

Formation des prix de l'électricité

Document de connaissances de base, état: mars 2020

1. Synthèse

Les prix de l'électricité se forment sur le marché libre, en fonction de l'offre et de la demande. Ils dépendent de la conjoncture générale, mais aussi des conditions météorologiques, du prix des énergies primaires, des capacités transfrontalières, de l'injection d'électricité éolienne ou photovoltaïque et d'une multitude d'autres facteurs. Sur la bourse de l'électricité, le prix est déterminé par les coûts marginaux de la dernière centrale encore utilisée pour couvrir la demande. En outre, dans la mesure où la Suisse exporte et importe une quantité relativement élevée d'électricité par rapport à sa consommation, les tarifs pratiqués dans les pays voisins jouent un rôle important pour les prix de gros. Pour les tarifs des clients finaux, le cours du change CHF/€ ainsi que les suppléments liés au risque induit par la modification des quantités d'énergie à fournir et par l'énergie d'ajustement, ceux relatifs à l'utilisation du réseau et aux services-système, les concessions aux communes et la promotion des énergies renouvelables doivent aussi être pris en compte.

2. Introduction

La formation des prix de l'électricité découle toujours de l'offre et de la demande observées sur les différents marchés. Le marché de l'électricité se distingue par les spécificités du produit proposé: étant donné que le courant ne peut être stocké, il faut que l'offre puisse à tout moment satisfaire la demande.

La capacité d'importation et d'exportation est elle aussi centrale dans la formation des prix dans un pays donné. Ainsi, la Suisse dispose de capacités de réseau vers l'étranger que l'on peut qualifier de significatives au regard de sa charge maximale et de sa puissance installée. Or, dans la mesure où la Suisse exporte et importe aussi plus de courant qu'elle n'en produit et n'en consomme elle-même, ce sont avant tout les prix pratiqués dans les pays voisins qui sont déterminants pour le marché helvétique de l'électricité. De fait, le prix du courant suisse dépend largement de celui en vigueur sur les marchés allemand, français et italien ainsi que du cours du change CHF/€. C'est pourquoi les centrales thermiques à combustibles fossiles situées à l'étranger influent également sur la formation des prix helvétiques.

La consommation d'électricité est aléatoire. Cette instabilité est due à des facteurs dits non techniques, tels que les tendances conjoncturelles, les conditions météorologiques, le prix des agents énergétiques primaires fossiles (combustibles) et la disponibilité d'énergies renouvelables. À l'inverse, les défaillances de centrales, les pannes d'équipement ou le manque de capacités de transmission sont considérés comme des facteurs techniques. Il est également possible de classer les différents facteurs selon qu'ils influent sur la demande (charge) ou sur les prix (production).

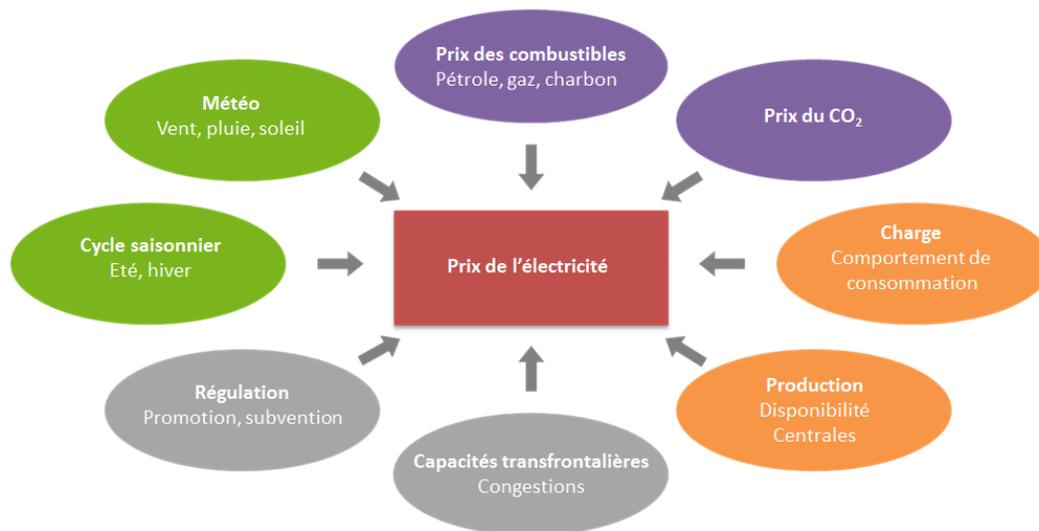


Illustration 1. Facteurs influant sur la formation des prix.

Facteurs influant sur la demande

- Rythme de vie de la population: courbes caractéristiques de la demande selon les heures et les jours (jour ouvrable, jour férié, samedi, dimanche, vacances, ponts)
- Météo: cycle des saisons (été/hiver), année chaude ou froide et taux de couverture nuageuse (quantité d'énergie consacrée à l'éclairage)
- Conjoncture: niveau de la consommation d'énergie de l'industrie
- Rythme des installations de production dans une entreprise industrielle: exploitation huit heures par jour ou en trois-huit, congés annuels, heures supplémentaires

Facteurs influant sur l'offre

- Météo: saisons, précipitations, température (centrales au fil de l'eau et refroidissement des centrales thermiques), réservoir de neige servant à alimenter les accumulateurs hydrauliques, ensoleillement et énergie éolienne disponible
- Prix des combustibles (houille, fioul lourd et domestique, gaz naturel, lignite dans les pays voisins, combustibles nucléaires)
- Disponibilité des centrales (entre autres: nouvelles constructions, désaffectations, révisions et défaillances de centrales et de lignes, capacités de couplage)
- Conception du marché (régulation) et stratégies des acteurs du marché, modification des conditions-cadre par la sphère politique (p. ex. subventionnement des énergies renouvelables)

En raison de la diversité de ces facteurs, les prix de l'électricité s'avèrent parfois très volatils et de ce fait, difficiles à prévoir. Il est donc nécessaire de proposer des prix garantis et de gérer le risque afin de déterminer comment, à l'aide de certains instruments commerciaux, on peut espérer les atteindre.

3. Données actuelles

3.1 La formation des prix sur les bourses de l'électricité

Sur le marché européen, l'électricité est négociée sur plusieurs bourses ou bilatéralement sur des plateformes broker. L'EPEX Spot propose une bourse pour la négociation *day ahead* et *intraday* pour l'Allemagne, l'Autriche, la France et la Suisse. Il existe également un marché *day after*, par exemple en Suisse ou en Allemagne où il est géré par des prestataires privés. C'est là qu'ont lieu des échanges rétroactifs d'écart d'équilibre de bilan permettant de réduire les coûts d'énergie d'ajustement.

Les centrales sont sollicitées par ordre croissant de leurs coûts marginaux (coûts variables), conformément à la logique de *merit order*. Elles sont mises en service en commençant par celles dotées des technologies dont les coûts variables sont les plus bas, jusqu'à ce que la demande soit satisfaite (Illustration 2a). Les investissements dans la centrale ne sont alors pas pris en compte. À la bourse de l'électricité, la dernière offre qui remporte le contrat détermine le prix de l'électricité (prix d'équilibre du marché ou *market clearing price*). Ce dernier est donc défini par la centrale affichant les coûts marginaux les plus élevés nécessaire pour couvrir la demande d'électricité. Les centrales dont les coûts marginaux sont inférieurs réalisent alors une marge sur les coûts variables.

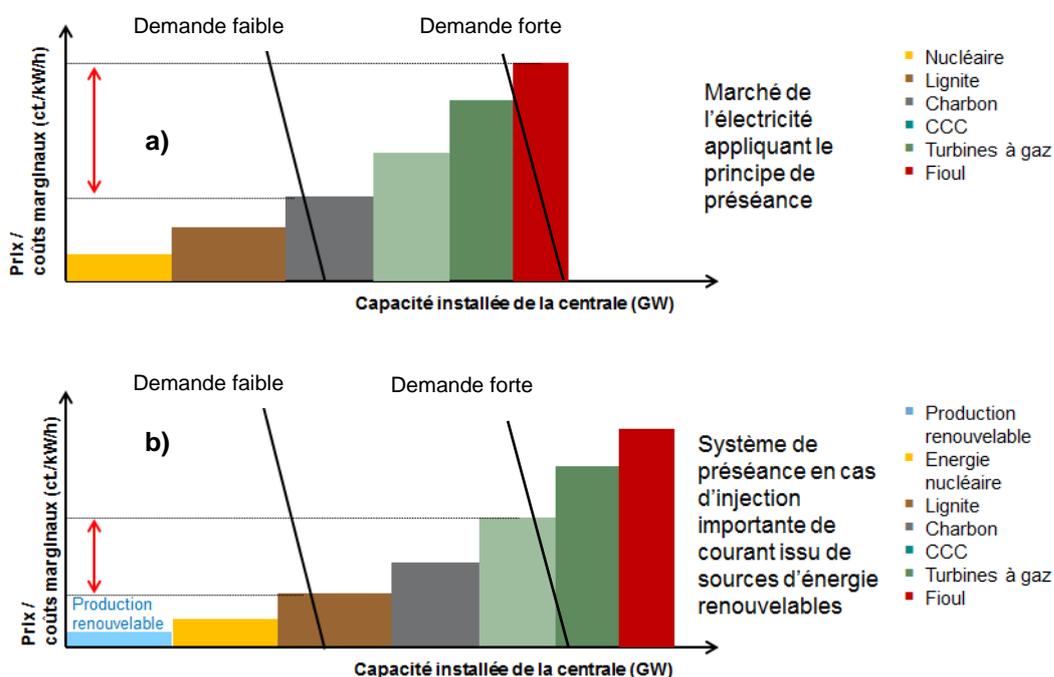


Illustration 2. a) *Merit order*: les centrales sont sollicitées par ordre croissant de leurs coûts marginaux. b) Effet *merit order*: les énergies renouvelables supplantent les centrales affichant les coûts marginaux les plus élevés. Parallèlement, le prix du marché baisse à demande constante.

Le *merit order* est important pour les modes de production renouvelables. Certains d'entre eux comme le photovoltaïque, l'hydraulique ou l'éolien n'utilisent pas de combustible et affichent donc des coûts marginaux faibles. L'**effet merit order** se produit lorsque des productions à coûts variables très bas supplantent des centrales à coûts marginaux plus élevés (Illustration 2b). Les centrales supplantées sont rarement utilisées

et disposent d'une durée de fonctionnement moindre pour réaliser leur marge sur coûts variables, ce qui rend leur utilisation plus onéreuse. Ce remplacement conduit toutefois à une baisse générale des prix. Pour toutes les centrales, la marge sur coûts variables diminue, ce qui influe notamment sur les types de centrale nécessitant des investissements élevés. Malgré des coûts variables réduits, la rentabilité de ces installations décroît, comme c'est le cas pour les centrales hydrauliques et en particulier pour les centrales à accumulation et de pompage-turbinage. Ces dernières sont toutefois essentielles à la sécurité de l'approvisionnement, car elles sont capables d'une part de produire du courant même lorsque l'ensoleillement ou le vent sont faibles, et d'autre part de stopper leur production très rapidement, voire de stocker du courant lorsque celui-ci est surabondant.

3.2 Stratégies de négoce *short/long* ou opération *back-to-back*

Une position (énergie commercialisée ou courant issu de la production propre) peut être gérée selon diverses stratégies:

Stratégie *short* en cas de baisse des prix du marché

Si l'on s'attend à une baisse des prix du marché, on peut vendre l'énergie dont on dispose (à la bourse ou aux clients, aux prix actuels du marché). Ce choix est motivé par l'espoir de se réapprovisionner plus tard à un tarif plus intéressant. Cette vente anticipée est susceptible d'inverser la tendance en entraînant une hausse des prix, mais il est possible de limiter ce risque en fixant des valeurs-seuils.

Stratégie *long* en cas de hausse des prix du marché

On achète à l'avance une quantité limitée d'énergie que l'on revend plus tard avec profit sur le marché ou aux clients finaux. Certes, en cas d'inversion de la tendance (si les prix commencent à baisser), on risque de devoir revendre l'énergie au prix où on l'a achetée – donc à perte. Mais là encore, il est possible de réduire ce risque en fixant certaines limites.

Opération *back-to-back*

Dans ce cas de figure, il s'agit d'acheter sur le marché le volume donné d'énergie et de le vendre simultanément au client. Ce faisant, la position ouverte et le risque qui en découle sont réduits au minimum.

3.3 Flux d'énergie et marchés: l'influence des pays voisins

Par rapport à sa consommation et à sa production, la Suisse exporte et importe une quantité relativement élevée d'électricité, ce qui a un impact non négligeable sur la formation des prix. Mais pour pouvoir transporter l'énergie d'un pays à l'autre, il faut être autorisé à faire transiter le courant d'un réseau à l'autre. Les différences de prix entre pays frontaliers mettent en lumière des congestions à cette frontière. C'est pour les éviter autant que possible, voire les supprimer complètement, que les gains générés par les enchères frontalières sont réinvestis dans l'extension des capacités transfrontalières. Les projets d'infrastructure dépendent cependant de processus complexes qui freinent le développement de ce type d'installation.

Actuellement, pour importer de l'énergie en Suisse, il est nécessaire d'augmenter la capacité de transport et d'acheter l'énergie sur différents marchés, à différents moments. Dans le cadre de l'intégration des marchés européens, on a introduit le couplage des marchés ou *market coupling*. Ce processus propose une fourniture et un transport conjugués de l'énergie, permettant ainsi une exploitation optimale des capacités transfrontalières et un lissage des écarts de prix. Pour la Suisse, le couplage des marchés est préparé. Il est toutefois gelé, de même que les négociations bilatérales entre la Suisse et l'UE.

3.4 Calcul des suppléments

En plus du prix du marché, un certain nombre de suppléments entrent dans le calcul du prix de l'électricité pour les clients finaux. Ces suppléments résultent notamment du risque lié à l'énergie d'ajustement et aux modifications de quantités à fournir, mais il peut aussi s'agir de redevances versées au gestionnaire du réseau de transport au titre des services-système (SDL), des coûts du réseau et le coût des concessions, ainsi que des redevances liées à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), visant à promouvoir le recours aux énergies renouvelables.

3.4.1 Énergie d'ajustement

L'énergie d'ajustement désigne l'écart entre la consommation/la production réelle d'énergie électrique d'un groupe-bilan et la consommation/la production pronostiquée. Elle est facturée par Swissgrid au groupe-bilan. Swissgrid acquiert pour cela de la puissance de réglage sur le marché des services-système.

Les groupes-bilan comprennent un nombre indéterminé de points de soutirage («consommateurs») et d'injection («producteurs»). Dans chaque groupe-bilan, le responsable établit un pronostic préalable de la consommation des différents sites de prélèvement. Il est impératif que la prévision de consommation soit couverte au mieux par les injections (production et/ou achat d'électricité).

Lorsqu'elles ne peuvent pas être anticipées, les fluctuations de la consommation, voire de la production au sein du groupe-bilan sont équilibrées par le gestionnaire du réseau de transport (Swissgrid) qui fait appel à de la puissance de réglage positive ou négative. Cependant, dans la mesure où il existe de nombreux groupes-bilan et que des écarts positifs et négatifs surviennent en même temps, ces derniers se cumulent ou se compensent partiellement. Les écarts soldés pour l'ensemble de la zone de réglage suisse doivent être compensés par la puissance de réglage de Swissgrid.

3.4.2 Suppléments résultant du risque lié aux changements de quantités à fournir et du risque de change

Pour établir les offres de fourniture d'énergie, on se base le plus souvent sur l'historique des données de la courbe de charge. Cette série chronologique de valeurs de référence permet de déterminer le futur profil de charge. Elle est évaluée à l'aide de la PFC (*Price Forward Curve*¹) pour une période d'une à trois années. C'est ainsi que l'on calcule le prix facturé pour la fourniture.

Toutefois, ce prix n'est rentable que si la consommation correspond exactement à la série chronologique pronostiquée. Les écarts peuvent en effet entraîner des frais supplémentaires. Ainsi, si la quantité à fournir change en raison du rythme d'exploitation soutenu d'une entreprise industrielle, ou du fait de températures plus froides (pompes à chaleur) ou plus chaudes (climatiseurs) que prévu, il est possible d'acheter ou de vendre l'énergie manquante ou excédentaire sur le marché spot ou selon des termes hebdomadaires. Cependant, on ignore si les prix qui en résulteront seront supérieurs ou inférieurs au prix initialement calculé.

L'offre proposée comprend les suppléments liés au risque en cas de modification des quantités à fournir. En effet, il est possible que durant un mois d'hiver, la consommation d'électricité d'une commune augmente de

¹ Les PFC sont utilisées pour fournir un pronostic des prix de l'énergie. Les PFC indiquant le tarif horaire sont désignées par l'acronyme «HPFC» («hourly PFC»). Les HPFC sont établies à partir de l'historique des données de prix, ainsi que sur la base des informations disponibles relatives à la période concernée.

20% pour quelques jours ou quelques semaines, du fait de températures très basses. Au même moment, d'autres territoires et régions auront eux aussi besoin d'électricité, ce qui peut provoquer une brusque hausse des prix sur le marché spot. Lors d'un mois de consommation normale (15 GWh) comptant deux semaines de grand froid, on arrive ainsi à un surplus de consommation de 1,5 GWh. Le consommateur obtient l'énergie au tarif convenu, mais le fournisseur doit rapidement se procurer sur le marché le surplus d'énergie à un prix plus élevé, ce qui entraîne des frais supplémentaires de CHF 50/MWh*1500 MWh = CHF 75 000,00 (par exemple). En rapportant ce chiffre à une année de consommation à, disons, 150 GWh, on obtient un supplément de CHF 0,5/MWh. Ce dernier peut être sensiblement supérieur à celui facturé pour l'énergie d'ajustement. L'exemple vaut également pour des consommations moins importantes, dans le cas où la situation oblige finalement à revendre l'énergie sur le marché à un prix inférieur au prix d'achat.

Si les produits de marché à terme ne sont pas achetés dans la devise du pays, on facture en sus le risque de change lié aux transactions en question. En cas de brusques variations des cours (comme celle de 20% qui a affecté la parité EUR/CHF en 2012 ou en 2015), les coûts ou les bénéfices peuvent atteindre un niveau très élevé. Le risque de change est lui aussi intégré au calcul du prix de l'électricité. Pour la fourniture contractuelle (reprise obligatoire) de l'énergie issue de centrales – en particulier renouvelables –, il faut également prendre en compte les éventuelles variations de volume (les ressources en eau, le vent ou l'ensoleillement seront peut-être moins importants que prévu ou au contraire la production pourrait être plus importante que prévu).

3.4.3 Services-système (SDL)

Les services-système regroupent les prestations proposées par les gestionnaires de réseau de transport afin de garantir le bon fonctionnement du réseau. Le plus important est l'énergie (ou puissance) de réglage. Celle-ci vise à amortir les écarts de production ou de charge survenant dans le réseau afin de maintenir la fréquence et la tension du réseau et d'éviter les coupures de courant. La société nationale d'exploitation du réseau, qui assure ce service ainsi que d'autres SDL, perçoit une rémunération qui entre dans le calcul du prix de l'électricité. Avec les services système, les installations de production à fortes fluctuations des producteurs d'énergie renouvelable doivent aussi être compensées.

3.4.4 RPC

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) est un outil destiné à promouvoir la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Les producteurs de courant issu de l'énergie éolienne, de petites centrales hydrauliques, de la biomasse, du photovoltaïque ou de la géothermie bénéficient d'une rétribution garantie pour le courant qu'ils injectent dans le réseau, rétribution supportée par les consommateurs sous forme d'un supplément au prix de l'électricité. Le supplément RPC a été relevé petit à petit ces dernières années et s'élève à 2,3 ct./kWh depuis l'entrée en vigueur de la Stratégie énergétique 2050 (Loi sur l'énergie) au 1^{er} janvier 2018.

3.4.5 Certificats

Le prix de base de l'énergie se fonde sur l'électricité sans garantie d'origine. En règle générale, l'EAE propose une sélection de certificats énergétiques. Le prix pour ces certificats est formé au moyen du mécanisme du marché offre/demande. Les autres certificats concernent le courant photovoltaïque, le courant éolien, le courant hydraulique et le courant bio (gaz ou biomasse). Les installations qui reçoivent une indemnisation RPC ne peuvent pas participer au commerce des certificats.

3.4.6 Coûts du réseau

Les coûts du réseau sont calculés à partir de différents éléments. Selon les évaluations de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), il s'agit en particulier, pour les réseaux de distribution, des coûts de capitaux (36%), des coûts d'exploitation et d'administration (36%), ainsi que des redevances et prestations (26%). Ceux du réseau de transport et des niveaux de réseau inférieurs sont imputés directement au consommateur final selon le principe de causalité, conformément aux directives de la LApEI.

Les coûts du réseau facturés aux clients sont déterminés principalement sur la consommation et sur la puissance maximale utilisée.

Un consommateur qui sollicite très régulièrement son raccordement au réseau jusqu'à la limite de charge obtient les coûts d'utilisation du réseau les plus intéressants.

3.4.7 Redevances de concession

Les redevances de concession sont une forme d'indemnisation versée aux communes qui accordent à une entreprise d'approvisionnement en électricité le droit de fournir du courant sur leur territoire et partant, d'utiliser le domaine public. Les communes fixent librement le montant de ce dédommagement, qui doit toutefois figurer dans la législation communale. Le niveau des redevances varie entre 0 et 2 ct./kWh.

4. Évolutions futures

4.1 Impact des marchés des énergies primaires

L'électricité est souvent produite à partir d'agents énergétiques primaires tels que le charbon, le gaz, le pétrole ou encore l'uranium. Les prix de ces matières premières se répercutent sur celui de l'électricité.

L'approvisionnement en **gaz** comporte des risques qui varient en fonction de l'emplacement des installations. Il est en effet tributaire d'une part d'un acheminement long sur des parcours aux capacités variables, d'autre part des prix du gaz pratiqués sur le marché. Certains contrats de fourniture permettent d'assurer l'approvisionnement sur plusieurs années. Contrairement à l'électricité, le gaz peut être stocké en quantité limitée de façon économique. Les centrales à gaz servent principalement à couvrir la demande en période de pointe sur le marché spot et à assurer les SDL. Leurs rejets de chaleur peuvent parfois être utilisés avec profit dans le cadre de processus industriels. Les coûts de revient du courant produit par les centrales à gaz sont relativement élevés et fluctuants si l'on prend en compte le prix des énergies primaires et celui du CO₂. Les ressources en gaz, limitées, ne peuvent être évaluées avec exactitude. Les nouvelles techniques d'extraction dites non conventionnelles (comme la fracturation hydraulique ou *fracking*) permettent de produire de grandes quantités de pétrole et de gaz à partir de roches de schiste. Il est pratiquement impossible de déterminer l'impact que l'augmentation des ressources mondiales aurait sur le prix de marché, d'autant que dans certains pays, le *fracking* est largement remis en cause par une partie de la population.

Les **centrales à lignite** sont construites à proximité immédiate des sites d'extraction. Les distances de transport sont donc très courtes et le processus d'extraction est automatisé jusqu'à la combustion. Du fait d'une production stable et économique, l'exploitation de ces centrales s'avère très satisfaisante. Le marché des matières premières n'a pratiquement aucun impact sur les coûts de revient du courant ainsi produit. Les

risques proviennent plutôt des capacités de stockage, limitées, et de la sphère politique, peu favorable à ces installations émettrices de CO₂. En Allemagne, il a été décidé de déconnecter du réseau des centrales à lignite avec une puissance totale de 2,7 GW (puissance maximale en Suisse: env. 10 GW) d'ici à 2020.

Le coût des certificats de CO₂ et les coûts annuels fixes (intérêts et amortissements), qu'une longue durée d'exploitation à plein régime permet de maintenir à un niveau très bas, constituent les principales composantes de prix de ce type d'installations. C'est ainsi qu'en 2013, le faible niveau des prix du CO₂ a entraîné une relance de la production de lignite en Allemagne.

La menace qui pèse sur l'approvisionnement des centrales fonctionnant à la **houille** est pratiquement inexistante étant donné l'abondance des ressources mondiales. Le prix de cette matière première dépend de divers facteurs tels que les coûts d'extraction du charbon, les coûts et la capacité de transport, la disponibilité des voies d'acheminement et des ports, les possibilités de stockage à proximité de la centrale et, bien sûr, la demande au niveau mondial.

Le gaz et le charbon sont tous deux faciles à stocker et à acheminer sur de longues distances. Échangés et demandés dans le monde entier, ils font l'objet d'un négoce très liquide en raison de l'immensité du marché qu'ils représentent. En revanche, le prix des certificats de CO₂ pèse sensiblement plus sur la production de courant à partir de charbon que sur celle à base de gaz. Actuellement, les prix du CO₂ sont fixés à l'échelle régionale et sont largement influencés par la sphère politique.

Énergie nucléaire

Le coût de l'uranium ne représente qu'environ 10% des coûts de revient d'une centrale nucléaire. En outre, du fait de sa forte densité énergétique, cet élément chimique peut être stocké directement dans la centrale pour une utilisation sur plusieurs années. Ces deux facteurs expliquent pourquoi le prix de la production d'électricité à partir du nucléaire n'est que très faiblement impacté par l'évolution des marchés des matières premières.

4.2 Influence de la législation

Les différentes modifications apportées à la législation peuvent avoir des répercussions très diverses. Ainsi, à plusieurs reprises, l'intervention de la sphère politique sur le marché du CO₂ a eu un impact sensible sur les prix de l'électricité. Il en va de même pour les directives en matière de développement des énergies renouvelables dans certains pays, régulièrement amendées. De fait, les prix de l'électricité sont tributaires non seulement de la législation suisse, mais aussi de celle en vigueur dans les pays voisins.

L'introduction de nouveaux mécanismes de marché (p. ex. marchés de capacité) et l'application renforcée de la réglementation sur la consommation propre pour les propriétaires d'installations de production d'électricité constituent d'autres aspects réglementaires pouvant avoir une influence sur le prix de l'électricité.

4.3 Évolutions technologiques

Diverses évolutions technologiques auront une influence déterminante sur la diffusion des nouvelles techniques. À l'heure actuelle, il est cependant impossible de savoir lesquelles seront utilisées dans 20 ans, ni dans quelle mesure elles influenceront sur la formation des prix.

Power to gas

La technologie *power to gas* permet de transformer de l'énergie électrique en gaz selon un processus

chimique. Ainsi, il est possible de stocker l'énergie excédentaire issue de la production stochastique d'électricité à partir des énergies renouvelables, sans être pour autant contraint de développer le réseau de façon excessive. Le gaz peut être injecté dans des conduites (pipelines) et affecté au transport, à des centrales à énergie totale équipées (CETE), à la production de chaleur, etc. Toutefois, cette technologie présente aujourd'hui un degré d'efficacité très faible. Ce degré d'efficacité augmente sensiblement si les installations sont exploitées en même temps qu'un réseau de chauffage à distance, comme p. ex. la centrale hybride de Soleure.

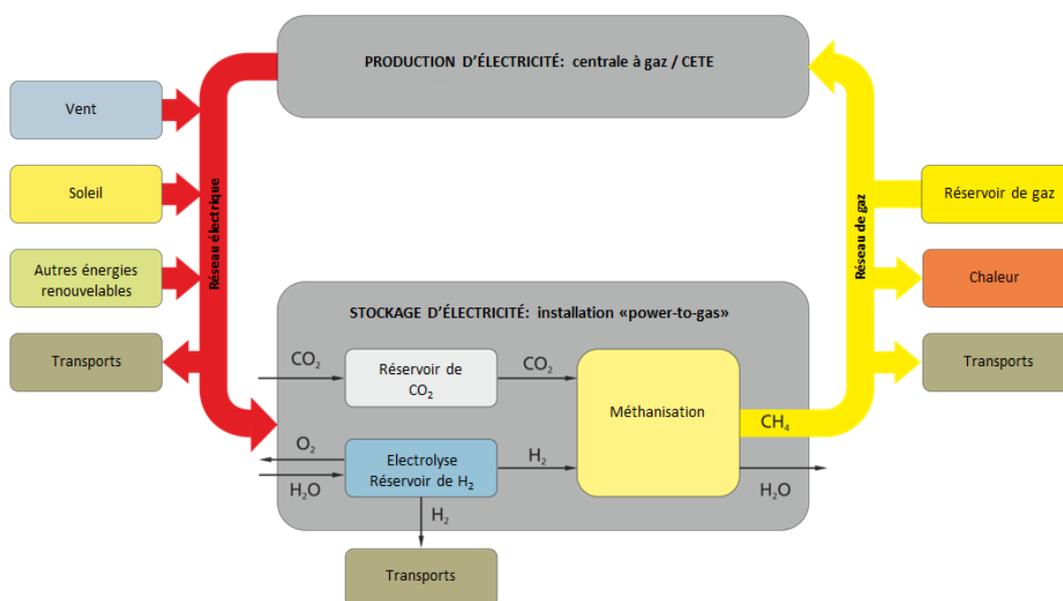


Illustration 3. Technologie «Power to gas». Source: Fraunhofer

Électromobilité

L'électromobilité est en plein essor. Le nombre de voitures, de scooters et de vélos électriques ne cesse de progresser dans le domaine des transports à courte distance. L'avenir des batteries de voitures électriques dans la gestion de l'électricité dépendra cependant de l'utilisation qui sera faite de ces véhicules ainsi que de l'évolution des techniques de charge. L'électromobilité remplace le recours aux combustibles fossiles par une consommation accrue de courant électrique. Les voitures électriques présentent un degré d'efficacité bien meilleur que les véhicules possédant un moteur à combustion. Pour une consommation de 5 l de diesel pour 100 km (50 kWh), une voiture électrique n'a besoin que d'env. 15 kWh (pour plus de détails, se référer au document de connaissances de base Électromobilité).

Fracturation hydraulique ou *fracking*

Le *fracking* permet d'exploiter des gisements de gaz dans de nouveaux territoires, modifiant ainsi sensiblement le prix du gaz naturel, comme cela a été le cas aux États-Unis. Cependant, dans de nombreux pays, cette méthode fait l'objet de vifs débats en raison des dégâts qu'elle inflige à l'environnement.

Stockage d'énergie

Les centrales de pompage-turbinage, le stockage par air comprimé ou par accumulateur, le *power to gas* et toutes les technologies de ce genre influenceront de manière décisive le prix de l'électricité et les possibilités

de développement des nouveaux modes de production d'énergie. Les communautés d'autoconsommateurs utilisent d'abord la production, et intègrent ensuite leurs propres accumulateurs à batterie afin d'éviter les coûts du réseau et les taxes et redevances. Il se produit un report des dispositifs de stockage centralisés vers les dispositifs de stockage décentralisés (pour plus de détails, se référer au document de connaissances de base Parité réseau).

5. Sources

- | | |
|------------|--|
| EICom | Rapport d'activité de l'EICom 2018, Commission fédérale de l'électricité EICom, Berne, juin 2019 |
| Fraunhofer | Power-to-Gas läuft auch an kleinen Biogasanlagen – Pilotversuch am Hessischen Biogas-Forschungszentrum zur direkten Methanisierung erfolgreich abgeschlossen, IWES, janvier 2013 (en allemand) |