Les besoins énergétiques sont donc couverts par l'importation, essentiellement depuis la France (près de la moitié), l'Allemagne (32%) et l'Autriche (16%). En sens inverse, en été, la Suisse exporte majoritairement vers l'Italie.

La Stratégie énergétique 2050, adoptée par le Parlement fédéral en 2016 et validée par référendum en 2017, prévoit les modalités de la sortie progressive du nucléaire. Les centrales existantes peuvent être exploitées tant que leur sécurité est garantie. Le droit suisse ne posant pas de durée d'exploitation, le calendrier de sortie du nucléaire n'est pas fixé, sauf pour la centrale de Mühleberg (d'une puissance de près de 0,4 GW, elle assure environ 5% de la production nationale), qui sera mise hors service fin 2019.

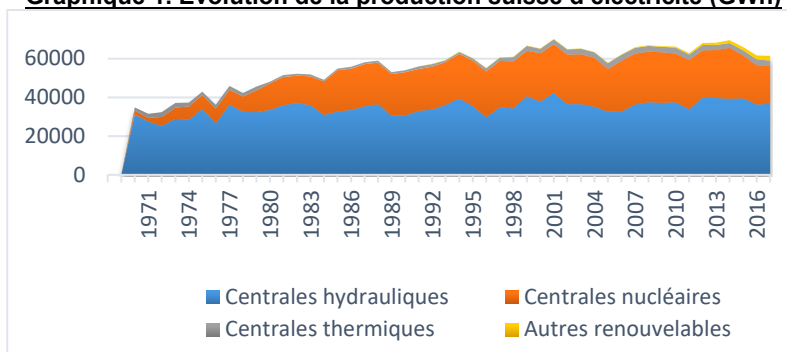
Au-delà des échanges bilatéraux, la Suisse sert -de par sa situation géographique au cœur de l'Europe- de voie de transit pour le trafic électrique transeuropéen. Ainsi, parmi le total des flux transfrontaliers sur le réseau européen synchronisé, environ 10 % (soit 72 TWh) transitent par la Suisse. La situation centrale de la Suisse, avec ses 41 points de connexion frontaliers, en fait un maillon important du réseau électrique européen.

I – La production suisse d'électricité, qui repose pour l'instant sur l'hydraulique et le nucléaire, va évoluer significativement avec la sortie de la Suisse du nucléaire

A – Parmi les pays de l'AIE, la Suisse se caractérise par la part la plus faible d'énergie fossile dans la production d'électricité

L'électricité produite en Suisse - 57,3 TWh nets en 2017 - provient à 90% des centrales hydrauliques (59,6%) et nucléaires (31,7%). Les centrales nucléaires et les centrales hydrauliques au fil de l'eau permettent de couvrir la charge de base et les centrales hydrauliques à accumulation les pointes de charge. Le reste de la production est issu des centrales thermiques (4,7%) et de diverses sources d'énergie renouvelable (4%).

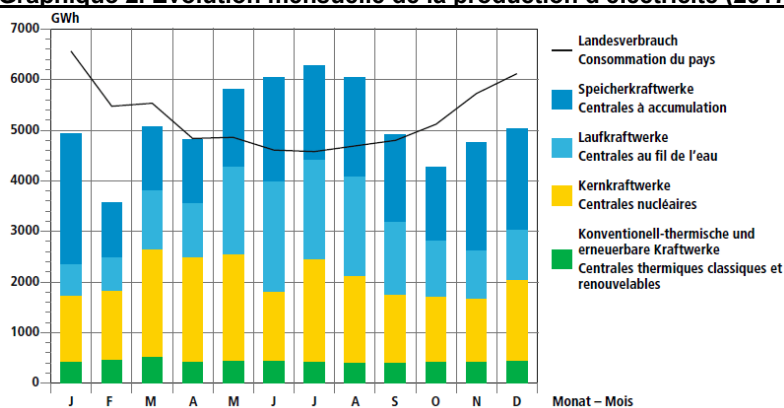
Graphique 1. Evolution de la production suisse d'électricité (GWh)



Source : Office fédéral de la statistique (OFS), 2017

Les centrales hydrauliques représentent près des trois quarts de la puissance installée totale en Suisse (20,8 GW), les centrales nucléaires 16% et les centrales thermiques et les énergies renouvelables hors hydraulique 13%. La composition du parc électrique suisse se traduit par une forte variabilité saisonnière de la production nationale d'électricité.

Graphique 2. Evolution mensuelle de la production d'électricité (2017)



Source : Office fédéral de l'énergie (OFEN), 2017

B – La production électrique suisse ne suffit pas à couvrir la consommation du pays en hiver

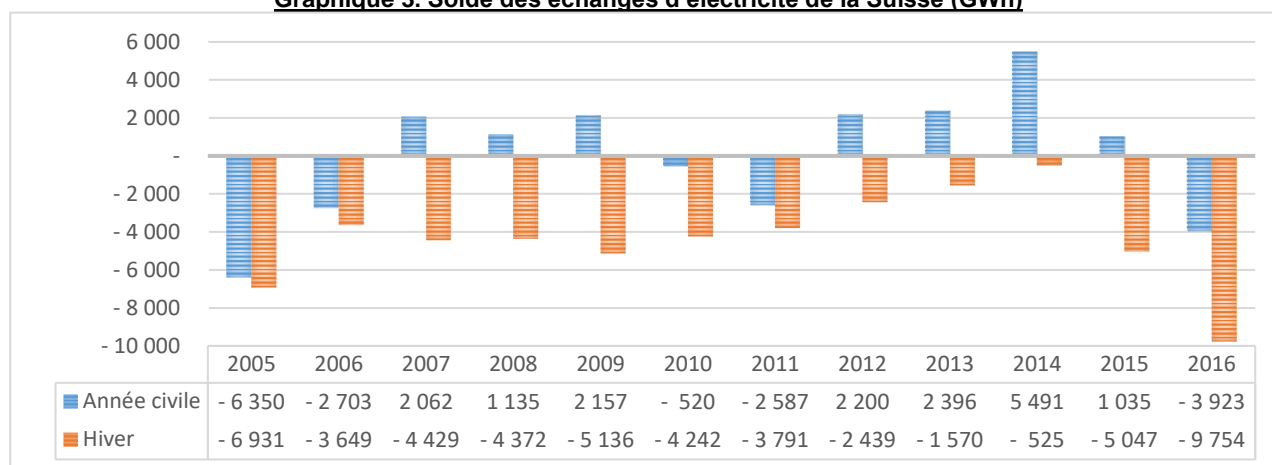
La consommation finale d'électricité – 58,5 TWh en 2017 – provient essentiellement des ménages (32,9%), de l'industrie (30,6%) et des services (26,8%). De manière générale, la Suisse exporte de l'électricité en été et en importe en hiver, avec un solde annuel très variable mais déficitaire depuis 2016. En effet, en hiver, la consommation augmente et la production est plus faible, du fait de la réduction de l'activité des centrales au fil de l'eau.

En 2017, la Suisse a exporté 30,9 TWh d'électricité, l'Italie représentant son principal client (66,8% des exportations), devant la France (22,2%) et l'Allemagne (10,2%). La Suisse importé 36,4 TWh en 2017, essentiellement depuis la France (47,1%), l'Allemagne (32%) et l'Autriche (16,2%). Une partie de ces importations est assurée par des contrats de long terme avec EDF¹.

¹ CNP, consortium réunissant les trois principaux groupes énergétiques suisses (Alpiq, Axpo et BKW), dispose d'un droit de tirage sur la centrale de Cattenom (21,8% de la production de deux des quatre réacteurs) et a mis fin en 2017 au contrat prévoyant un droit de tirage sur celle de Fessenheim (15% de la production, soit environ 1,7 TWh). AKEB dispose de droits de tirage (de l'ordre de 3,6 TWh) sur les centrales de Cattenom et Bugey.



Graphique 3. Solde des échanges d'électricité de la Suisse (GWh)



Source : OFS, 2017

C – La sortie du nucléaire constitue un défi pour l’approvisionnement électrique du pays

La Stratégie énergétique 2050, adoptée en 2017, interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires. Les centrales existantes peuvent être exploitées tant que leur sécurité est garantie. Le droit suisse ne posant pas de durée d'exploitation, le calendrier de sortie du nucléaire n'est pas fixé², sauf pour la centrale de Mühleberg (d'une puissance de près de 0,4 GW, elle assure environ 5% de la production nationale), qui sera mise hors service fin 2019.

La Suisse devra donc remplacer à terme environ un tiers de sa production, alors que le potentiel hydraulique, fortement exploité, a un rendement saisonnier variable et que la faible rentabilité dans le secteur pèse sur les investissements. Selon les études du Conseil fédéral, aucun problème important de sécurité de l'approvisionnement ne devrait survenir au moins jusqu'en 2035, mais les importations d'électricité devraient augmenter.

D – La Suisse encourage le développement des énergies renouvelables

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelable hors hydraulique a connu un important développement sur la période récente (multiplication par un facteur 8 entre 2007 et 2017), essentiellement grâce à l'essor du solaire. En 2017, la production d'électricité issue d'énergies renouvelables hors hydraulique représentait 3,7 TWh. L'essentiel de la production était fourni par les installations photovoltaïques (46,1%), la valorisation des déchets et les centrales d'épuration (38,1%) et les installations de biomasse (12,2%). Les installations éoliennes, dont le potentiel est limité en Suisse (en raison de la topographie montagneuse, de la faiblesse des vents et d'oppositions locales), ne représentaient que 3,6% de la production.

La Stratégie énergétique 2050 prévoit plusieurs mesures afin de maintenir la sécurité de l'approvisionnement, dont le remplacement de la production nucléaire par la production issue d'énergies renouvelables (hors hydraulique) à l'horizon 2050, soit une multiplication de la production par 6,5 par rapport au niveau de 2017, pour atteindre 24,2 TWh. Cette évolution renforcera toutefois la volatilité de la production globale d'électricité suisse.

II – Le marché suisse de l'électricité est partiellement libéralisé depuis 2009

A – La génération d'électricité se fait sur une base concurrentielle, avec 3 acteurs majeurs

Historiquement, la production comme la distribution d'électricité étaient organisées à l'échelle locale et un grand nombre de producteurs d'électricité demeurent actifs en Suisse. Ils sont de taille très variable : les trois principaux, Axpo, Alpiq et BKW, représentent à eux seuls environ 75% de la production nationale et possèdent la plupart des centrales nucléaires et des plus grandes centrales hydrauliques du pays.

Le marché de la production suisse est entièrement libéralisé. Les producteurs d'électricité vendent l'électricité produite directement à des clients finaux, à des distributeurs ou sur le marché de gros. La mise en place d'installations de production

² L'inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) contrôle tous les 10 ans les conditions d'exploitation des centrales nucléaires. L'IFSN avait estimé en 2014 que les centrales suisses pourraient d'un point de vue technique être exploitées 60 ans (soit une mise hors service entre 2029 et 2044).



d'électricité nécessite une procédure d'annonce ou d'approbation. L'exploitation de la force hydraulique requiert une concession, octroyée par les cantons et les communes pour une durée maximale de 80 ans, avec un droit de retour en fin de contrat. En contrepartie, les exploitants versent une redevance hydraulique, fixée par les cantons dans la limite du plafond légal (110 CHF/kW théorique).

B – Le transport fait l'objet d'un monopole public

Swissgrid, entreprise à capitaux majoritairement publics, exerce le monopole pour l'exploitation, la maintenance, l'extension du réseau de transport national, dont la propriété lui a été transférée en 2013 par les distributeurs (indemnisés en partie par des actions de Swissgrid). La loi requiert une séparation avec le reste du secteur de l'électricité et une exploitation non-discriminatoire du réseau.

Swissgrid est en charge de l'équilibre entre l'injection et le soutirage d'énergie. Elle fixe les capacités de transport transfrontalier en coordination avec ses homologues des pays voisins et peut prendre les mesures nécessaires si la stabilité du réseau est menacée. Swissgrid facture aux distributeurs directement raccordés au réseau de transport ses prestations de services (e.g. gestion des systèmes de mesure, compensation des pertes de transport) ainsi qu'un tarif d'utilisation du réseau, qui vise à couvrir les coûts des investissements, de l'exploitation et de l'entretien du réseau (principe « cost plus »).

C – La gestion du réseau de distribution est fragmentée et seule une partie des consommateurs finaux peut choisir librement son fournisseur

i/Une multitude de distributeurs sont actifs en Suisse

630 entreprises gèrent une portion du réseau de distribution suisse. La taille des distributeurs varie selon les cantons. La grande majorité est active à l'échelle communale ; les distributeurs desservent en moyenne 1.500 consommateurs. Seule une dizaine d'entre eux possède plus de 100.000 clients ; ils fournissaient 40% de l'électricité en 2016. La tendance est cependant à la concentration du secteur (le nombre de distributeurs a diminué de moitié depuis les années 1990).

Les distributeurs fournissent de l'électricité à l'ensemble des consommateurs finaux situés dans leur zone de desserte, définie par le canton. Il s'agit en général du distributeur historique et les changements de distributeurs sont en général causés par la vente du réseau de distribution par les communes, qui ont souvent gardé la propriété des réseaux locaux et en confient l'exploitation à leurs plateformes de services ou à des tiers.

Pour des raisons historiques, une partie des entreprises sont intégrées et sont actives à la fois sur le segment de la production et de la distribution (30% des distributeurs exercent également des activités de production). De manière générale les distributeurs locaux peuvent recourir à trois sources d'approvisionnement selon leur choix : l'électricité qu'ils produisent eux-mêmes, celle contracté auprès d'un autre fournisseur (généralement de taille plus importante), soit sur le marché de gros (depuis 2009, cf infra).

ii/ La loi fédérale exige une séparation comptable des activités de distribution et encadre les coûts facturés aux consommateurs finaux

Afin de réguler le monopole naturel de distribution, qui peut être intégré verticalement, la loi requiert une séparation informationnelle et comptable des activités de distribution et une exploitation non discriminatoire du réseau vis-à-vis des fournisseurs d'électricité, l'accès au réseau (pour les gros consommateurs) ne pouvant leur être refusé que dans des cas limitativement énoncés par la loi.

Les distributeurs facturent aux consommateurs finaux de leur zone de desserte un tarif d'utilisation du réseau, correspondant aux coûts qu'ils supportent (« cost plus »). La législation fédérale pose les bases de calcul des coûts imputables (coûts d'exploitation et coût du capital). Les cantons doivent prendre des mesures pour réduire les différences éventuelles disproportionnées entre les tarifs des distributeurs.

iii/ Les gros consommateurs peuvent choisir leur fournisseur d'électricité

Depuis 2009, les gros consommateurs (> 100 MWh/an) - qui représentent la moitié de la consommation suisse - peuvent choisir librement leur fournisseur. Les deux tiers utilisent cette option, le tiers restant demeurant dans l'approvisionnement de base, régulé par la loi et assuré par le distributeur local. Les petits consommateurs relèvent obligatoirement de l'approvisionnement de base. Le tarif de l'énergie facturé par le distributeur pour l'approvisionnement de base doit être lié aux coûts de production et aux contrats d'achat à long terme du distributeur.

Cette libéralisation partielle crée une situation de monopole pour les distributeurs, qui fournissent l'approvisionnement obligatoire, et entraîne une distorsion entre les producteurs qui ont directement accès à des consommateurs finaux captifs et peuvent répercuter leurs coûts de production dans les tarifs de l'énergie et les autres. Notamment pour cette raison, le Conseil fédéral a mis en consultation fin 2018 un projet de libéralisation totale du marché.

D – Le secteur opère sous la supervision d'un régulateur indépendant

L'autorité de régulation indépendante, la Commission fédérale de l'électricité (Elcom), mise en place en 2007, contrôle les tarifs facturés par Swissgrid, par les distributeurs (tarifs d'utilisation de leur réseau) et par les producteurs (pour les clients captifs, prix



de l'énergie)³ et peut à ce titre soit interdire un renchérissement injustifié soit décider rétroactivement d'une réduction. Elcom surveille également la sécurité de l'approvisionnement et joue un rôle de médiatrice en cas de litige concernant le libre accès au réseau.

E – L'actionnariat public, majoritaire dans le secteur, s'est renforcé sur la période récente

Les pouvoirs publics locaux détiennent près de 89% du capital des entreprises du secteur (contre 72% en 2000), l'économie privée 8 % et les investisseurs étrangers 3%⁴. Le secteur représentait 1,1 Md CHF de recettes pour les cantons et communes en 2016.

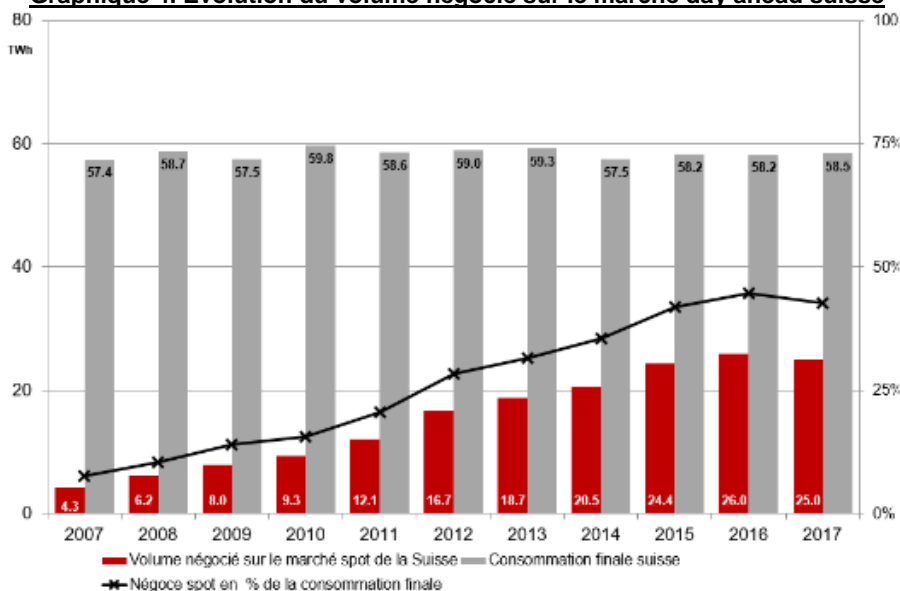
Les structures de propriété des entreprises du secteur sont fortement imbriquées. Le secteur se caractérise par une multitude de participations entre entreprises actives sur différents segments du marché (Axpo et Alpiq sont ainsi en partie détenues par plusieurs distributeurs d'électricité suisses).

III – Les prix sur le marché de gros sont corrélés avec les prix du marché européen

A – Les échanges sur le marché de gros se répartissent sur trois segments de marché

- Marché à terme: Depuis 2015, certains produits destinés à couvrir la charge de base pour le marché suisse sont cotés à la bourse EEX (European Energy Exchange). Le marché demeure cependant peu liquide en comparaison des pays voisins (surtout pour des maturités supérieures à 3 ans).
- Marché pour le jour suivant: mis en place fin 2006, il s'est fortement développé et représentait 47% de la consommation suisse en 2017. La vente s'effectue en principe sur le marché spot de l'European Power Exchange (EPEX), qui gère également les marchés de la France, de l'Allemagne, du Luxembourg et de l'Autriche. EPEX possède un bureau à Berne depuis 2014. Le négoce d'électricité peut également passer par le biais de contrats de gré à gré, négociés en dehors de la bourse.

Graphique 4. Evolution du volume négocié sur le marché day ahead suisse



Source : Conseil fédéral

- Marché pour le jour même (« intra day », jusqu'à 30 minutes avant la livraison): les opérations ont lieu sur le marché géré par l'EPEX, mis en place en 2013. La Suisse n'étant pas partie au mécanisme de couplage des marchés (cf. infra), les activités sur le marché intraday suisse sont très limitées (contraintes liées à la mobilisation de capacité) et se concentrent sur des opérations de compensation (règlement financier et livraison physique) de transactions de gré à gré.

³ Sa capacité à agir est cependant limitée par l'existence de 8.000 tarifs de l'électricité différents en Suisse.

⁴ Cette part devrait diminuer, EDF ayant annoncé son intention de vendre sa participation au capital d'Alpiq (25%), qui devrait être reprise par deux actionnaires suisses d'Alpiq.



Le marché suisse de l'électricité – mars 2019 © DG Trésor

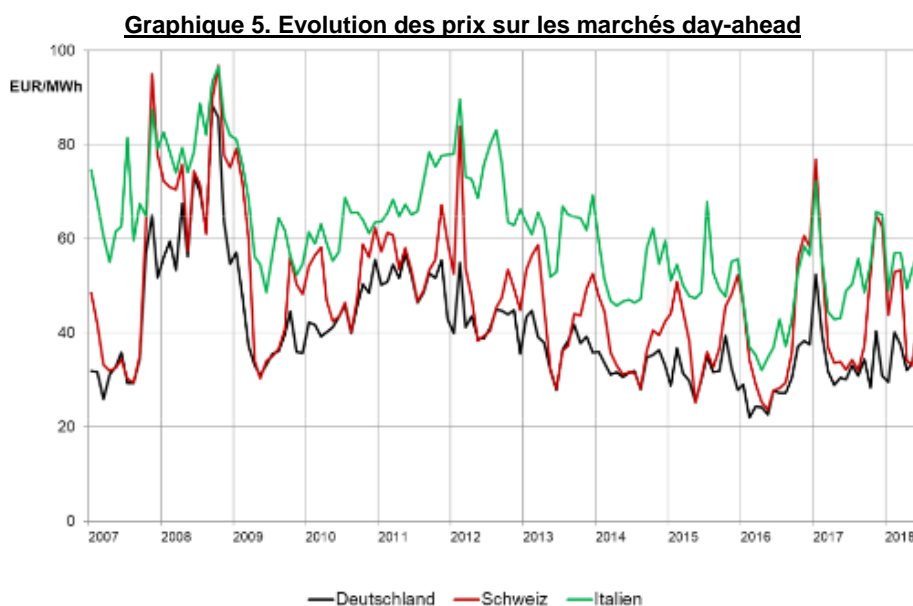
Seul un nombre limité d'entreprises électriques a directement accès au marché de gros, les autres ayant recours à des intermédiaires spécialisés ou aux services de grandes entreprises électriques. La plupart des distributeurs continue de s'approvisionner sur la base de contrats conclus avec un seul fournisseur (contrats dit « complets »). Des formes de contrat plus souples (permettant un approvisionnement à plusieurs moments et auprès de plusieurs fournisseurs) se développent néanmoins, en majorité chez les distributeurs de grande taille.

B – Les acteurs du marché sont regroupés au sein de groupes-bilans

Les groupes-bilans sont des regroupements d'acteurs qui servent d'unité de décompte des points d'injection et de prélèvement d'électricité afin de garantir la stabilité du réseau. Tout point d'injection ou de soutirage est attribué à un groupe-bilan. L'ensemble des acteurs du marché de l'électricité (producteur, négociant, distributeur et consommateur final) effectuent leurs transactions d'énergie au sein d'un groupe-bilan. Ce dernier s'engage auprès de Swissgrid à ce que la somme des injections corresponde à la somme des soutirages. En cas de bilan déséquilibré, Swissgrid compense l'écart grâce à l'énergie de réglage et facture les coûts afférents au groupe-bilan. Les grandes entreprises électriques suisses possèdent leur propre groupe-bilan. 110 groupes-bilans sont actifs en Suisse, dont 19 avec un accès direct à des consommateurs finaux (les autres se concentrant sur des activités de négoce).

C – Les prix sur le marché de gros sont fortement influencés par les prix européens

Les prix de gros de l'électricité sur le marché suisse sont de manière générale proches de ceux des pays voisins. Les prix sur le marché pour le jour suivant sont en moyenne plus élevés qu'en Allemagne mais inférieurs aux prix italiens. En été, les prix du marché suisse sont très proches de ceux du marché allemand tandis qu'en hiver, une sollicitation plus importante de la capacité de transport crée des congestions, qui entraînent des écarts de prix.



Source : EPEX-SPOT

D – Les prix de l'électricité facturés aux consommateurs finaux se situent dans la moyenne européenne mais sont très variables

Les tarifs pour les consommateurs finaux se situent dans la moyenne des pays voisins. Cependant, en raison de la fragmentation du marché, les tarifs de l'approvisionnement de base varient fortement (l'écart maximal est de 47% pour les ménages). L'organisation du marché conduit également à d'importants coûts de réseau, tandis que les taxes et redevances représentent une faible part du tarif en comparaison internationale.



IV – La rentabilité limitée côté génération électrique semble être un facteur limitant pour les futurs investissements

A – La baisse des prix de gros a affecté les trois grands producteurs

Dans l'ensemble, le secteur se trouve dans une situation économique tendue, notamment du fait de la baisse des prix de gros⁵. Le Conseil fédéral estime cependant qu'il n'est pas confronté à des difficultés financières majeures : le résultat net de la plupart des entreprises est demeuré positif au cours des dernières années, même s'il a eu tendance à reculer (sauf pour les petites entreprises). La remontée des prix de gros de l'électricité depuis 2016 a permis de diminuer la pression sur les entreprises. Par ailleurs, la prépondérance des contrats d'approvisionnement complets permet également aux producteurs de vendre leur électricité à des prix supérieurs à ceux du marché. En revanche, Axpo et Alpiq, qui ne comptent pas de clients captifs, rencontrent d'importantes difficultés financières, leur chiffre d'affaires cumulé ayant presque diminué de moitié entre 2011 et 2016⁶. BKW peut pour sa part compenser de moindres recettes de vente d'électricité par ses recettes de distribution (position dominante dans le canton de Berne notamment).

B – L'investissement dans l'hydraulique est contraint par des coûts de production importants

Le Conseil fédéral considère que le secteur hydraulique, s'il se trouve dans une situation tendue, peut néanmoins dégager des bénéfices. Toutefois, selon Elcom, seule environ la moitié de l'électricité hydraulique vendue dans l'approvisionnement de base l'est à des prix qui couvrent les coûts de production.

La redevance hydraulique constitue ainsi une charge importante pour les exploitants (environ 20% du coût de revient). Elle représente une source de revenus non négligeable pour les communes et cantons concernés (environ 550 MCHF/an), qui font pression sur le Conseil fédéral et le Parlement la maintenir à son niveau actuel⁷.

C – Afin de stimuler les investissements dans les énergies renouvelables, la Suisse a mis en place des mesures temporaires de cofinancement

Ces dispositifs, qui visent à compenser en partie les coûts de production élevés de l'électricité à partir de sources renouvelables, sont financés par un supplément prélevé auprès des consommateurs (2,3 ct CHF/kWh). Les entreprises peuvent en bénéficier dans la limite des plafonds. La loi prévoit entre autres des mesures visant à compenser pendant 15 ans une partie de l'écart entre le coût de revient et le coût de vente et des primes à l'investissement.

V – La Suisse n'est que partiellement connectée au marché européen de l'électricité, essentiel pour son approvisionnement en électricité

A – La Suisse est un centre de transit important au cœur du réseau électrique européen

La situation centrale de la Suisse, avec ses 41 points de connexion frontaliers, en fait un maillon important du réseau électrique européen. La Suisse est le 3^e pays de transit d'électricité en Europe, derrière l'Allemagne et la France. L'hydraulique suisse peut par ailleurs jouer un rôle de stabilisation du réseau européen, en proposant une ressource énergétique dotée d'une capacité de réaction rapide, permettant d'assurer la stabilité du réseau et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables. La connexion au réseau européen contribue en retour à la sécurité de l'approvisionnement suisse, du fait sa dépendance aux importations en période hivernale, qui pourrait se renforcer avec la sortie du nucléaire.

Aujourd'hui, une fluidité plus importante des échanges d'électricité est contrainte par les capacités de transport (de ce fait, l'égalisation des prix sur le marché de gros est imparfaite).

⁵ Les prix de gros sur le marché européen étaient environ deux fois moins élevés en 2016 qu'en 2008. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution : une consommation plus faible en raison de la crise, l'amélioration de l'efficacité énergétique, le prix bas des combustibles fossiles et du CO₂ ainsi qu'un excédent d'offre en Europe. Les prix ont à nouveau augmenté par la suite (hausse de 40% par rapport à 2016) en raison de la conjoncture économique plus favorable, de l'augmentation des prix du CO₂ et du démantèlement de certaines installations de production d'électricité en Europe.

⁶ Alpiq a tenté en 2016 de se séparer de 49% de ses participations dans des centrales hydrauliques suisses.

⁷ Le montant actuel est maintenu jusqu'en 2024. Le Conseil fédéral a proposé d'indexer à partir de 2024 une partie de la redevance sur les prix du marché, sans que cette proposition n'ait encore été concrétisée.

**B – En l'absence d'accord avec l'UE, la Suisse est exclue des mécanismes de couplage des marchés de l'électricité**

Le couplage des marchés, qui rassemble les marchés des capacités de transport et de vente de l'énergie, permet une meilleure utilisation des capacités de transport et un renforcement de la sécurité de l'approvisionnement. Au sein de l'Union européenne, le couplage des marchés day ahead, amorcé dès 2006, couvre désormais une zone représentant 85% de la consommation européenne d'électricité. Un mécanisme de couplage des marchés intraday a été mis en place en juin 2018 dans 14 pays européens.

Le droit européen⁸ pose deux conditions à l'accès de la Suisse à ces mécanismes de couplage :

- la conformité du droit suisse aux « principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité » ;
- la signature d'un accord sur la coopération dans le domaine de l'électricité. Les négociations pour un accord entre la Suisse et l'UE sur la collaboration sur le marché de l'électricité, lancées en 2007, sont suspendues dans l'attente de la conclusion de l'accord cadre institutionnel.

L'introduction du couplage des marchés électriques en Europe a augmenté les capacités de transaction entre les pays couverts par le mécanisme de couplage. Une partie de ces échanges (e.g. entre la France et certains pays du reste de l'Europe) transite cependant physiquement par la Suisse. Cette situation peut entraîner des flux non planifiés, causant un engorgement du réseau suisse qui oblige Swissgrid à intervenir par des actions de *redispatching*. Ces actions, qui ont significativement augmenté au cours des dernières années (de 26 en 2013 à 360 en 2018), entraînent des coûts supplémentaires. Par ailleurs, elles mobilisent les réserves en eau des centrales hydrauliques, affaiblissant la sécurité de l'approvisionnement du pays. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie estimait les pertes de bien-être du fait de transactions non optimales aux frontières suisses à 80 MEUR en 2016.⁹

⁸ Règlement UE 2015/1222.

⁹ Swissgrid a récemment exprimé l'inquiétude que la Suisse ne puisse plus participer à certains mécanismes européens de coopération pour l'énergie de réglage, utilisée pour stabiliser le réseau électrique.



Annexe 1 – Les énergies renouvelables en Suisse

1. La Stratégie 2050 prévoit un important développement des énergies renouvelables

Tableau 2. Objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et production en 2017

	Situation en 2017	Objectif 2020	Objectif 2035	Objectif 2050 ¹⁰
Production d'électricité des centrales hydrauliques	36,6 TWh		37,4 TWh	38,6 TWh
Production d'électricité issue d'autres sources d'énergie renouvelables	3,7 TWh	4,4 TWh	11,4 TWh	24,2 TWh

Source : OFEN, 2017

2. Le développement des énergies renouvelable devrait reposer essentiellement sur le solaire

Tableau 3. Potentiel de développement des énergies renouvelables en Suisse (TWh)

Technologie	Production en 2015/2016	Potentiel en 2035	Potentiel en 2050
Eolien	0.1	0.7 – 1.7	1.4 – 4.3
Photovoltaïque	1.1.	5.5 – 16	11 – 19
Installations de chaleur-force au bois	0.1	0.1 – 0.6	0.1 – 1.1
Installations de biogaz agricoles	0.1	0.1 – 0.7	0.1 – 1.3
Géothermie profonde	Non existant	Disponibilité à grande échelle peu probable	Objectif de 4.5

Source : Conseil fédéral (2017)

3. Plusieurs dispositifs de soutien accompagnent le développement des énergies renouvelables

- Prime de marché pour compenser une partie de la différence (jusqu'à 1 ct/kWh) entre le prix de vente et le coût de revient des grandes installations hydrauliques (>10 MW), jusqu'en 2022;
- Rétribution de l'injection pour les installations hydrauliques (puissance comprise entre 1 et 10 MW), solaires (< 30 kW), éoliennes, géothermiques ou de biomasse. La prime correspond à la différence entre les coûts de revient et un prix de marché de référence. La durée de rétribution est de 15 ans. Les entreprises peuvent faire une demande jusqu'en 2022;
- Contributions à l'investissement jusqu'en 2030 pour les installations hydrauliques (jusqu'à 60% des coûts, et 40% pour les installations d'une puissance supérieure à 10 MW), photovoltaïques (jusqu'à 30%) et de biomasse (jusqu'à 20%) ;
- La possibilité pour les distributeurs de prendre en compte, jusqu'en 2022, le coût de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables produite en Suisse dans leurs tarifs d'approvisionnement de base ;
- Le projet de révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, soumis à consultation fin 2018, prévoit que l'approvisionnement de base des clients finaux qui ne feront pas usage de leur liberté de choisir leur fournisseur sera exclusivement composé d'électricité produite en Suisse dont une partie à partir d'énergies renouvelables.

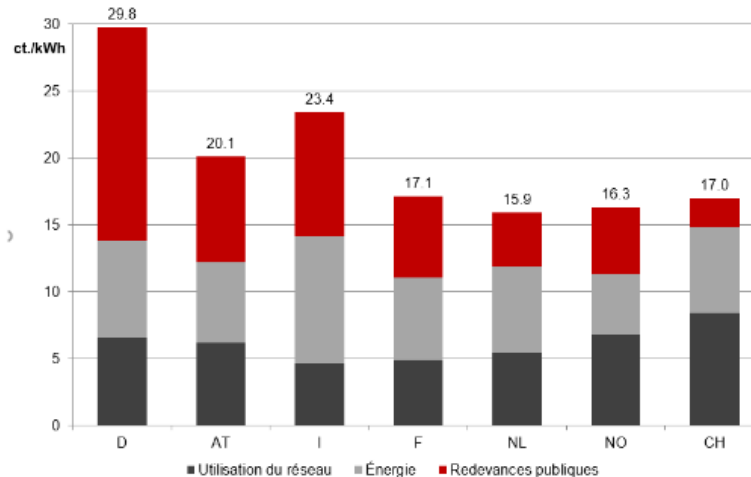
¹⁰ Les objectifs pour 2050, qui figuraient dans le message du Conseil fédéral, ne sont pas inscrits dans la loi.



Annexe 2 – Les prix de l'électricité en Suisse pour les consommateurs se situent dans la moyenne des pays limitrophes, avec d'importants coûts de réseau et de faibles taxes

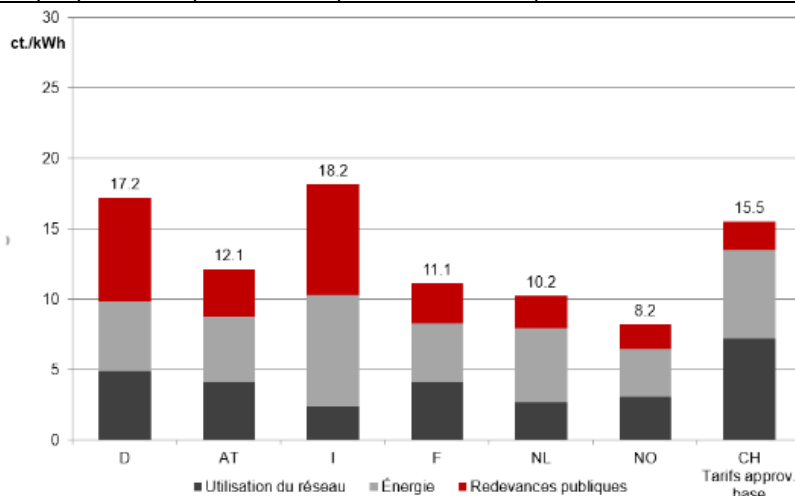
1. Les tarifs facturés aux consommateurs finaux suisses se situent dans la moyenne des prix des pays voisins

Graphique 6. Comparaison des prix de l'électricité pour les ménages¹¹



Source : Conseil fédéral, 2018

Graphique 7. Comparaison des prix de l'électricité pour les clients industriels¹²



Source : Conseil fédéral, 2018

2. La structure des prix de l'électricité suisses se distingue par la part relativement faible des taxes et redevances et des coûts de réseau élevés

Les taxes et redevances (hors TVA) ne représentent que 17,6% du prix payé par le consommateur, contre 26,2% en moyenne dans l'UE. Elles ont cependant augmenté sur la période récente (le supplément réseau est passé de 0,45 ct/kWh en 2014 à 2,3 ct/kWh en 2018 et les redevances ont augmenté de 30% entre 2012 et 2017).

Les coûts d'utilisation du réseau sont relativement élevés en Suisse en comparaison internationale : ils représentent près de la moitié du prix de l'électricité. Cet écart s'explique notamment par la topographie du pays et le nombre important d'entreprises actives dans la distribution.

¹¹ Pour un ménage type, avec une consommation annuelle de 4.500 kWh.

¹² Moyenne pondérée pour une consommation comprise entre 30.000 et 500.000 kWh/an, cours de change CHF/EUR = 1,2.



Le marché suisse de l'électricité – mars 2019 © DG Trésor

Graphique 8. Composants le prix de l'électricité moyen pour les ménages suisses¹³ (hors TVA)



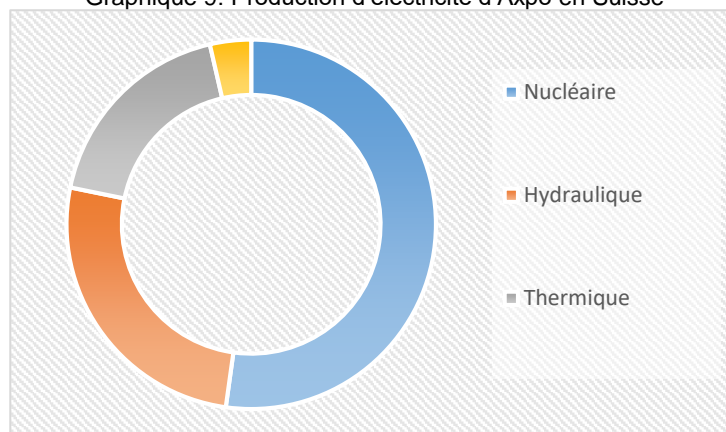
Source : Elcom (2018)

¹³ Pour un ménage type, avec une consommation annuelle de 4.500 kWh.



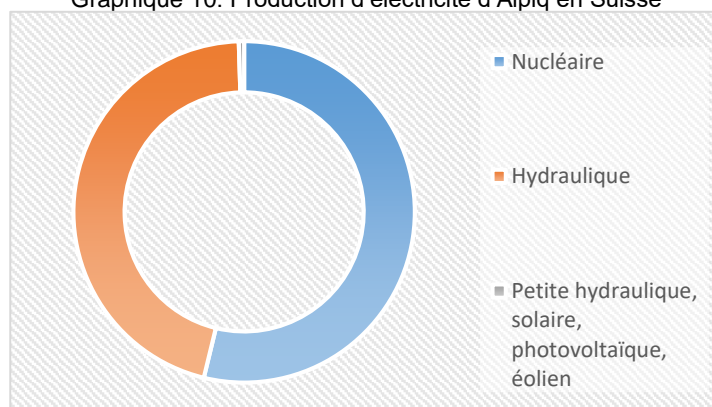
Annexe 3. Mix électrique des trois principaux producteurs d'électricité suisses

Graphique 9. Production d'électricité d'Axp0 en Suisse



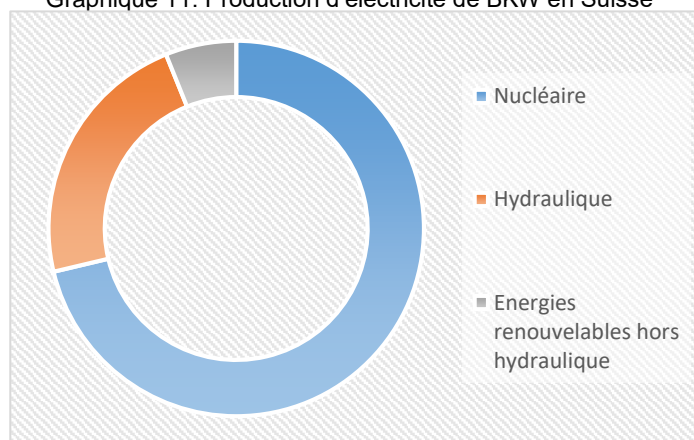
Source : Axpo, Rapport d'activité 2018

Graphique 10. Production d'électricité d'Alpiq en Suisse



Source : Alpiq, Rapport d'activité 2018¹⁴

Graphique 11. Production d'électricité de BKW en Suisse¹⁵



Source : BKW, Rapport d'activité 2018

¹⁴ La petite hydraulique regroupe les centrales dont la puissance est inférieure à 10 MW.

¹⁵ Près des trois quarts de la production de BKW en Suisse proviennent de la centrale de Mühleberg.



Copyright

Tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation expresse du Service Économique de Berne, adresser les demandes à berne@dgtresor.gouv.fr.

Clause de non-responsabilité

Le Service Économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.

Auteur : Service Economique Berne

Service Économique

Adresse : Schosshaldenstrasse 46, Bern 3007 Suisse

Rédigé par : Camille Saint-Genis

Revu par : Christian Gianella

Version du 15 mars 2019

Version originelle