

Négoce international de l'électricité, des certificats d'achat de courant vert et des droits d'émission

Document de connaissances de base, état: mars 2020

1. Synthèse

Le négoce international de l'électricité est en principe soumis aux mêmes règles que celui de n'importe quel autre produit. Il présente toutefois certaines particularités liées aux caractéristiques physiques spécifiques de l'électricité: cette dernière ne pouvant pas être stockée, sa fourniture ne peut pas se faire à des fins de stockage, mais uniquement à une date donnée. Cette spécificité a des répercussions sur le négoce car les opérations comportent des risques à court et à long terme.

Le négoce international de l'électricité est utile parce qu'il équilibre l'offre et la demande et permet ainsi d'exploiter les centrales de manière efficace tout en préservant les ressources. Parallèlement, il contribue à la sécurité d'approvisionnement des pays européens, d'où l'importance cruciale de disposer de capacités suffisantes dans les réseaux.

Un autre défi du négoce international consiste à intégrer la production accrue d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Des modes de production renouvelables et stochastiques évincent du marché les centrales qui stabilisent l'ensemble du système par leur pilotabilité et leur flexibilité. En Suisse, cet effet impacte justement la grande hydraulique, qui est une ressource renouvelable. Suite à l'augmentation de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables subventionnées, de nouveaux mécanismes pourraient ainsi émerger afin de compenser les inconvénients des régimes d'encouragement existants. Le risque est de tomber dans une spirale dans laquelle les subventions se multiplient, sont dépendantes les unes des autres et ne sont plus utilisées de manière optimale.

La plus-value écologique du courant vert se négocie elle aussi sous forme de certificat. Si l'acquisition d'un certificat d'achat de courant vert atteste a posteriori d'une certaine quantité produite, l'approvisionnement est fourni par des centrales qui injectent l'électricité au moment où elle est consommée.

Afin de réduire les émissions de substances polluantes dans l'environnement à l'échelle de la planète, ces rejets sont limités par pays et par période. Les droits d'émission négociables baptisés European Union Allowances (EUA) ont pour but de rendre plus chers les produits polluants et donc de réduire leur demande.

2. Introduction

Le transport de l'électricité nécessite un réseau de lignes. Il relève donc d'un monopole naturel, qui s'est longtemps étendu à d'autres niveaux de valeur ajoutée de l'économie énergétique. Depuis le début des années 90 toutefois, on assiste en Europe à une libéralisation progressive de la production et de la distribution d'électricité, c'est-à-dire des activités non soumises au monopole de réseau conformément à la réglementation en vigueur. L'objectif de cette libéralisation est de créer le plus grand marché de l'électricité au monde qui, avec plus de 500 millions de consommateurs, couvre l'ensemble du continent européen. Un marché intérieur de l'énergie concurrentiel constitue pour l'UE un instrument stratégique: les consommateurs

européens ont ainsi la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz et d'électricité parmi plusieurs entreprises tout en bénéficiant de prix abordables, et tous les fournisseurs, notamment les petits et ceux qui investissent dans les énergies renouvelables, ont accès au marché. L'UE entend en outre créer un cadre propice au développement effectif et efficace de l'échange de droits d'émission des gaz à effet de serre. Un marché réellement intégré contribue donc à diversifier l'approvisionnement en énergie et, partant, favorise la sécurité d'approvisionnement.

La libéralisation progressive du marché de l'électricité à l'échelle européenne a débuté en 1998 avec l'adoption de quatre paquets de libéralisation. Dans un premier temps, les États membres ont été contraints à autoriser l'accès de tiers à leur marché à compter de 1998. Dans un deuxième temps a été adoptée la directive 2003/54/CE sur la séparation des activités de production et de fourniture d'énergie des activités de réseau (découplage, *unbundling*). Cela a conduit à l'ouverture totale à la concurrence du marché énergétique européen pour les clients commerciaux en 2004, et pour les ménages en 2007. Adopté en 2009, le troisième paquet de libéralisation 2009/72/CE prévoit un renforcement des règles d'*unbundling* en contraignant les États membres à instituer des gestionnaires de réseau de transport (GRT) nationaux indépendants. En créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators, ACER), l'UE fait un pas de plus vers un marché unifié. L'ACER veille à ce que le cadre réglementaire contribue à accélérer la mise en place du marché intérieur de l'énergie. Le dernier paquet, intitulé «Clean Energy Package», est largement adopté à l'échelon légal et doit entrer en application dans les années à venir. Ce paquet comprend des objectifs concrets pour développer les agents énergétiques renouvelables et pour réduire les émissions de CO₂. De plus, il pose des directives quant aux mécanismes de capacité et précise les rôles et les responsabilités des gestionnaires de réseau de transport et de l'ACER, sur la base des expériences faites avec le troisième paquet.

À l'heure actuelle, l'ouverture des marchés européens du gaz et de l'électricité se poursuit. La Suisse prend elle aussi part à cette évolution. Ainsi, la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) s'inspire largement des règles du marché intérieur européen de l'électricité puisqu'elle a pour objectif «de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence». La LApEI constitue donc à la fois une première étape vers l'ouverture du marché et la base légale d'un accord sur l'électricité. Cet accord, qui fait l'objet de négociations entre la Suisse et l'UE depuis 2007, a notamment pour but d'harmoniser les marchés de l'électricité helvétique et européen. La date de leur aboutissement demeure cependant incertaine. Des entreprises suisses participent activement au négoce international de l'électricité, mais se trouvent dans une situation de plus en plus mauvaise en raison de l'absence d'accord entre la Suisse et l'UE.

La libéralisation et la mise en place du négoce de l'électricité s'expliquent principalement par la formation des prix en fonction de l'offre et de la demande. Le mécanisme de rééquilibrage consistant à accroître l'offre en cas de hausse du prix et, inversement, à la réduire en cas de baisse tarifaire entraîne une exploitation des centrales efficace et respectueuse des ressources naturelles. Ce système fonctionne d'autant mieux que les acteurs du marché sont nombreux et que les capacités présentes sont importantes, autrement dit que le marché est liquide.

3. Réalité aujourd'hui

Le négoce de l'électricité est en principe soumis aux mêmes règles que celui de n'importe quel autre produit. Les producteurs cherchent à assurer leurs ventes et à réaliser des marges élevées, tandis que les

consommateurs souhaitent bénéficier d'une grande sécurité d'approvisionnement aux prix les plus bas. Entre ces deux parties se trouvent les négociants et les fournisseurs, qui acceptent d'assumer les risques à leur place en échange d'une contrepartie financière. Comme pour d'autres marchandises, il convient de distinguer le marché de gros, dont il est question ici, du marché des clients finaux. Les clients finaux importants peuvent également prendre part directement au marché de gros.

Les caractéristiques physiques spécifiques de l'électricité, notamment l'impossibilité de la stocker, ont toutefois des répercussions sur le négoce. Si l'on peut acheter à l'avance une certaine quantité de courant, il ne s'agit en fait que d'une simple réservation dans la mesure où la fourniture ne peut pas se faire à des fins de stockage, mais doit avoir lieu à un moment donné. Les opérations de négoce comportent donc des risques à long terme. Par ailleurs, il n'existe aucune différence physique de qualité entre les productions des différents fournisseurs, qui sont parfaitement interchangeables. Seul impératif: la capacité du réseau de transport doit être suffisante pour que l'électricité produite parvienne vraiment au consommateur.

3.1 Marchés

Concernant le négoce de l'électricité, on distingue tout d'abord le **marché à terme** et le **marché spot**, qui se différencient par la date et l'horizon de livraison des produits négociés. En négociant à long terme sur le marché à terme, les producteurs et les fournisseurs couvrent leurs marges et leurs engagements à long terme à un prix déjà connu aujourd'hui. Les transactions convenues sont réalisées à une date ultérieure (appelée date de négoce), des semaines, voire des années plus tard. La durée de livraison de la transaction s'élève donc à plusieurs semaines, mois, trimestres ou années, et s'accroît à mesure que la date de début de la transaction s'éloigne. Sur les marchés spot (ou marchés au comptant) en revanche, on négocie les livraisons du jour même et du lendemain. Les négociants se basent sur les prévisions actuelles de production, de consommation et de prix pour optimiser leur portefeuille et pour vendre en cas d'excédent ou acheter en cas de pénurie d'électricité.

Une autre différence entre les marchés à terme et spot réside dans le mode d'exécution. Seules des livraisons physiques sont négociées sur les marchés spot, tandis que sur les marchés à terme, les transactions portent aussi sur des produits purement financiers permettant aux négociants de se prémunir contre les fluctuations de prix.

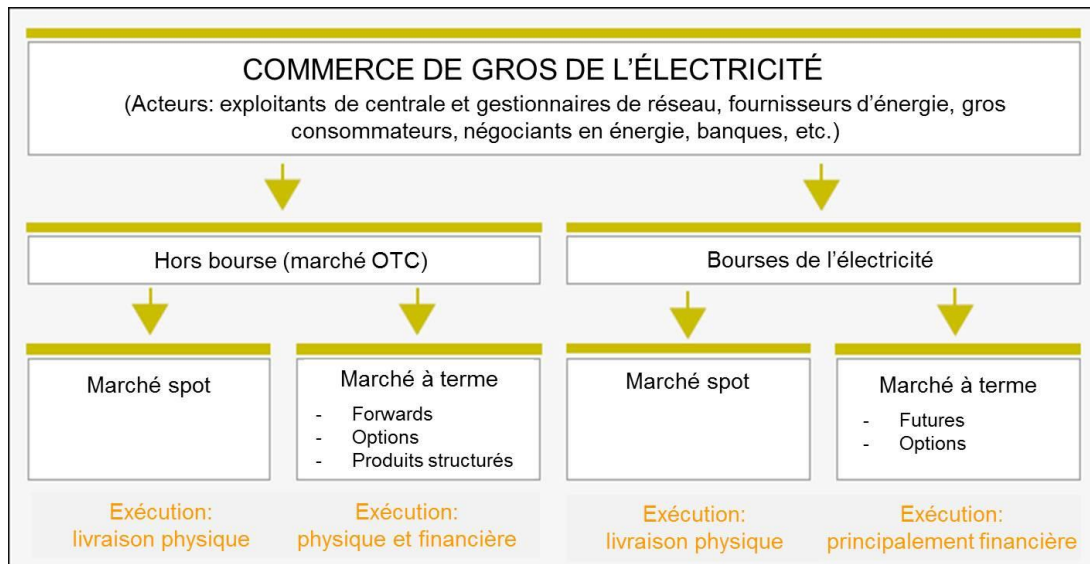


Illustration 1. Structure du marché de gros. Source: EGL.

Les opérations de négoce s'effectuent presque exclusivement via les plates-formes de négoce électroniques des **bourses de l'électricité** ou sur le marché dit **de gré à gré** (marché **OTC**, abréviation de *over the counter*). Les contrats de gré à gré (contrats OTC) constituent la forme la plus fréquente du négoce physique international de l'électricité. La plupart des opérations hors bourse sont négociées par des courtiers contre rémunération. Ces courtiers mettent en relation l'acheteur et le vendeur de manière anonyme, les deux parties contractantes effectuant directement la transaction.

Sur les bourses de l'électricité, les bourses elles-mêmes interviennent en qualité de contrepartie et mettent en adéquation, de manière totalement anonyme, les offres des négociants en fonction de la quantité et du prix. On dénombre en Europe plus de 20 bourses, sur lesquelles sont effectuées des opérations à terme standardisées et des transactions spot. La bourse européenne la plus importante est l'EEX (European Energy Exchange), dont le siège principal est situé à Leipzig. Sur le marché spot de l'EEX baptisé EPEX, il est possible de négocier de l'électricité pour l'Allemagne, la France, le Royaume-Uni, les Pays-Bas, la Belgique, le Luxembourg, l'Autriche et la Suisse. Sur le marché à terme de l'EEX, on peut couvrir des transactions jusqu'à six ans à l'avance. La zone de négoce suisse SWISSIX est exploitée par EPEX et permet d'effectuer des transactions spot. Il existe également des produits à terme sur l'EEX (Swiss Financial Futures).

En plus des marchés à terme et spot, il existe également un marché pour les **services-système**.¹ Parmi tous ces services, l'approvisionnement en **puissance et en énergie de réglage** est celui qui revêt la plus grande importance. Il permet en effet de compenser les écarts inattendus entre production et consommation. Le gestionnaire de réseau de transport achète par le biais d'adjudications auprès des fournisseurs la puissance qu'il faut alors mettre à disposition, ainsi que l'énergie à fournir en cas de besoin. Swissgrid, exploitante du réseau de transport suisse, était l'une des premières entreprises d'Europe à acheter son énergie de réglage à l'international. Dans le cadre de l'Electricity Balancing Guideline européenne, des produits d'énergie de réglage standardisés seront à l'avenir obtenus à l'échelle

¹ Source: Swissgrid

internationale sur des plateformes européennes. La Suisse pourra éventuellement y participer, pour des raisons touchant à la stabilité du système.

3.2 Produits

Sur les bourses de l'électricité, on négocie d'une part des produits (physiques) standardisés, qui se distinguent par leur profil et leur période de fourniture. Le plus souvent, il s'agit des produits *baseload* (du lundi au dimanche, toute la journée), *peakload* (du lundi au vendredi, entre 8 h et 20 h) et *offpeak* (du lundi au vendredi, entre 20 h et 8 h, et le week-end, toute la journée). Sur le marché spot des bourses de l'électricité, il est également possible de conclure des contrats blocs et des contrats horaires. Au moment de la conclusion de la transaction, les parties conviennent de la puissance (en MW), qui demeure constante pendant toute la durée de la fourniture, ainsi que du prix par unité d'énergie fournie (en euros par MWh). La durée de la fourniture peut être de 15 minutes, de quelques heures, d'une journée, de plusieurs semaines, mois, trimestres ou années, et la fourniture peut intervenir dans un délai pouvant aller jusqu'à plusieurs années.

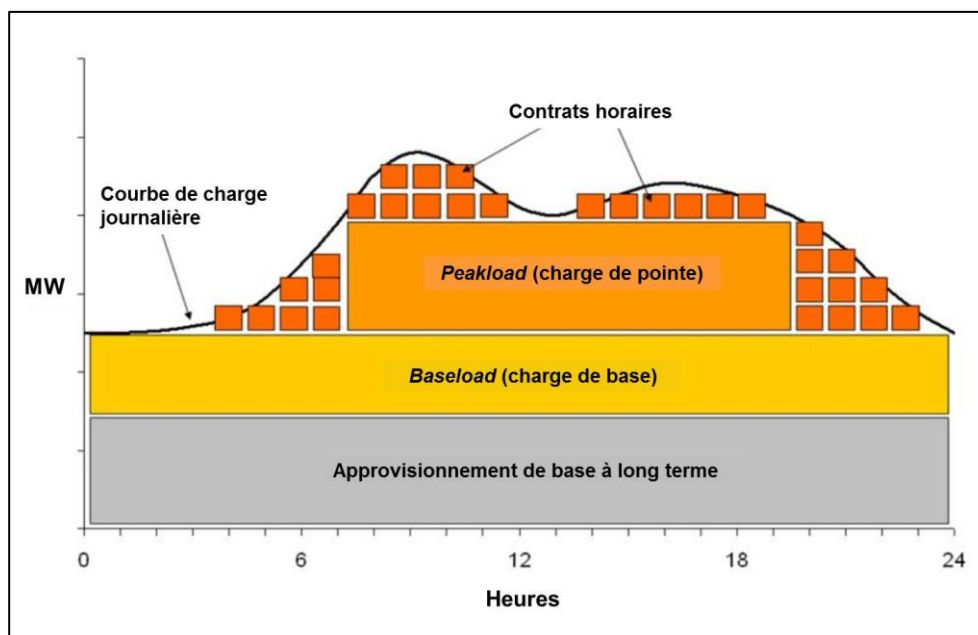


Illustration 2. Couverture d'un profil de charge par des produits standard. Source: Buhmann.

La combinaison judicieuse des produits standard permet de couvrir les profils de charge des fournisseurs ou des gros consommateurs, comme le montre l'illustration 2. Outre les produits standard, il est également possible d'acheter des produits structurés présentant un profil de fourniture personnalisé sur le marché de gré à gré.

D'autre part, certains produits négociés sur le marché à terme peuvent faire l'objet d'un dénouement physique, mais aussi purement financier: il s'agit de forwards sur le marché de gré à gré et de futures sur les bourses de l'électricité. Les parties conviennent alors de compenser financièrement la différence entre les prix du marché fixé et futur d'une fourniture d'électricité donnée. L'utilisation de ces produits et d'autres instruments financiers, tels que les options, qui confèrent un droit sur une fourniture de courant et donnent

lieu à une exécution financière ou physique, réduit les risques liés au négoce de l'électricité et accroît la liquidité du marché.

En général, l'exploitant d'une centrale couvre la production de son installation trois ans à l'avance (*hedging* en anglais). En fonction des prévisions tarifaires, il choisit de produire lui-même le courant ou de l'acheter moins cher sur le marché et donc de mettre (temporairement) à l'arrêt sa centrale. Cette couverture se fait par le biais de futures à la bourse de l'électricité ou de forwards sur le marché de gré à gré. Sur le plan comptable, ces «positions ouvertes» sont fermées par des opérations inverses. Si un produit futur ou forward n'est pas «fermé», l'excédent ou le déficit de couverture doit être acheté rapidement sur le marché spot avant livraison.

3.3 Prix

Chaque fois qu'une transaction est conclue, une puissance constante (en MW) est définie dans le profil de fourniture *baseload* ou *peakload*. Le prix, en revanche, n'est pas convenu pour cette puissance, mais par unité d'énergie [MWh], soit en euros par MWh. À l'instar de toute marchandise librement négociée, le prix varie au fil du temps. Il dépend de l'évolution des prix des matières premières et de la place financière ou, de manière générale, de la façon dont le marché envisage l'évolution du prix (Illustration 3).



Illustration 3. Évolution du prix du produit Cal19 Phelix Baseload Year Future en €/MWh (opération financière à terme, charge de base pour l'année 2019). Source: EEX, 17 janvier 2018

Le prix varie également d'un produit à l'autre. Ainsi, un produit *peakload* coûte habituellement plus cher qu'un produit *baseload* (Illustration 4) car il couvre la période où la demande est la plus forte. Par ailleurs, on constate des différences de prix importantes selon l'heure de la journée. Là encore, le prix suit l'évolution à la hausse ou à la baisse de la demande.

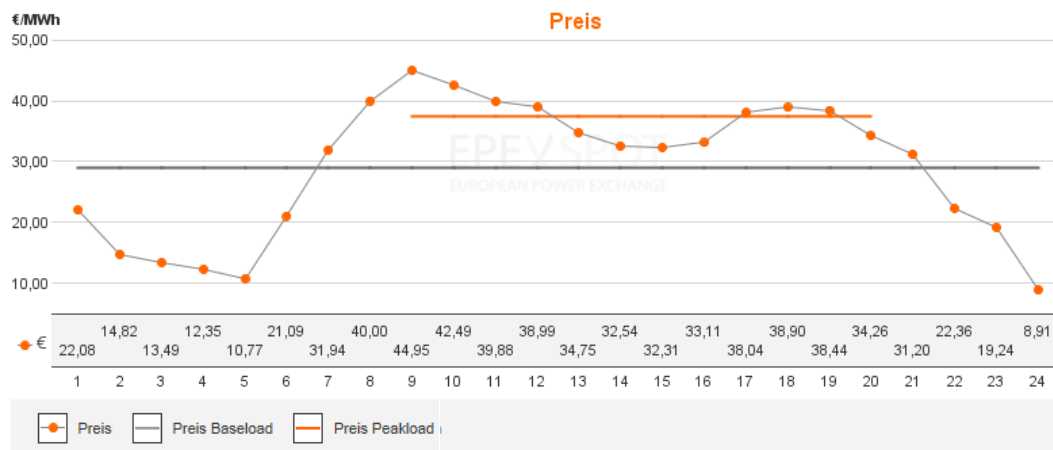


Illustration 4. Prix des contrats *baseload*, *peakload* et horaires sur le marché spot (*day-ahead*). Source: EPEX SPOT, 17 janvier 2018.

La fluctuation de la demande influe donc sur l'évolution du prix de l'électricité. La production issue de nouvelles sources d'énergies renouvelables à l'injection volatile (photovoltaïque, éolien) a elle aussi une influence significative sur le mouvement du prix de l'électricité. En outre, remplir un profil horaire qui varie en permanence revient généralement plus cher pour la production conventionnelle que de produire une puissance toujours constante. La flexibilité nécessaire pour satisfaire la courbe de charge journalière est l'une des raisons expliquant la différence de prix entre le marché de gros et le marché des clients finaux. Tandis que de grandes quantités de produits standardisés sont négociées sur le marché de gros, la production fournie aux clients finaux doit s'adapter en permanence à l'évolution de la demande et couvrir également les pointes de charge passagères. Pour remplir ces profils, il faut mobiliser les productions des centrales les plus coûteuses.

La production la plus économique est celle des centrales de base telles que les centrales au fil de l'eau, les centrales nucléaires ou les centrales thermiques au lignite, qui fournissent une grande quantité d'électricité, mais sont peu réactives aux variations de charge (Illustration 5). La charge moyenne est couverte par des centrales dont la vitesse de réaction est légèrement supérieure à celle des centrales au fil de l'eau ou à charbon. La technologie la plus onéreuse et la plus précieuse est utilisée pour couvrir la charge de pointe, qui requiert une flexibilité maximale. C'est là qu'interviennent les centrales à accumulation, les centrales de pompage-turbinage et les centrales à gaz à cycle combiné.

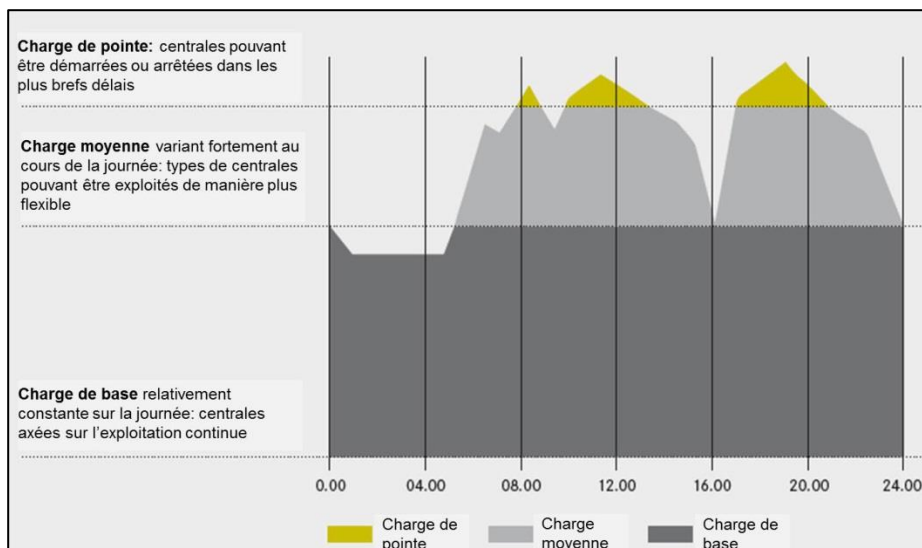


Illustration 5 Exploitation des centrales afin de couvrir les fluctuations des besoins en électricité. Source: EGL.

Cette observation se réfère toutefois au coût de revient de l'installation, qui comprend aussi bien les coûts d'investissement que les coûts variables. En revanche, dans le cadre de l'exploitation quotidienne, les centrales sont sollicitées par ordre croissant de leurs coûts marginaux (préséance économique ou **merit order**). Les centrales 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 6 a). 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 nécessaires pour couvrir la demande en électricité. Les centrales dont les coûts marginaux sont inférieurs réalisent à cet instant une marge sur coûts variables.

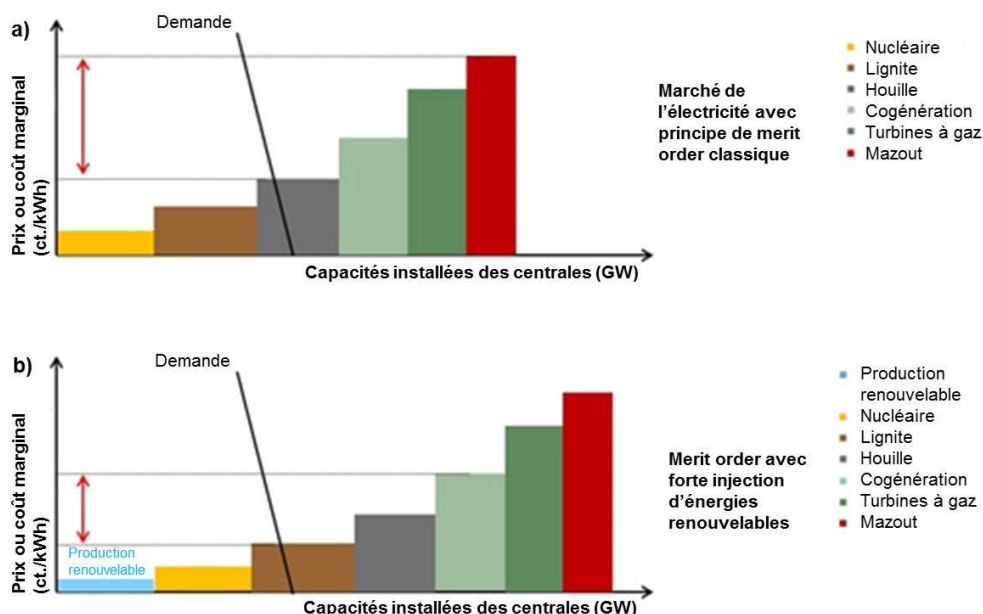


Illustration 6 a) *Merit order*: les centrales sont sollicitées par ordre croissant de leurs coûts marginaux. b) *Effet merit order*: les énergies renouvelables supplantent les centrales affichant les coûts marginaux les plus élevés. Parallèlement, le prix du marché baisse à demande constante.

Le *merit order* revêt de l'importance pour les modes de production renouvelables. Le photovoltaïque, l'hydraulique ou l'éolien n'utilisent pas de combustible et affichent donc des coûts marginaux très faibles. L'**effet merit order** se produit lorsque des technologies de production à coûts variables très bas supplantent des centrales à coûts marginaux plus élevés (Illustration 6b). 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 coûteuse. 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 centrales nécessitant des investissements élevés. Malgré des coûts variables réduits, la rentabilité de ces installations décroît, comme c'est le cas pour les centrales à accumulation ou de pompage-turbinage. Ces dernières sont toutefois essentielles à la sécurité de l'approvisionnement car elles sont capables de produire du courant, même lorsque la luminosité et le vent sont faibles, de mettre en route leur production très rapidement et même de stocker de l'énergie lorsque celle-ci n'est pas nécessaire immédiatement.

3.4 Risques

L'électricité ne pouvant pas être produite à des fins de stockage, les négociants prennent des risques en réalisant des transactions. Si les contrats peuvent être conclus à une échéance lointaine, la production et la fourniture doivent en revanche s'effectuer à la date convenue. En cas d'opérations à terme suivies d'une livraison physique notamment, le risque est que la contrepartie devienne insolvable entre le moment où l'affaire est conclue et celui de la livraison et ne soit donc plus en mesure d'honorer ses engagements.

Le **risque de contrepartie** peut très vite représenter des sommes astronomiques.² La gestion des risques et la couverture financière prennent donc davantage d'importance dans le négoce de l'électricité. Les

² Exemple: un contrat *baseload* de 30 MW au prix de 45 euros par MWh coûte 972 000 euros pour un mois de fourniture (30 MW * 30 jours * 24 heures * 45 euros par MWh).

partenaires commerciaux évaluent mutuellement leur solvabilité et exigent constamment des garanties financières afin de se prémunir contre l'incapacité de livraison ou de paiement de leurs partenaires.

En plus du risque de contrepartie, il existe des **risques de marché**, c'est-à-dire des risques de volume et de prix, qui sont particulièrement élevés sur le marché spot à court terme. Pour contrer le risque de marché, les négociants couvrent à long terme les positions ouvertes et ont recours à des produits financiers. Il existe par ailleurs des risques classiques tels que les **différences de change** et les risques de pays. La production suisse est en particulier exposée au risque de change, comme on a pu le constater nettement par le passé: lorsqu'en janvier 2015, la Banque nationale suisse a abandonné le taux plancher entre le franc suisse et l'euro, le produit de la production suisse a massivement chuté car les rendements sur les bourses européennes sont en euros alors que les coûts de la production suisse sont en francs suisses.

En général, tous les risques sont pondérés en fonction de la probabilité de leur survenance. Ils doivent être indiqués conformément aux règles générales d'établissement du bilan et couverts au mieux.

Le marché des services-système, en revanche, offre une certaine sécurité à ses acteurs du fait de l'honorabilité élevée du gestionnaire de réseau de transport et de la demande soutenue. Le principal risque réside dans le fait de ne pas remporter l'adjudication. Le fournisseur peut contrer ce risque en demandant un prix inférieur pour la puissance de réserve.

3.5 Livraison physique

L'électricité se négocie sur le marché international comme n'importe quelle autre marchandise («commodities»). Néanmoins, ses caractéristiques physiques spécifiques influent sur le négoce et sur son exécution. L'électricité étant un agent énergétique de réseau, son négoce physique présuppose donc l'utilisation d'un **réseau de transport**. Les réseaux des différents pays sont reliés entre eux par le biais d'interconnexions et forment le réseau interconnecté international. Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E, ou ENTSO-E en anglais = *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)³, élabore avec l'ACER et la Commission européenne les règles de fonctionnement des réseaux interconnectés, notamment les règles d'attribution des capacités transfrontalières. Le REGRT-E définit également les besoins en énergie de réglage et, partant, détermine la taille des marchés des services-système.

Le gestionnaire de réseau étant responsable de la sécurité du système dans sa zone, il surveille l'accès au réseau des acteurs du marché. Celui-ci est garanti par des **groupes-bilan**, sortes de comptes par l'intermédiaire desquels on peut réaliser des opérations de négoce, prélever de l'énergie produite par des centrales électriques ou fournir de l'énergie aux consommateurs finaux.⁴ Ces mouvements sont annoncés chaque jour au gestionnaire de réseau de transport au moyen de programmes prévisionnels.

Le **programme prévisionnel**, qui contient l'échange d'énergie convenu entre les partenaires commerciaux, ainsi que des prévisions de production et de consommation, est le seul moyen pour le gestionnaire de réseau d'examiner les activités prévues sur son réseau. Les congestions de réseau qui surviennent sont résolues au moyen d'interventions dans l'utilisation des centrales, telles que le redispatching.

³ Source: REGRT-E

⁴ Source: Swissgrid a

Il en va autrement de l'échange entre deux réseaux de transport. Dans ce cas, les différentes connexions dotées d'une **capacité de transport** définie ne suffisent pas à plusieurs endroits pour toutes les transactions commerciales. Au niveau de ces congestions, l'échange d'énergie est garanti conformément aux conditions du marché et de manière non discriminatoire en mettant aux enchères des droits d'acheminement. On distingue alors les procédures d'adjudication explicites et implicites.

Dans le cadre des procédures **explicites**, un négociant doit acheter aux enchères des capacités suffisantes afin d'être en mesure d'effectuer physiquement ses transactions. Pour pouvoir acheminer de l'électricité d'un réseau de transport à un autre, il faut obligatoirement disposer de droits de capacité. Dans le cadre des procédures **implicites** en revanche, les négociants annoncent uniquement le prélèvement ou la fourniture dans une zone de desserte. Les gestionnaires de réseau de transport calculent alors l'exploitation optimale des capacités de couplage et gèrent l'offre et la demande par le biais du prix pratiqué dans les différentes zones, l'objectif étant d'atteindre l'optimum économique dans toute l'Europe.

La charge des lignes d'interconnexion est par conséquent contrôlée par l'adjudication de droits d'acheminement. Ces derniers se rapportent toutefois à un échange qui, en théorie seulement, devrait s'opérer sur la base de contrats. Mais le flux physique de courant ne se conforme pas aux contrats: il obéit plutôt à des lois physiques. Les flux imprévus qui apparaissent alors (souvent appelés flux de courant en boucle ou «loop flows»), autrement dit les écarts entre la somme des programmes prévisionnels annoncés et les échanges physiques d'énergie, entraînent des charges de lignes indésirables et difficiles à contrôler. Il incombe au gestionnaire de réseau de transport de prendre des mesures correctrices afin de garantir une exploitation sûre du réseau.

3.6 Contribution du négoce de l'électricité à la sécurité d'approvisionnement

Le négoce international de l'électricité joue un rôle essentiel dans l'approvisionnement de nombreux pays européens, dont la Suisse. Depuis 2002, cette dernière affiche un excédent d'importation durant les mois d'hiver. En 2005, elle présente même pour la première fois un solde importateur tout au long de l'année (

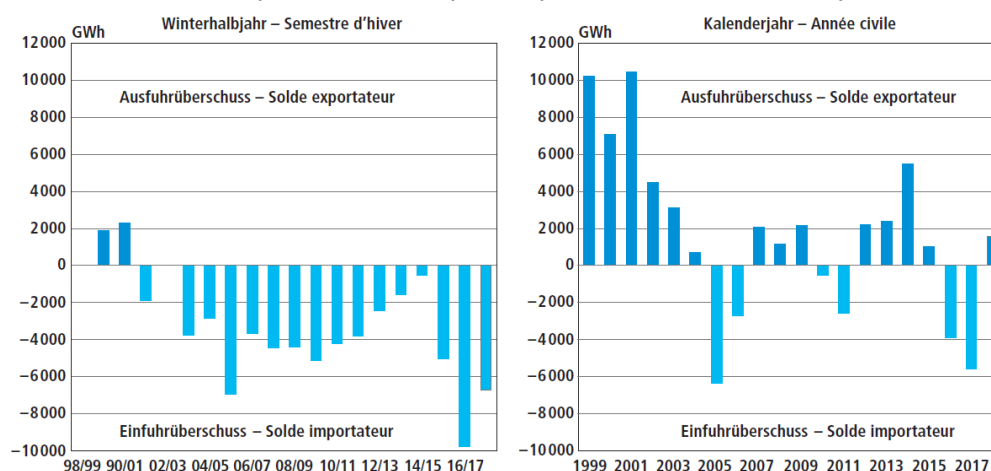


Illustration 7).

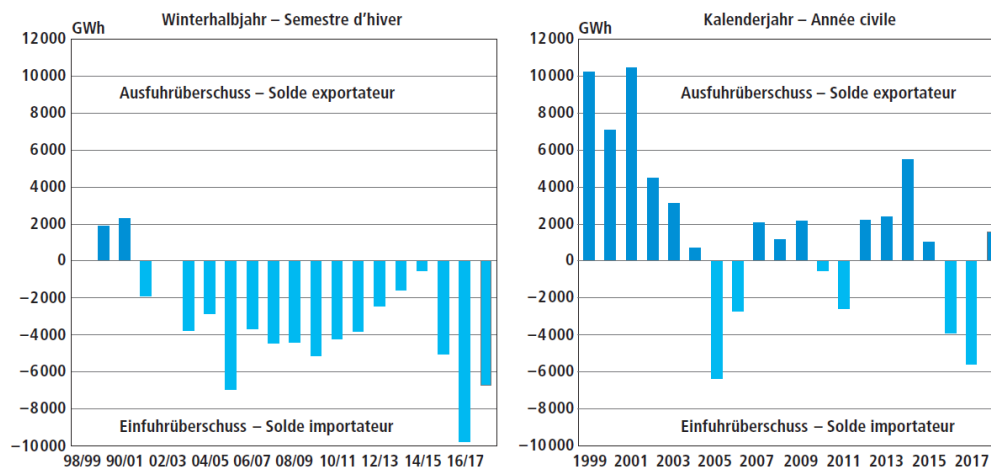


Illustration 7. Solde exportateur et solde importateur de la Suisse. Source: OFEN 2017.

L'illustration 8 représente les flux physiques de courant au sein du réseau interconnecté européen REGRT-E. Les principaux flux de courant vont de France et d'Allemagne en Suisse puis en Italie, plus grand importateur d'Europe. La fonction de pivot de la Suisse, souvent évoquée, et son rôle central dans l'approvisionnement en électricité de l'Italie sont clairement identifiables. D'importants excédents de plus de 30 TWh sont importés d'Allemagne, d'Autriche et de France. La Suisse échange de l'électricité avec l'Allemagne et la France dans les deux sens. D'un côté, il s'agit d'importations pour couvrir la charge de base de notre pays ou pour l'acheminement à destination de l'Italie; de l'autre, ce sont des exportations d'énergie de pointe en provenance de Suisse. Les centrales à accumulation installées dans les Alpes contribuent ainsi fortement à la stabilité du système et à l'intégration des énergies renouvelables en Europe.

La disponibilité des interconnexions est une condition essentielle pour que le négoce contribue à la sécurité d'approvisionnement. À l'origine, les réseaux de transport européens ont été développés en un réseau interconnecté pour pouvoir échanger entre eux de l'électricité en cas de défaillances de centrales à court terme. Le négoce, qui a depuis fortement progressé, constitue un défi à la fois pour les interconnexions et pour les gestionnaires de réseau. Ces derniers définissent la capacité disponible, contrôlent la sécurité du réseau et équilibrent les fluctuations imprévues par le biais des services-système.



Illustration 8. Flux physiques de courant au sein du réseau interconnecté REGRT-E (état en 2018, données en GWh).
Source: REGRT-E 2019.

Ces droits d'acheminement sont attribués au plus offrant selon des procédures d'adjudication obéissant aux lois du marché (cf. 3.5 au sujet des procédures explicites). Cette pratique comporte un certain risque pour un négociant ayant acheté du courant à l'étranger, car il n'a aucune garantie quant à la possibilité d'importer son électricité. Il doit donc soit surenchérir lors des enchères de capacités, soit abandonner l'importation à ses concurrents. Bien que le négociant en question s'en trouve désavantagé, cela n'a cependant aucun impact sur la sécurité d'approvisionnement.

Ce principe ne s'applique toutefois que tant que la capacité d'importation suffit à couvrir l'ensemble des besoins du pays. Durant les vagues de froid, des congestions peuvent par exemple se produire car les besoins d'importation ou de transit vers d'autres pays excèdent les capacités physiques des lignes. Bien que

les programmes prévisionnels et les droits d'acheminement soient étroitement liés, des congestions peuvent également survenir pour des raisons physiques parce que le flux physique de courant diffère du flux prévu (flux de courant en boucle). En cas de congestions, les gestionnaires de réseau de transport ont donc la possibilité d'utiliser de l'énergie de réglage ou, en dernier recours, de limiter le négoce transfrontalier. Les quantités d'électricité qui ne peuvent pas être importées doivent alors être produites sur le territoire national, ou bien la consommation doit être réduite.

3.7 Négoce des certificats d'achat de courant vert

Si le courant prélevé sur le réseau électrique général provient de différentes centrales, qui le produisent de diverses manières, il est cependant toujours identique sur le plan physique et ne peut donc pas être différencié selon son origine. Pour autant, le caractère renouvelable de la source à partir de laquelle le courant est produit présente une plus-value écologique: celle-ci est identifiée au moyen d'une garantie d'origine, qui pourra être cédée et négociée. Au niveau européen, il existe le Guarantee of Origin System (GO). L'achat d'un certificat atteste a posteriori d'une certaine production ou oblige à l'avance un fournisseur à produire de l'électricité pendant une période donnée et, ainsi, favorise le type de centrale correspondant. Les certificats et les garanties d'origine servent au simple négoce de plus-values (écologiques) et au marquage de l'électricité en Europe et en Suisse. Après le prix, ils constituent pour le client le deuxième critère de choix décisif du produit d'électricité. Les certificats sont également négociés à l'échelle internationale. Cependant, avec la mise en œuvre du Clean Energy Package, les garanties d'origine suisses ne sont plus acceptées.

3.8 Échange des quotas d'émission

Suite au protocole de Kyoto et afin de réduire les émissions mondiales de substances polluantes dans l'environnement, le système d'échange de quotas d'émission a été mis en place dans l'UE en 2005 pour les gros émetteurs. Le but de ce système est de donner une valeur aux dommages externes causés à l'air et à l'environnement et d'internaliser les coûts externes afin d'accroître le prix des produits polluants et donc de réduire leur demande.

Les droits d'émission négociables baptisés European Union Allowances (EUA) sont déterminés au niveau politique et réduits progressivement à intervalles définis. Il faut annuler des droits ou quotas d'émission à hauteur de la quantité de gaz à effet de serre émise. Comme ils sont librement négociables, c'est la demande qui détermine le prix d'émission. Grâce aux outils de l'économie de marché, le négoce garantit toutefois une réduction des émissions à l'endroit le plus intéressant. Un négoce efficace sur le plan écologique est mis en œuvre selon des critères économiques.⁵

Le prix des droits d'émission constitue une composante essentielle des coûts marginaux du *merit order*. Selon la structure du parc de production et le prix des droits, des unités générant des émissions plus élevées sont arrêtées. Depuis 2018, les prix par tonne de CO₂ ont à nouveau largement augmenté en raison des mesures complémentaires mises en place par l'UE pour le négoce de quotas d'émission, se situant actuellement nettement au-dessus de 20 euros par tonne de CO₂. En conséquence, les technologies de centrales présentant des émissions de CO₂ élevées par quantité produite d'électricité ont désormais tendance à être évincées du marché.

⁵ Source: OFEV

En novembre 2017, la Suisse a ratifié l'accord sur le couplage des systèmes d'échange de quotas d'émission suisse et européen. Une fois la ratification par la Suisse et par l'UE effectuée, le couplage des deux systèmes devrait être mis en œuvre au 1^{er} janvier 2020. Du point de vue helvétique, l'intégration au marché européen d'échange de quotas d'émissions présente des avantages aussi bien sur le plan de la politique environnementale que de l'économie: un marché commun du CO₂ permettrait en effet de dégager davantage de potentiels de réduction peu coûteux. L'accès au marché européen des quotas d'émission permet une plus grande flexibilité dans la compensation des émissions de CO₂, par exemple pour les centrales à gaz à cycle combiné.

4. Évolutions futures

Le négoce international de l'électricité existe depuis longtemps. Si au départ, les échanges de courant se limitaient à l'assistance mutuelle des entreprises d'interconnexion verticalement intégrées et aux échanges bilatéraux d'énergie de réglage, ils sont aujourd'hui transfrontaliers et pratiqués à long et à court terme par un grand nombre de négociants. Les produits financiers et structurés se généralisent.

Le développement et la liquidité du marché variant d'un pays à l'autre, il faut s'attendre à de nouvelles modifications et adaptations futures au cas par cas. Au travers des initiatives régionales, la Commission européenne aspire, à travers le modèle cible, à la réalisation d'un marché unique européen à l'horizon 2015. Le rapprochement des marchés, ainsi que l'intégration de productions importantes issues d'énergies renouvelables joueront un rôle de premier plan pour le commerce de gros de l'électricité en Europe. L'intégration de la production d'origine renouvelable entraînera de profondes mutations au niveau des marchés. Sous l'impulsion des instruments de régulation financière, le négoce de l'électricité revêtira de toutes nouvelles formes.

4.1 Rapprochement des marchés européens

La Commission européenne a pour objectif d'intégrer les marchés devenus, d'un point de vue historique, nationaux, de sorte à créer un grand marché intérieur de l'électricité où les mêmes règles s'appliquent à tous. Conséquence à cela, les prix de l'électricité s'harmoniseront petit à petit dans tous les États membres, alors que les différentes technologies de centrale continueront de se faire sentir dans certains pays. Cet objectif nécessite toutefois une utilisation efficace de l'infrastructure de réseau.

Le couplage des marchés (**market coupling**) et les enchères dites implicites permettent d'optimiser l'exploitation des points de couplage. Les bourses de l'électricité comparent leurs prix du marché spot et échangent de l'énergie tant qu'il existe des différences de prix et que le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une capacité d'acheminement non exploitée suffisante. Étant donné que la région où le prix est le plus bas fournit une quantité suffisante d'électricité à la région où le prix est le plus élevé, les différences de prix s'équilibrent. Plutôt que d'acheter de l'électricité dans un pays et de l'exporter dans le pays voisin, le négociant peut l'acquérir directement dans le pays concerné. Le couplage des marchés entraîne donc un équilibre des prix du marché et l'exploitation optimale des capacités d'acheminement disponibles. Or si ces capacités sont insuffisantes, des écarts de prix demeurent entre les marchés.

La phase de développement du couplage des marchés en Europe a débuté par l'entrée en vigueur du règlement 1228/2003/CE visant à intégrer les marchés européens de l'électricité. Les marchés les plus liquides ont été progressivement couplés. Depuis juillet 2016, le *day-ahead market coupling* regroupe

19 pays de l'UE, qui couvrent 85% de la consommation d'électricité européenne. La Suisse devait initialement les rejoindre en 2015, mais a cependant été exclue, faute d'un accord sur l'électricité avec l'UE. La poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité réside dans l'extension du couplage des marchés sur les marchés *intra-day* européens. Depuis juin 2013, un couplage des marchés *intra-day* est en place entre l'Allemagne, la France et la Suisse. Un projet de couplage des marchés *intra-day* (XBID) à l'échelle européenne a été lancé au printemps 2018, dont la Suisse est exclue, faute d'un accord sur l'électricité.

4.2 Intégration des énergies renouvelables

Actuellement, les centrales sont sollicitées par ordre croissant de leurs coûts marginaux (*merit order*, cf. chapitre 3.3). L'effet *merit order* décrit précédemment augmente significativement la volatilité des prix de l'électricité.

Le développement important de production stochastique a aussi pour effet que les volumes sur le marché *intra-day* deviennent de plus en plus importants, car les groupes-bilan ne ferment (ne peuvent fermer) leurs positions que le moins de temps possible avant le moment de la fourniture, c.-à-d. seulement lorsqu'ils savent avec suffisamment de certitude combien d'énergie est effectivement produite par l'éolien et le photovoltaïque. La production de courant étant fortement tributaire des conditions météorologiques, la sécurité d'approvisionnement doit être assurée à l'aide de nouveaux instruments. En fonction de la situation et de l'organisation du marché, de la présence d'accumulateurs et de l'utilisation de nouvelles technologies telles que smart grid comme instrument de flexibilisation de la demande, la mise en place de mécanismes de capacité est une approche possible ⁶. La quasi-totalité des pays européens ont déjà mis en place des marchés de capacités ou des réserves stratégiques, ou sont en phase avancée de planification.

⁶ Cf. document de connaissances de base «Mécanismes de capacité»

5. Bilan

Le négoce international de l'électricité a pour but d'exploiter les centrales de la manière la plus efficace possible tout en préservant au maximum les ressources naturelles. La fourniture d'électricité a toutefois pour particularité de ne pas pouvoir se faire à des fins de stockage et doit par conséquent avoir lieu à une date donnée.

Le négoce de l'électricité est soumis à d'importantes fluctuations de prix, tant au niveau de l'évolution dans le temps que des différents produits. Ce sont surtout les contrats horaires négociés sur le marché spot à court terme qui sont soumis à de fortes variations. Le prix du courant de pointe peut être multiplié par rapport à celui de l'électricité en période de demande faible et constante. Ces risques sont réduits avec les opérations à terme.

La fourniture d'électricité nécessite un réseau de lignes et présuppose une capacité de transport suffisante pour que le négoce puisse contribuer à la sécurité d'approvisionnement. La Suisse est d'ores et déjà tributaire des importations d'électricité durant les mois d'hiver. Pour pouvoir garantir ces importations à l'avenir, il faut que les capacités du réseau de transport mises à disposition couvrent les besoins. Un marché harmonisé de l'électricité permet de fournir une capacité de production suffisante à des prix abordables, à la seule condition toutefois que les livraisons puissent également avoir lieu à l'échelle internationale.

L'intégration des énergies renouvelables constituera l'un des défis du négoce international. Si un marché de l'électricité basé sur les énergies renouvelables devait voir le jour, il devrait avoir recours à des installations classiques pour assurer les réserves. Des modes de production renouvelables et stochastiques évincent du marché les centrales qui stabilisent l'ensemble du système par leur pilotabilité et leur flexibilité. En Suisse, cet effet impacte justement la grande hydraulique, qui est une ressource renouvelable. La volatilité des prix et, partant, le risque et les opportunités liés à l'activité de négoce pourraient encore augmenter. Suite à l'augmentation de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables subventionnées, de nouveaux dispositifs de subvention émergent ainsi afin de compenser les inconvénients des systèmes d'encouragement existants. Apparaît alors une spirale dans laquelle les subventions se multiplient, sont dépendantes les unes des autres et ne sont plus utilisées de manière optimale.

Il faut mettre en place un cadre approprié afin que le négoce puisse contribuer à ce qu'aucun dispositif de subvention supplémentaire ne soit nécessaire à l'approvisionnement en électricité: pour intégrer les énergies à caractère stochastique, le marché doit pouvoir réagir rapidement à la variation de leur production due aux aléas climatiques, d'autant que la rapidité constitue traditionnellement l'un des atouts du négoce.

L'introduction du couplage des marchés sur le marché *intra-day* ainsi que sur le marché *day-ahead* constituent une avancée en ce sens. Pour ce qui est de la consommation, le négoce saura par ailleurs intégrer à l'évolution du marché des produits comme les capacités de stockage et les consommateurs électriques intelligents, ce qui lui permettra d'optimiser les coûts et l'utilisation des ressources et d'atteindre un optimum économique. Du point de vue microéconomique, les entreprises suisses exploitent d'ores et déjà largement les possibilités offertes par le marché intérieur européen. Il serait regrettable que l'économie suisse ne puisse tirer parti des avantages offerts par un secteur de l'électricité intégré au marché intérieur européen dans le cadre d'un accord intergouvernemental.

6. Sources

Buhmann	buhmannstrom.npage.de (Dr. Buhmann Schule, école de formation professionnelle, Hanovre)
EEX	www.eex.com (European Energy Exchange AG, bourse allemande de l'électricité, Leipzig)
Enadvice	www.enadvice.com (conseil en économie énergétique, Zollikon-Zurich)
EPEX SPOT	www.epexspot.com * (European Power Exchange, bourse pour le négoce à court terme de l'électricité, Paris)
FfE	www.ffe.de (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Munich)
OFEN 2019	Statistique suisse de l'électricité 2018, Office fédéral de l'énergie, Berne, 2019
OFEV	Échange de quotas d'émission, https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/politique-climatique/echange-de-quotas-demission.html
REGRT-E	www.entsoe.eu (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, European Network of Transmission System Operators for Electricity (REGRT-E), Bruxelles)
REGRT-E 2019	REGRT-E Statistical Factsheet 2018, Bruxelles, 2019
Swissgrid	Prestations de services système, https://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/experts/topics/ancillary_services.html (Swissgrid SA, exploitante du réseau de transport suisse, Laufenburg)
Swissgrid a	Groupes-bilan, https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/bgm.html