



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom  
Secrétariat technique

---

# Transparence du marché en 2018

## Rapport de l'ElCom

---

Berne, mai 2019

## Table des matières

<b>Avant-propos de Matthias Finger .....</b>	<b>4</b>
<b>1     Genèse de la surveillance des marchés de gros de l'électricité .....</b>	<b>5</b>
<b>2     Surveillance du marché en Suisse: faits et chiffres .....</b>	<b>6</b>
2.1   Acteurs du marché enregistrés.....	6
2.2   Données fournies .....	7
2.3   Statistiques .....	8
<b>3     Principales activités de l'EICom en matière de surveillance du marché.....</b>	<b>12</b>
3.1   Surveillance de la qualité et de l'exhaustivité des données .....	12
3.2   Surveillance du marché de gros de l'électricité .....	12
3.2.1    Manipulation de marché et délit d'initié .....	12
3.2.2    Rétention de capacités de production .....	13
3.2.3    Impact de XBID sur le marché Intraday en Suisse .....	15
3.2.4    Impact de la dissociation des zones de dépôt des offres Allemagne et Autriche .....	16
3.3   Atelier sur la surveillance du marché .....	18
<b>4     Rapports du marché spot et du marché à terme.....</b>	<b>19</b>
4.1   Marché spot en 2018 .....	19
4.2   Marché à terme en 2018 .....	25
<b>5     Interactions entre le marché de l'électricité et le marché financier .....</b>	<b>27</b>
5.1   Cadre légal .....	27
5.2   Reporting selon la LIMF .....	28
<b>6     Coopération internationale.....</b>	<b>28</b>
6.1   Coopération avec les institutions internationales .....	28
6.2   Coopération avec d'autres autorités de régulation.....	29
6.3   Relations avec les pays tiers .....	29
<b>7     Perspectives.....</b>	<b>30</b>
<b>Glossaire .....</b>	<b>31</b>

## Liste des figures

Figure 1: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés .....	6
Figure 2: Répartition des acteurs suisses du marché par pays d'enregistrement .....	7
Figure 3: Nombre de données fournies.....	9
Figure 4: Nombre et type d'opérations de négoce en 2018 .....	10
Figure 5: Répartition, par lieu de livraison, des contrats standard conclus .....	10
Figure 6: Répartition par type de marché organisé.....	11
Figure 7: Nombre de marchés organisés utilisés par les acteurs suisses, par pays .....	11
Figure 8: Volume flexible total des enchères Day Ahead pour la Suisse, février/mars 2018.....	14
Figure 9: Volume flexible total des enchères Day Ahead pour la Suisse, juillet/août 2018 .....	15
Figure 10: Volume négocié sur le marché Intraday suisse avant et après le lancement de XBID .....	16
Figure 11: Volume négocié sur le marché Intraday allemand avant et après le lancement de XBID .....	16
Figure 12: Comparaison entre les attentes liées à la dissociation des zones de dépôt des offres et les prix effectifs .....	17
Figure 13: Différence de prix entre l'Allemagne et l'Autriche pour l'enchère horaire Day Ahead .....	18
Figure 14: Prix Base, Peak et Day Ahead en Suisse en 2018 .....	19
Figure 15: Prix Base Day Ahead en Suisse, en Allemagne et en France .....	20
Figure 16: Charge journalière moyenne en Suisse en 2018 .....	21
Figure 17: Moyenne journalière des flux commerciaux nets de la Suisse avec ses pays voisins .....	21
Figure 18: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production .....	22
Figure 19: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en France, par type de production .....	23
Figure 20: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Allemagne, par type de production .....	23
Figure 21: Moyenne journalière de la production actuelle d'origine renouvelable en Suisse .....	24
Figure 22: Niveau des lacs de rétention suisses en 2018.....	24
Figure 23: Électricité, contrats Base 2018 pour l'année suivante .....	25
Figure 24: Évolution des prix du CO2, du charbon et du gaz naturel pour les contrats 2020 .....	26

## Avant-propos de Matthias Finger

La mondialisation et la numérisation accroissent la complexité des marchés, dont la gouvernance gagne en importance et représente un défi toujours plus grand. Il convient principalement de veiller à ce que tous les acteurs du marché se battent à armes égales. La crise financière a mis en évidence la nécessité d'un certain niveau de transparence sur toutes les places de négociation et sur tous les marchés, y compris pour le négoce de l'électricité et de l'énergie.

Une transparence suffisante fait partie intégrante du développement du marché, mais définir son niveau constitue un défi majeur.

La question cruciale concerne la transparence des données les plus pertinentes pour les négociants: où se situe le «juste milieu» en la matière pour permettre le développement d'un marché adéquat? Un volume immodéré de données et d'informations ne présente des avantages que pour les gros négociants, car ils disposent des outils, des ressources et des capacités requises pour traiter ce flux de données et en extraire les renseignements importants pour la négociation. D'autre part, des réglementations excessives peuvent entraver le marché. La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a donc décidé de publier sur son site Internet certaines de ces données sous la forme de rapports hebdomadaire du marché à terme et du marché spot, qui en fournissent une vue d'ensemble aisément compréhensible.

Compte tenu de ces exigences de transparence, l'Union européenne (UE) a édicté le règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) et la Suisse, les art. 26a ss de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). Il est encore trop tôt pour tirer des leçons de ces évolutions sur le marché de l'énergie, d'autant que celles-ci ont besoin de temps pour déployer pleinement leurs effets. Elles bénéficient toutefois à l'intégrité et à la transparence sur les marchés de gros de l'électricité, tout en contribuant à améliorer la standardisation des processus de gestion des données et des informations sur l'énergie des acteurs du marché. Ces évolutions poursuivent donc des objectifs à long terme.

Les méthodes de surveillance utilisées permettent d'améliorer régulièrement l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'électricité en Suisse en se basant sur les expériences acquises. Elles doivent également être adaptées en permanence aux marchés qui se développent et être structurées efficacement. De plus, la surveillance du marché est confrontée à l'innovation technologique, car l'importance du trading algorithmique, notamment sous sa forme à haute fréquence, s'accroît. L'ElCom s'efforce de relever au mieux tous ces défis.

Eu égard à la législation en vigueur, l'ElCom ne reçoit que les données fournies par les acteurs helvétiques du marché aux autorités étrangères, mais elle n'a pas d'informations sur l'électricité négociée uniquement en Suisse. Elle ne peut donc pas surveiller entièrement le marché de gros national. De plus, il n'existe, par exemple, aucune possibilité de sanction en cas d'abus de marché ou de délit d'initié. Dans ce contexte, la Suisse risquerait, à notre avis, d'être utilisée pour contourner les règles éthiques sur le marché de gros de l'électricité.

# 1 Genèse de la surveillance des marchés de gros de l'électricité

À la suite de la crise économique et financière, le G20 réuni à Pittsburgh, en Pennsylvanie (PA), a décidé en septembre 2009 d'organiser les marchés financiers de manière plus efficace, plus résiliente et, surtout, plus transparente. Cette décision s'est traduite par des recommandations du Conseil de stabilité financière (CSF), dont la Suisse est membre. Il convient en particulier d'éviter les spéculations lors de la négociation à haute fréquence assistée par ordinateur et du négoce de matières premières. Ces évolutions concernent donc également le négoce de l'électricité et du gaz. Des règles sectorielles spécifiques ont été élaborées pour que les entreprises du secteur de l'énergie ne soient pas entièrement soumises à cette réglementation des marchés financiers. En décembre 2011, l'Union européenne (UE) a publié le règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Ce règlement impose notamment aux acteurs du marché de transmettre des informations sur le marché de gros de l'énergie aux autorités de l'UE ou des États membres afin de garantir l'intégrité et la transparence de ces marchés en vue de leur bon fonctionnement et de prévenir les comportements erronés, tels que les manipulations de marché ou les délits d'initiés.

D'après le REMIT, les acteurs suisses du marché sont également tenus de fournir des informations sur leurs transactions dans l'UE aux autorités de cette dernière et de ses États membres et de publier les informations privilégiées. Comme il n'existait pas d'obligation similaire vis-à-vis des autorités suisses, le chapitre 4a «Informations relatives au marché de gros de l'électricité» a été ajouté dans l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71).

Ce nouveau chapitre comprend les art. 26a à 26c OApEI, qui définissent pour l'essentiel l'obligation de fournir des informations sur le marché de gros de l'électricité et des informations privilégiées à l'EICom ainsi les pouvoirs de cette dernière pour évaluer ces renseignements. En vertu de ces dispositions, les acteurs du marché qui ont leur siège ou leur domicile en Suisse doivent communiquer à l'EICom, simultanément et sous la même forme, les informations qu'ils ont transmises aux autorités de l'UE ou des États membres. Ils doivent également indiquer à l'EICom les informations privilégiées, comme les arrêts prévus des centrales. Ces dispositions sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2013.

Eu égard à cette nouvelle tâche qui lui a été confiée, l'EICom a décidé de créer dès le 1<sup>er</sup> juin 2014 sa propre section Surveillance du marché, qui est chargée de la mise en œuvre des art. 26a ss OApEI. Mis en place dans un laps de temps assez court, un système informatique sûr a permis de recenser les acteurs du marché tenus de renseigner et de commencer la collecte des données presque en même temps que l'UE.

Les fournisseurs de données mandatés par les acteurs du marché (*Registered Reporting Mechanisms*, RRM), l'association *Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité* (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) et la plate-forme de l'*European Energy Exchange* (EEX) sur la transparence (EEX TP) ont été raccordés à l'infrastructure informatique de l'EICom pour permettre la livraison des données fondamentales et relatives aux transactions des produits de gros ainsi que des déclarations d'informations privilégiées. Une fois leur qualité contrôlée, ces renseignements sont mis à disposition à des fins d'analyse, l'EICom pouvant ainsi assurer la surveillance du marché de gros de l'électricité en Suisse.

## 2 Surveillance du marché en Suisse: faits et chiffres

### 2.1 Acteurs du marché enregistrés

En Suisse, les acteurs du marché s'enregistrent dans l'application pour l'enregistrement, dont la phase productive a été lancée à l'EiCom début mai 2015, soit cinq mois avant l'entrée en vigueur effective de l'obligation de déclarer. L'enregistrement des acteurs suisses du marché a donc commencé à un stade précoce et avant la date prédéfinie du premier rapport de données, à savoir le 7 octobre 2015.

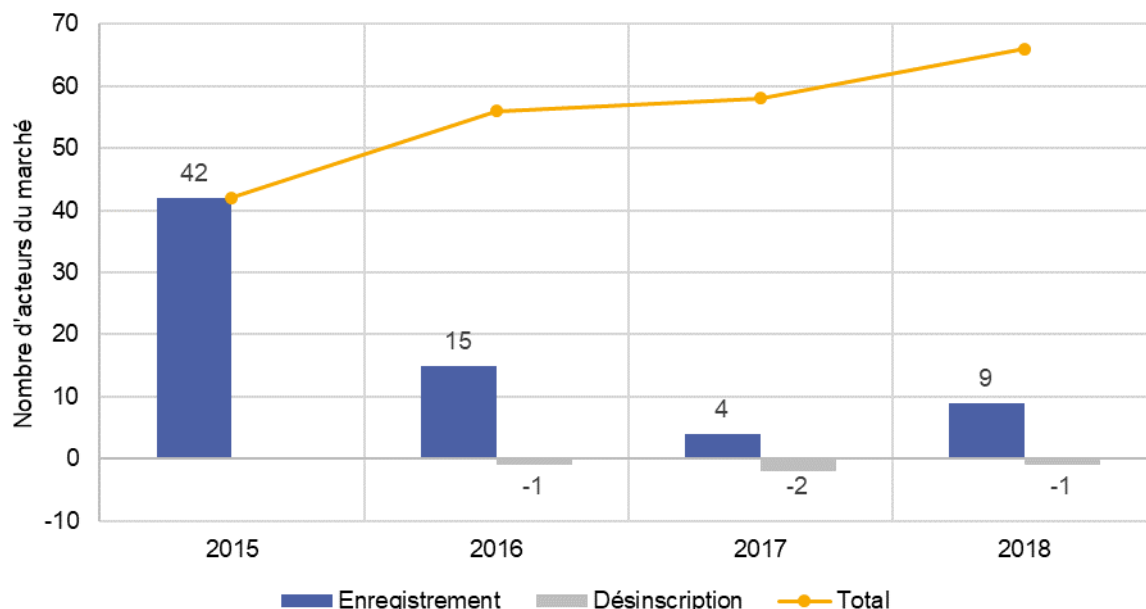


Figure 1: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés

Depuis l'entrée en vigueur des art. 26a ss OApEI et la mise en service du système informatique, 70 entreprises suisses de négoce de l'électricité se sont enregistrées auprès de l'EiCom. Quatre d'entre elles ont par la suite abandonné leurs activités de négoce à déclarer en vertu du REMIT et se sont désinscrites. Fin 2018, on comptait donc 66 acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EiCom.

La plupart des enregistrements ont été effectués en 2015 (voir la Figure 1). Des séances d'information supplémentaires organisées par courriel et dans le cadre de l'atelier annuel Surveillance du marché ainsi que des contacts proactifs réguliers avec les entreprises suisses de négoce de l'électricité ont permis d'inscrire auprès de l'EiCom l'ensemble des sociétés ayant leur siège en Suisse qui fournissent des données aux autorités européennes conformément au REMIT.

Cette inscription suppose de figurer déjà dans le système centralisé européen d'enregistrement des acteurs des marchés de gros de l'énergie (*Centralised European Register of Energy Market Participants*, CEREMP) de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et de posséder un code ACER. Pour ce faire, les acteurs du marché ayant leur siège en Suisse doivent s'enregistrer auprès de l'autorité nationale de régulation de l'énergie de leur choix dans l'UE (autorité nationale de régulation, ANR). La majorité des entreprises suisses ont opté pour le régulateur allemand *Bundesnetzagentur* (BNetzA), suivi par ses homologues italien *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) et britannique *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem). Cinq entreprises suisses se sont inscrites auprès de la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) en France, tandis que trois acteurs du marché ont choisi respectivement l'*Energie-Control GmbH* (E-Control) en Autriche et l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM) aux Pays-Bas. Une entreprise s'est annoncée à la *Commission for Regulation of Utilities* (CRU) en Irlande, une autre à l'*Urząd Regulacji Energetyki* (URE) en Pologne.

et une troisième à la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) en Espagne. De plus, un acteur du marché effectuant du négoce uniquement en Suisse s'est enregistré volontairement auprès de l'EICom. La Figure 2 présente la répartition des acteurs suisses du marché par pays d'enregistrement.

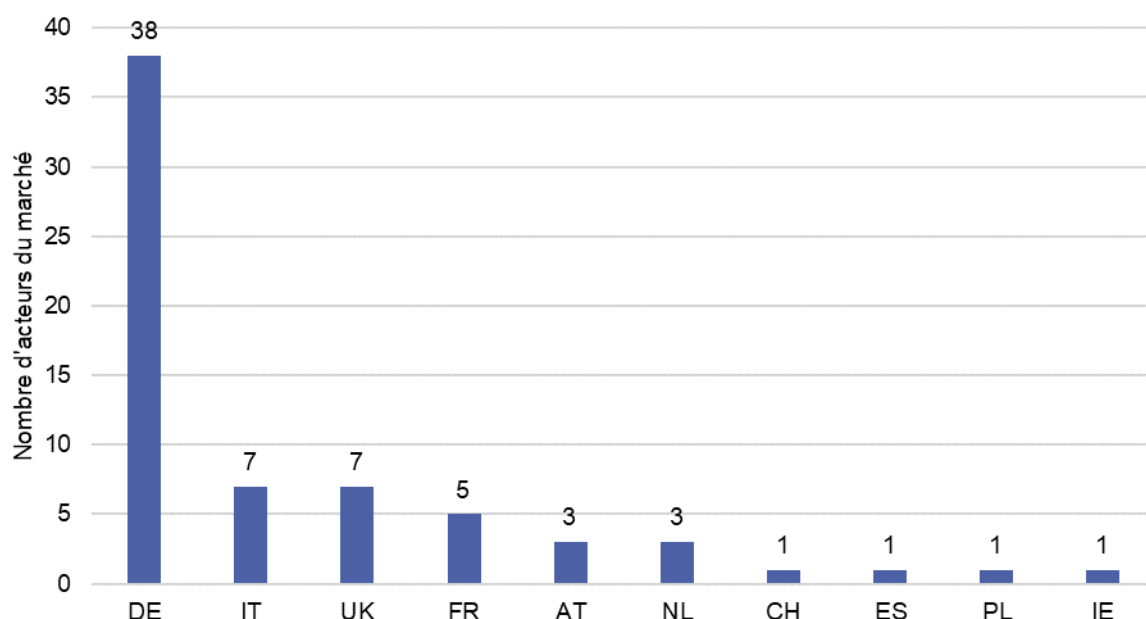


Figure 2: Répartition des acteurs suisses du marché par pays d'enregistrement

Une liste des acteurs du marché actuellement enregistrés auprès de l'EICom est disponible sur le site Internet de cette dernière, à la rubrique «Surveillance du marché». Elle est mise à jour deux fois par an.

## 2.2 Données fournies

Conformément au REMIT, l'obligation de déclarer les contrats standard négociés sur des marchés organisés (*Organised Market Places*, OMP), tels que des places boursières et des courtiers, ou par l'intermédiaire d'une personne qui organise des transactions à titre professionnel (*Person Professionally Arranging Transactions*, PPAT) a commencé le 7 octobre 2015. Elle a été étendue le 7 avril 2016 aux informations concernant les contrats non standardisés, dont les transactions hors bourse (*Over The Counter*, OTC) et les contrats de transport. En 2017, le reporting a été complété par les informations pouvant être qualifiées de privilégiées.

En général, les acteurs suisses du marché qui sont tenus de fournir des informations sur leurs activités de négoce à l'ACER en vertu du REMIT et à l'EICom sur la base des art. 26a ss OApEI passent par un fournisseur de données (RRM). Régulièrement mise à jour, la liste des RRM affiliés à l'EICom figure dans le tableau ci-après et sur le site Internet de l'EICom, à la rubrique «Surveillance du marché».

	Nom	Code ACER
1	EEX	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT	B0000258F.FR
3	Equias	B00001014.NL
4	Trayport	B00001100.UK
5	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE
6	JAO	B0005876N.LU

Tableau: Liste des RRM affiliés à l'EICom

L'EiCom reçoit les données fondamentales grâce à une interface avec l'ENTSO-E. Accessibles publiquement, celles-ci englobent, par exemple, la demande d'électricité, la production des différents types de centrale, les capacités transfrontalières et les annonces concernant l'indisponibilité prévue et imprévue des centrales. L'EiCom les collecte tant pour la Suisse que pour les pays limitrophes.

Comme la plupart des acteurs suisses du marché (env. 90 %) déclarent leurs informations privilégiées sur l'EEX TP, un flux RSS a été mis en place entre cette plate-forme et l'EiCom pour transmettre les données à cette dernière. Compte tenu du faible nombre d'acteurs qui publient leurs déclarations auprès du *Gestore dei mercati energetici* (GME), l'EiCom a décidé de n'établir provisoirement aucune liaison directe avec l'infrastructure informatique de GME. Elle a invité les acteurs concernés à l'informer simultanément par courriel de toute publication auprès de GME. Cela vaut également pour tous ceux qui préfèrent publier les informations privilégiées sur leur propre site Web plutôt que sur une plate-forme contribuant à la transparence.

En plus des données communiquées, d'autres informations nécessaires à l'analyse du comportement des acteurs du marché, comme les prix de règlement (prix de référence des principaux produits de négoce), sont obtenues grâce au raccordement à EEX. En outre, plusieurs autres sources d'information fournissent à l'EiCom des données de référence telles que les prix du charbon, du gaz et du CO<sub>2</sub>. Les analyses de l'EiCom tiennent également compte des données météorologiques et d'indications supplémentaires sur le niveau de remplissage des lacs de rétention, les capacités d'importation et d'exportation aux frontières ainsi que les arrêts prévus et imprévus des centrales.

## 2.3 Statistiques

Jusqu'à fin 2016 – la première année complète suivant l'entrée en vigueur de l'obligation de déclarer – l'EiCom a reçu par l'intermédiaire des seuls RRM 19 670 365 communications de données, soit un volume global d'environ 70 gigaoctets. La plupart de ces communications (17 424 692) concernaient les activités de négoce des acteurs suisses du marché sous la forme de contrats standard: 30 % portaient sur des transactions et 70 % sur les ordres correspondants. Parmi les transactions, 87,6 % correspondaient au négoce à court terme et 12,4 % à des opérations à terme utilisant l'électricité comme sous-jacent. Il ressort de la Figure 3 qu'après l'établissement du canal ENTSO-E, plus de 1 000 000 notifications concernant les données fondamentales sont venues s'y ajouter rien qu'au deuxième trimestre 2016. Le reporting des contrats non standard a lui aussi commencé à cette période.

Le nombre de contrats standard déclarés a sensiblement augmenté en 2017. Dans l'ensemble, près de 18 millions d'opérations de marché correspondantes (ordres et transactions) ont été enregistrées, soit une hausse de 30 % des opérations de négoce d'énergie par rapport à 2016. Le ratio entre les offres et les transactions, qui était d'environ 2:1 en 2016, s'est confirmé l'année suivante, tout comme celui entre les opérations à court terme et les opérations à terme. Plus de 90 % des transactions ont été réalisées sur le marché à court terme, les *futures* et les *forwards* représentant moins de 10 %. Les contrats non standard jouent un rôle mineur en comparaison, puisqu'ils n'ont fait l'objet que de 3500 communications en 2017. Cette même année, l'ENTSO-E a fourni plus de 2,3 millions de notifications concernant les données fondamentales; le volume de données a donc doublé par rapport à l'année précédente.

La tendance haussière des données fournies à l'EiCom s'est clairement poursuivie en 2018. Plus de 60 millions d'opérations de marché lui ont été déclarées au titre des contrats standard entre le début du reporting et la fin 2018. La répartition des opérations de négoce était similaire en 2018 à celle des années précédentes: 85 % des données communiquées concernaient des contrats standard. Au total, plus de 23 millions d'opérations de marché (ordres et transactions) ont été enregistrées, soit une nouvelle augmentation de 30 % par rapport à 2017. Le ratio entre les offres et les transactions, qui s'établit à environ 2,5:1, n'a que légèrement fluctué d'une année à l'autre. La part des transactions sur le marché à court terme était similaire à celle de 2017, c'est-à-dire supérieure à 90 %, les *futures* et les *forwards* représentant encore moins de 10 %. Comme les années précédentes, le nombre de contrats non standard déclarés est resté faible: seules 3200 communications en 2018. Dans l'ensemble, plus de 4,2 millions de notifications concernant les données fondamentales ont été reçues cette même année, c'est-



à-dire presque deux fois plus qu'en 2017, année durant laquelle le reporting des informations privilégiées a également commencé. Depuis, l'EEX TP a envoyé à l'EiCom 15 785 communications automatisées sur ces informations. En revanche, l'EiCom n'a obtenu aucune communication similaire par courriel jusqu'à la fin 2018.

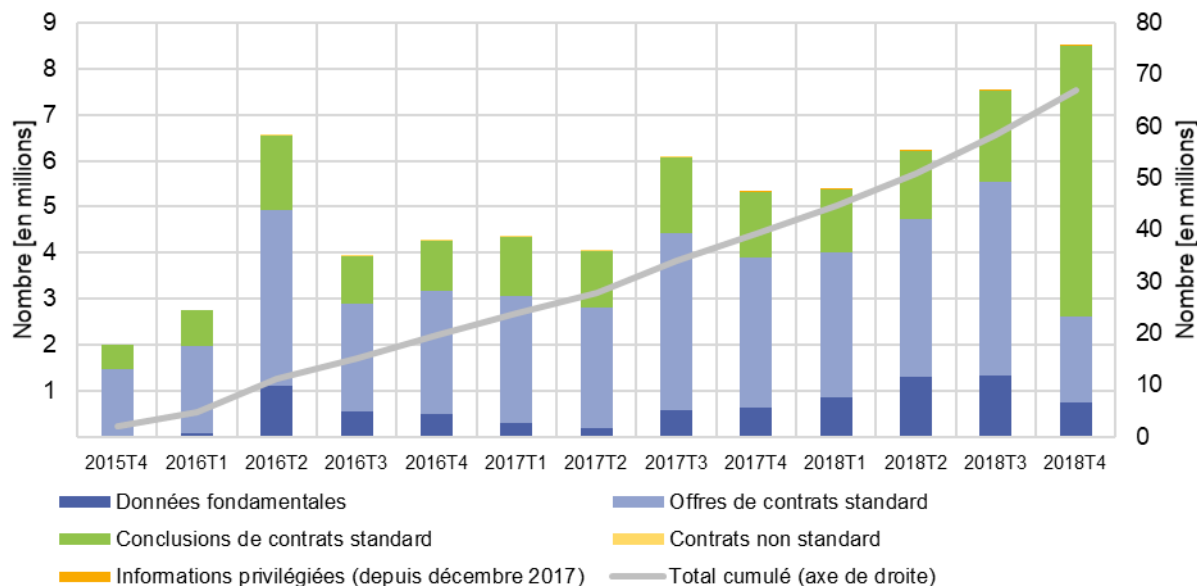


Figure 3: Nombre de données fournies

La Figure 4 opère une distinction entre le négoce à terme et à court terme ainsi qu'entre les ordres et les transactions de contrats standard à la fin 2018. Le diagramme circulaire présente le rapport entre les opérations Day Ahead et les opérations Intraday dans le négoce à court terme, qui regroupe la plupart des transactions.

Les produits ont des échéances plus brèves dans le négoce à court terme, de sorte qu'un nombre accru de transactions est déclaré pour la même période de livraison. En revanche, un contrat à terme ne couvre qu'une opération. Il ne faut dès lors pas conclure de la Figure 4 que le négoce à terme aurait relativement moins de poids que le négoce à court terme.

La tendance haussière persistante en matière de communications de données et le nombre croissant d'opérations déclarées montrent que les acteurs suisses du marché sont très actifs sur les marchés de gros environnants de l'électricité. Les contrats standard se taillent indéniablement la part du lion.

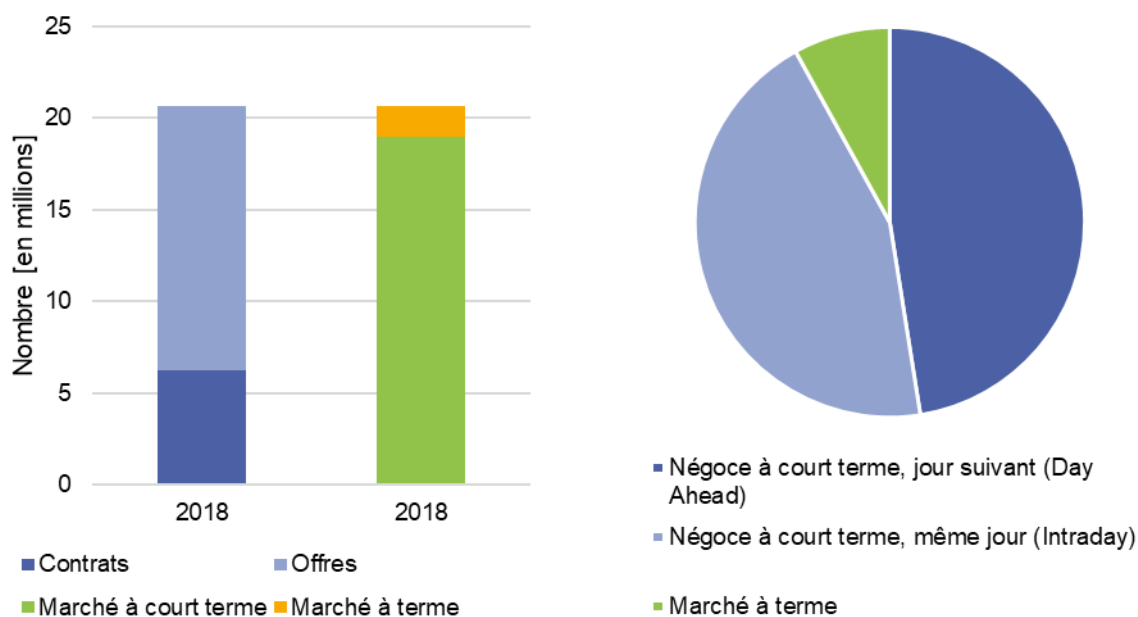


Figure 4: Nombre et type d'opérations de négoce en 2018

La Figure 5 répartit par lieu de livraison les activités de négoce de gros de l'électricité des entreprises suisses. Elle révèle clairement que l'Italie et l'Allemagne sont les principaux marchés cibles: les acteurs suisses du marché y concluent plus de 85 % de leurs opérations. Le nombre de transactions est plus élevé en Italie en raison de la structure du marché, qui comprend plusieurs zones de dépôt des offres et plusieurs enchères quotidiennes.

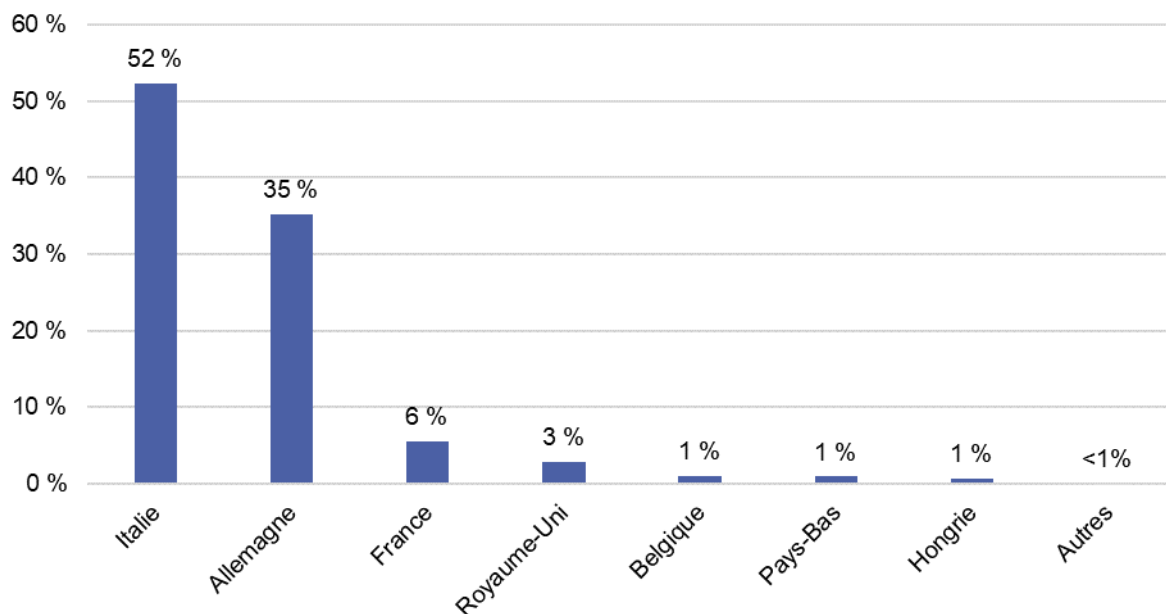


Figure 5: Répartition, par lieu de livraison, des contrats standard conclus

Les acteurs suisses du marché négocient sur 45 marchés organisés. La répartition par type de marché est présentée à la Figure 6. Les transactions conclues en bourse sont minimales par rapport à celles qui sont exécutées par l'intermédiaire d'un courtier. Seuls 2 % des transactions sont réalisés dans un système organisé de négociation (*Organised Trading Facility, OTF*).

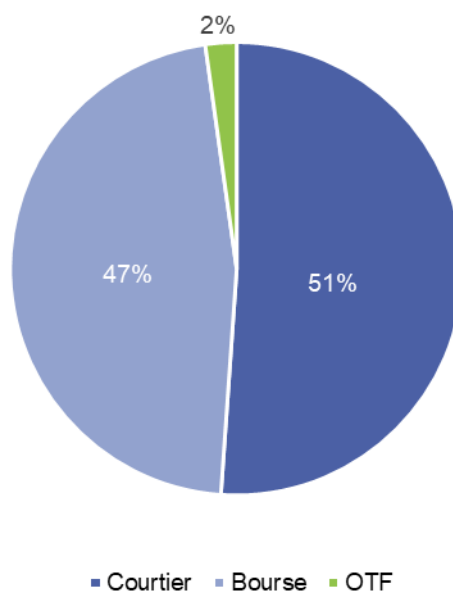


Figure 6: Répartition par type de marché organisé

La Figure 7 montre la répartition territoriale des marchés organisés sur lesquels opèrent les acteurs suisses. Ceux-ci choisissent souvent de conclure leurs opérations sur des plates-formes de courtage, en plus du négoce sur les bourses nationales des pays de l'UE. La plupart de ces plates-formes ont leur siège au Royaume-Uni, suivi par l'Allemagne et la France.

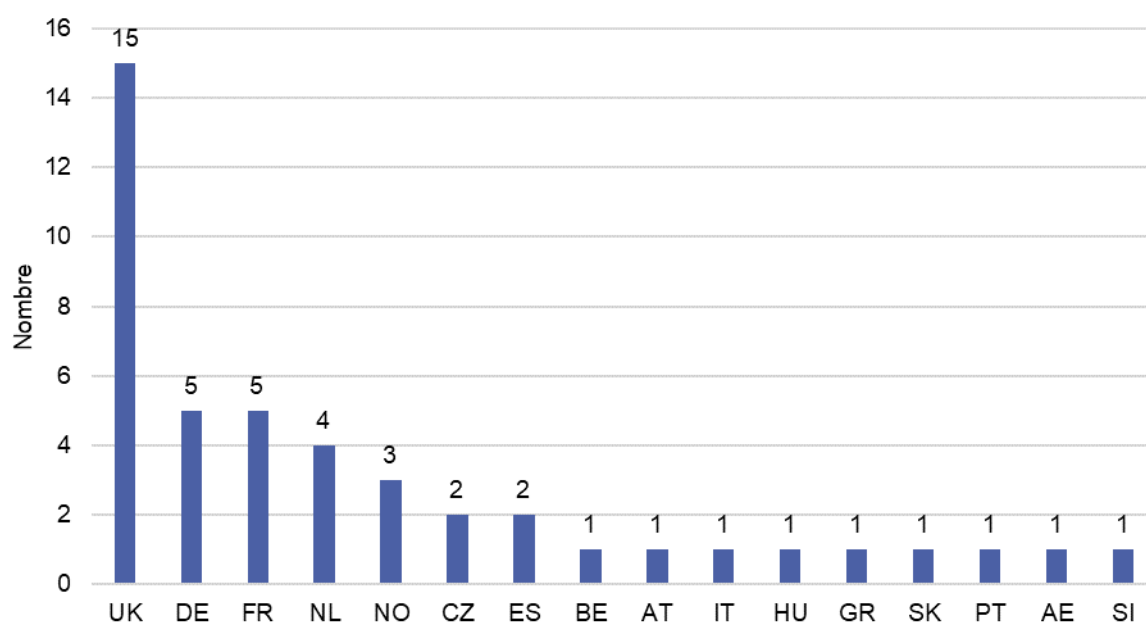


Figure 7: Nombre de marchés organisés utilisés par les acteurs suisses, par pays

## **3 Principales activités de l'EICom en matière de surveillance du marché**

### **3.1 Surveillance de la qualité et de l'exhaustivité des données**

Des données complètes et de bonne qualité sont indispensables pour assurer une surveillance efficace du marché de gros de l'électricité. Une première évaluation menée début 2016 a révélé que les exigences prédéfinies n'étaient pas encore suffisamment respectées, de sorte qu'aucune analyse assez approfondie et pertinente n'était réalisable pour surveiller le marché. Le même constat a été dressé après l'analyse subséquente des données fondamentales et l'appréciation des déclarations relatives aux contrats non standard et aux contrats de transport. Les problèmes les plus fréquents sont les doubles déclarations, la présentation erronée des événements du cycle de vie, des informations inexactes (p. ex. codes d'identification des marchés organisés), des lieux de livraison erronés, un horodatage imprécis, des relations contractuelles discordantes ainsi que des erreurs concernant les prix, le profil ou les volumes. Des cas de déclarations tardives<sup>1</sup>, voire des omissions complètes de déclaration ont été identifiés et, pour la plupart, corrigés. Des lacunes et une qualité déficiente des données ont également été constatées dans les publications relatives aux informations privilégiées.

Ces dernières années, les échanges réguliers entre l'EICom et les parties concernées ont fortement contribué à améliorer la qualité des données communiquées. L'EICom salue à cet égard la collaboration constructive avec les acteurs suisses du marché. La plupart des cas de reporting déficient ont pu être éclaircis et corrigés en dialoguant directement avec ces acteurs.

Même lorsque les directives proviennent de l'ACER, qui a mis à la disposition des acteurs du marché concernés plus de 600 pages d'interprétations et d'instructions pour mettre en œuvre le REMIT, l'EICom s'efforce de faciliter autant que possible le respect des art. 26a ss OApEI par ces acteurs grâce à des processus simplifiés et conviviaux. La mise en place de processus de reporting bien structurés, surveillés par les acteurs du marché et par les fournisseurs de données qu'ils ont mandatés, permet d'accroître la conformité aux exigences d'exhaustivité, d'exactitude et de ponctualité des déclarations. Les acteurs du marché se doivent d'effectuer tout ce qui est nécessaire pour atteindre la compliance requise et fournir à l'EICom des données qualitatives permettant une surveillance globale et pertinente du marché.

### **3.2 Surveillance du marché de gros de l'électricité**

#### **3.2.1 Manipulation de marché et délit d'initié**

La surveillance du marché vise à identifier les dysfonctionnements du négoce de gros de l'électricité. Les travaux d'analyse de l'EICom, qui s'appuient sur les données fournies en vertu des art. 26a ss OApEI, portent principalement sur le délit d'initié et la manipulation de marché. Compte tenu du volume de données, l'EICom utilise à cet effet un système de monitoring du marché (*Market Monitoring Systems*, MMS), qui peut détecter automatiquement les particularités. Il est ainsi possible d'en repérer plusieurs dans le comportement des acteurs suisses du marché.

---

<sup>1</sup> Le délai de déclaration des contrats standard est J+1. Celui des contrats non standard est J+30.

Des sources externes fournissent également à l'EiCom des informations sur des abus éventuels. Celles-ci sont communiquées par des marchés organisés comme les bourses ou par des courtiers à l'aide de déclarations de transactions et d'ordres suspects (*Suspicious Transaction Order Report*, STOR). Jusqu'à la fin 2018, six STOR ont été transmis à l'EiCom, y compris des cas de manipulation potentielle du marché telle que le *Layering*, les *Wash Trades* et la *Cross Market Manipulation*<sup>2</sup>. Une PPAT n'a jusqu'à présent effectué aucune communication à l'EiCom.

Tous les événements examinés par l'EiCom qui laissaient penser à une manipulation de marché ont été discutés avec les acteurs concernés pour comprendre tout d'abord le contexte de ce comportement, puis le cas échéant pour envisager des mesures visant à prévenir une éventuelle manipulation de marché à l'avenir.

En outre, l'EiCom réalise des analyses ad-hoc sur la base des conditions et évolutions actuelles. En 2018, il s'agissait par exemple de la froideur extrême en février et de la canicule exceptionnelle en août. Dans ce contexte, l'EiCom a analysé le comportement des acteurs du marché, notamment en relation avec la rétention de capacités de production (*Capacity Withholding*). Le lancement du *Crossborder Intraday* (XBID), dont la Suisse est exclue, et la réintroduction subséquente d'enchères explicites à ses frontières ont également été analysés.

La promotion des analyses de marché à l'aide du MMS a permis à l'EiCom d'acquérir un savoir-faire sur le comportement et les processus du marché ainsi que sur l'évolution des prix. Les décisions de l'EiCom sur le développement futur du marché suisse tiennent compte de cette expertise.

### 3.2.2 Rétention de capacités de production

Les enchères Day Ahead sont importantes dans le négoce de l'électricité. Une enchère est organisée un jour précis pour les livraisons d'électricité du lendemain. Les acteurs du marché déposent leurs offres d'achat et de vente d'électricité jusqu'à une heure de remise définie, ces offres pouvant porter sur la livraison ou la demande d'électricité à chaque heure du jour suivant. À l'issue de l'enchère, la plateforme correspondante calcule la courbe de l'offre et de la demande et le prix du marché par heure que chaque acteur paie ou reçoit. Ne pas proposer une part significative de la production d'électricité lors de l'enchère peut tirer artificiellement le prix du marché vers le haut, en particulier lorsque la situation est déjà tendue (p. ex. vague de froid ou de chaleur).

Dans ce contexte, l'EiCom a analysé le comportement des acteurs suisses du marché en février/mars 2018 et en juillet/août de la même année. Des températures exceptionnellement basses ont été enregistrées en février 2018, tandis que des périodes dépassant les 35 degrés ont été recensées en été 2018. L'analyse visait à déterminer si des capacités de production avaient été retenues (non proposées) pendant ces deux phases, ce qui aurait influé sur les prix du marché de l'électricité.

---

<sup>2</sup> Le *Layering* est une stratégie de manipulation du marché dans laquelle un négociant émet de nombreuses ordres sur le marché et les supprime ultérieurement. Lorsqu'il fait ces ordres, le négociant n'a pas l'intention de les exécuter effectivement sur le marché, mais espère influencer sur le prix pour que celui-ci évolue dans la direction souhaitée.

Un *Wash Trade* est une opération dite pour compte propre. Celle-ci existe lorsqu'une personne conclut une opération juridique avec elle-même en tant que représentant d'un tiers (contrat avec soi-même) ou de deux ou plusieurs parties (double représentation ou représentation multiple). Les *Wash Trades* font partie des manipulations de marché, car ils peuvent envoyer au marché des signaux erronés ou trompeurs concernant la liquidité, le prix (en particulier le cours de clôture du jour) ou la volatilité ou sont exécutés en vue d'un positionnement prix.

La *Cross Market Manipulation* englobe notamment les cas dans lesquels le marché Intraday et celui de l'énergie de réglage se chevauchent. Les possibilités d'arbitrage entre ces deux marchés sont alors exploitées. Cet aspect de la structure du marché existe en particulier en France.

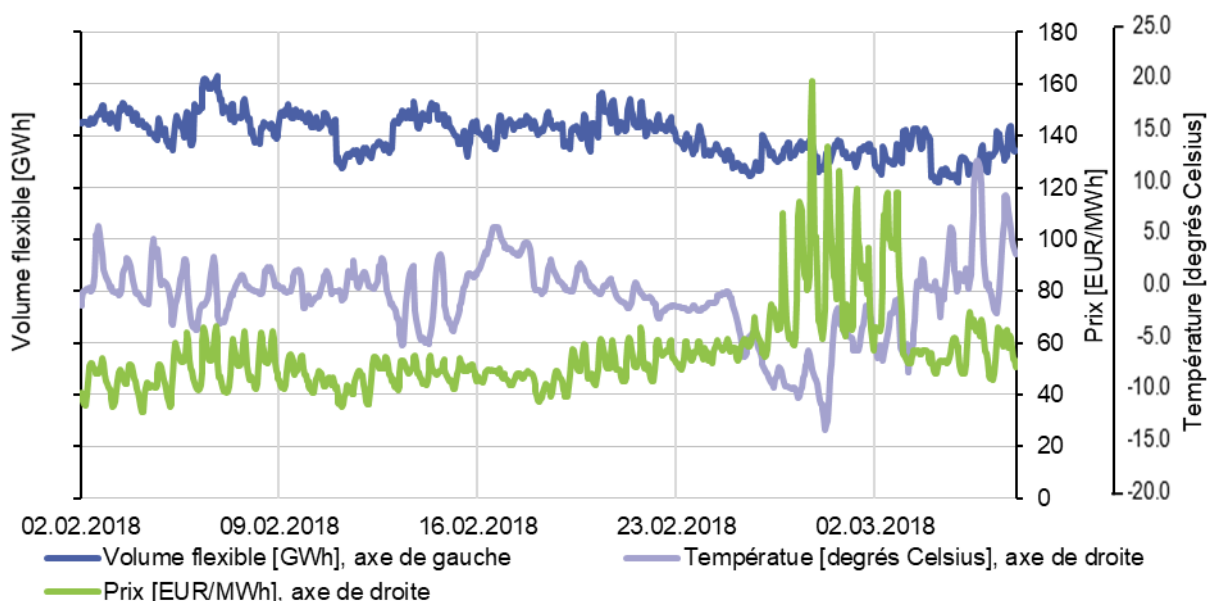


Figure 8: Volume flexible total des enchères Day Ahead pour la Suisse, février/mars 2018

Pour déterminer le volume flexible, il a fallu reconstituer sur la période concernée, à l'aide des ordres reçus, la matrice boursière Day Ahead quotidienne de chaque acteur du marché participant à l'enchère Day Ahead pour la Suisse. Rien qu'en février/mars 2018, cela impliquait d'analyser 34 jours de négoce et d'évaluer plus de 1,5 million d'ordres émis par 62 acteurs du marché.

La flexibilité totale découle de la différence absolue entre le volume demandé et le volume offert, soit de -500 EUR/MWh à 3000 EUR/MWh, ce qui correspond à la fourchette de prix définie par l'EPEX dans laquelle les acteurs du marché peuvent remettre leurs offres.

D'après les résultats de l'analyse, un faible recul du volume flexible proposé (ligne bleu foncé dans la Figure 8) a été constaté pendant la période la plus froide de l'année 2018 malgré des prix très élevés. À la demande de l'EICom, les acteurs du marché concernés ont expliqué de manière plausible que les capacités de production proposées diminuaient sur le marché Day Ahead lorsqu'elles étaient plutôt utilisées sur le marché de l'énergie de réglage, où les conditions étaient parfois plus intéressantes. En outre, la propension au risque baisse sur le marché Day Ahead en cas de températures très basses. Une situation déjà tendue sur le marché pourrait se détériorer davantage en cas de marché Intraday illiquide, de pics tarifaires dus à une forte demande ou de l'arrêt éventuel de centrales.

L'analyse de la canicule de l'été 2018 n'a révélé aucune tendance à la rétention des capacités de production, même lors de températures très élevées (voir la Figure 9).

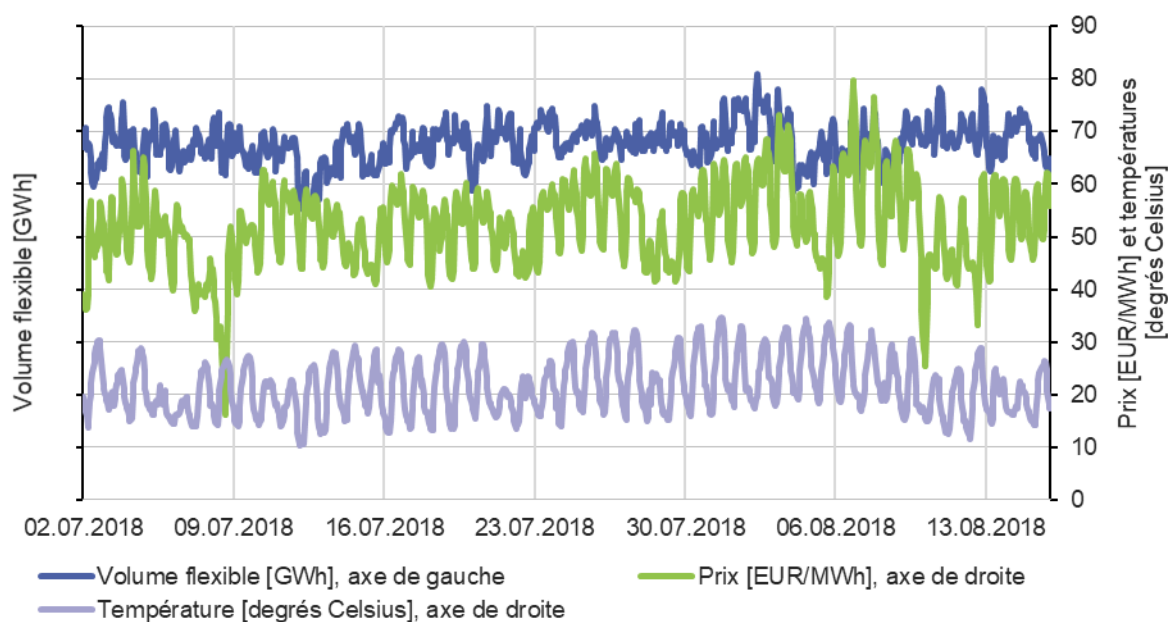


Figure 9: Volume flexible total des enchères Day Ahead pour la Suisse, juillet/août 2018

En résumé, le marché Day Ahead en Suisse ne présente a priori aucune manipulation de prix qui découlerait de la rétention de capacités de production. Il continuera d'être surveillé.

### 3.2.3 Impact de XBID sur le marché Intraday en Suisse

Le marché infra-journalier transfrontalier XBID a été lancé dans l'UE le 13 juin 2018. Modèle cible élaboré par la Commission européenne, XBID jette les bases d'une négociation Intraday continue et transfrontalière de l'électricité qui repose sur des allocations permanentes des capacités transfrontalières. Cela permet un négoce implicite: le négociant peut, en une étape, acheter ou vendre de l'électricité au-delà des frontières grâce à la capacité correspondante du réseau.

Le lancement de XBID a entraîné l'arrêt de l'ancien mécanisme flexible de négoce infra-journalier (*Flexible Intraday Trading Scheme*, FITS), qui permettait un négoce Intraday implicite à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne et entre la Suisse et la France.

La Suisse ne participe pas à XBID. Depuis la mise en service de ce dernier, les opérations de négoce d'énergie aux frontières respectives avec l'Allemagne et la France sont donc réalisées en deux temps: la capacité transfrontalière nécessaire doit être réservée séparément, en plus de l'opération de négoce d'énergie proprement dite. En vertu de l'art. 17, al. 1, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), la législation vise une utilisation efficace des capacités transfrontalières selon des procédures axées sur les règles du marché. Les incitations concernant une réservation prudente étant insuffisantes et le coût du négoce Intraday augmentant par ailleurs, le risque d'un blocage de capacités accumulées (*Capacity Hoarding*) s'accroît lui aussi. Lors de ce blocage, des capacités significatives sont réservées, puis libérées ultérieurement sans que la capacité de transport de l'électricité ne soit utilisée ou que son utilisation ne soit même envisagée. On empêche ainsi tous les acteurs du marché de bénéficier des mêmes possibilités d'opérations transfrontalières de négoce d'énergie.

L'EICom estime que l'accumulation de capacités significatives est problématique et pourrait constituer une manipulation de marché au regard de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Elle surveille donc le comportement des acteurs du marché aux frontières.

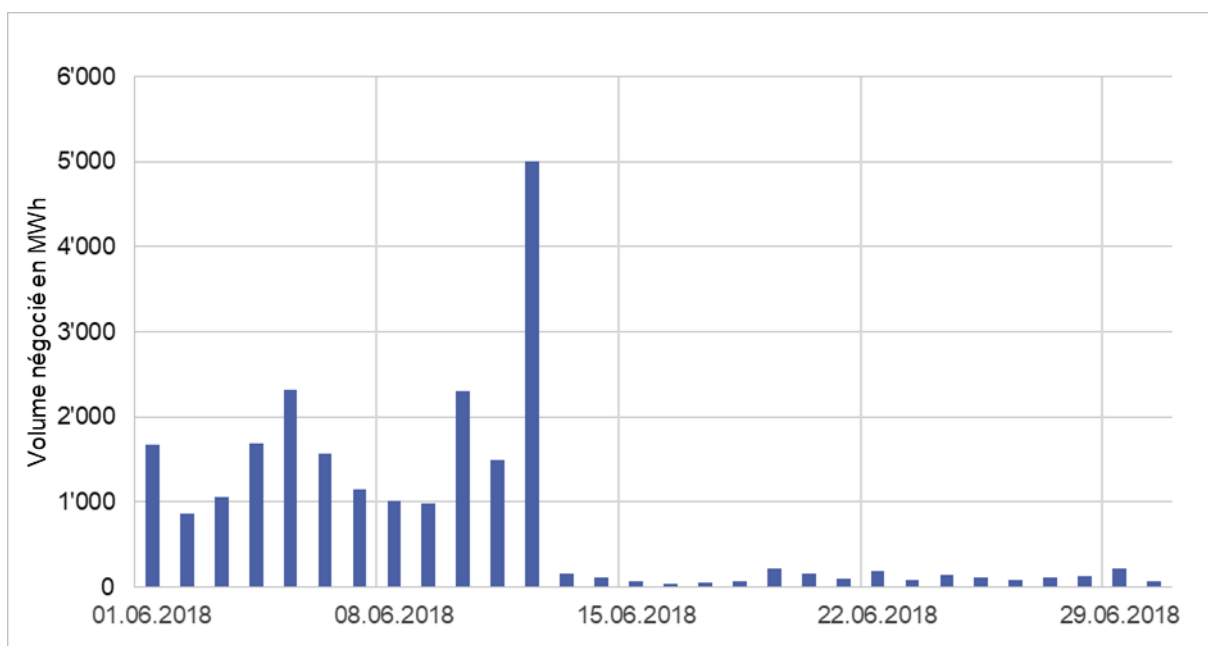


Figure 10: Volume négocié sur le marché Intraday suisse avant et après le lancement de XBID

Comme le montre la Figure 10, la liquidité du négoce Intraday suisse s'est littéralement effondrée après le lancement de XBID. Il ressort clairement de la Figure 11 que les activités de négoce des acteurs suisses du marché ont augmenté dans le même temps sur le marché Intraday en Allemagne. Une évolution similaire a été constatée sur le marché Intraday français.

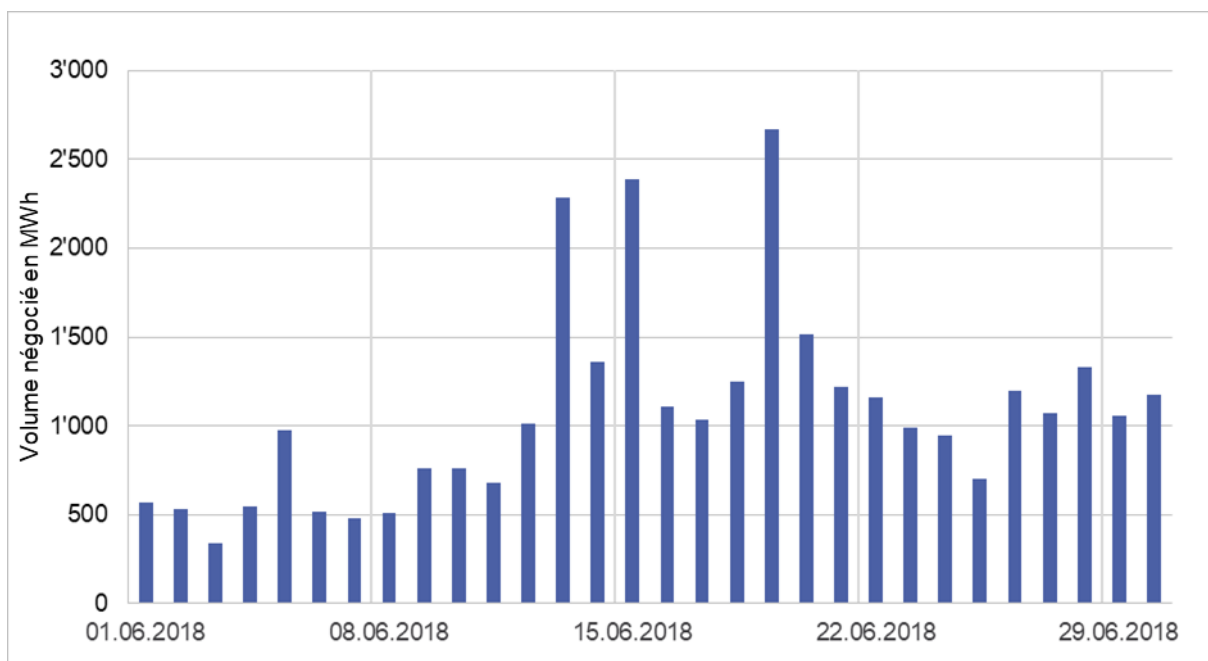


Figure 11: Volume négocié sur le marché Intraday allemand avant et après le lancement de XBID

### 3.2.4 Impact de la dissociation des zones de dépôt des offres Allemagne et Autriche

Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, une zone distincte de dépôt des offres a été mise en place pour l'Autriche, qui faisait partie de la même zone tarifaire que l'Allemagne jusqu'à fin septembre 2018. La possibilité d'un négoce illimité de l'électricité entre ces deux pays a ainsi disparu. L'Autriche constitue désormais un marché propre important, dont les capacités de réseau disponibles doivent être prises en compte lors du négoce transfrontalier de l'électricité. Celles-ci ont été fixées au plus à 4,9 GW.



Les facteurs suivants engendrent des différences de prix entre l'Autriche et l'Allemagne:

- écarts au niveau de la demande ou écarts de production entre l'Autriche et l'Allemagne;
- techniques de production déterminant le prix (centrales au fil de l'eau, pompage-turbinage, centrales à gaz, etc.);
- processus de *Market Coupling* (*Day Ahead Flow Based Market Coupling* dans la région CWE [nord-ouest de l'Europe], XBID);
- recul de la liquidité en Autriche, modification des stratégies d'acquisition ou de couverture et concurrence restreinte.

Des droits financiers de transport (DFT), mis aux enchères mensuellement par *Joint Allocation Office* (JAO), sont utilisés pour couvrir les différences de prix entre les zones tarifaires de l'Autriche et de l'Allemagne. Pour ce faire, on détermine l'écart de prix entre les deux zones de marché, que l'on multiplie par la capacité acquise en MW. Le montant correspondant est remboursé au détenteur d'un DFT. Les DFT ne peuvent pas être considérés lors des nominations transfrontalières ni réservés.

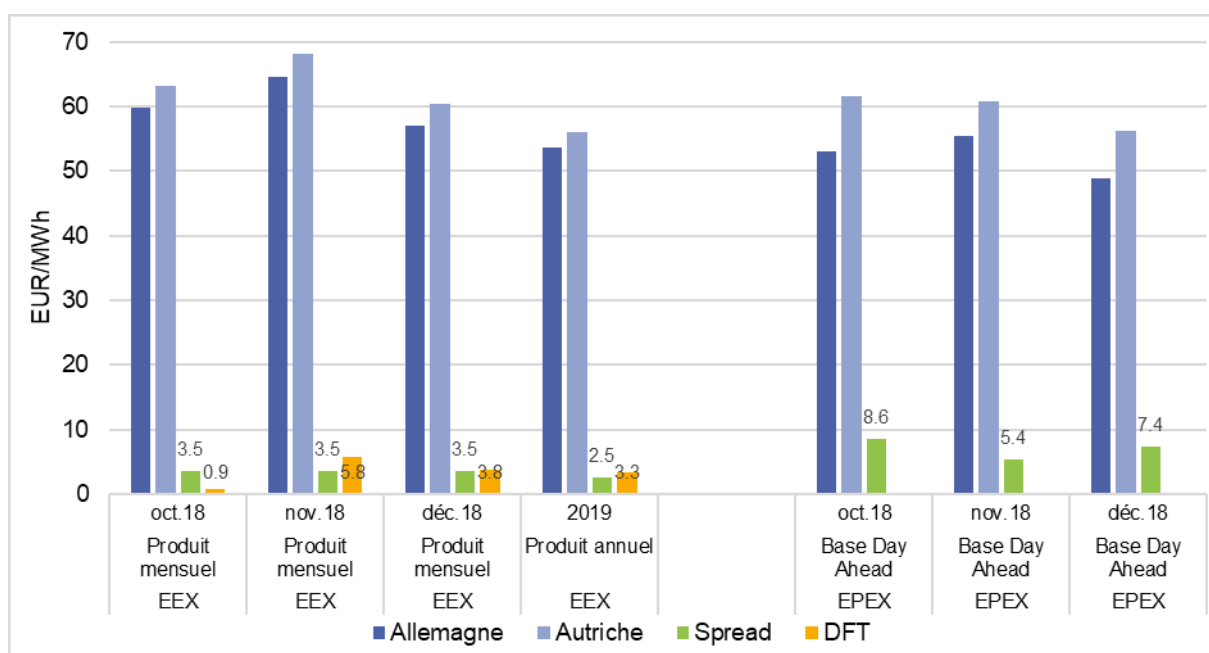


Figure 12: Comparaison entre les attentes liées à la dissociation des zones de dépôt des offres et les prix effectifs

La Figure 12 montre clairement que les DFT mis aux enchères par JAO se sont stabilisés au bout de deux mois au niveau du *spread* négocié à l'EEX. Ils étaient toutefois sensiblement inférieurs aux *spreads* journaliers observés sur le marché spot de l'EPEX. Il convient de noter que les données de l'EEX équivalent dans cette figure à la valeur moyenne des prix de règlement en septembre 2018 pour les produits mensuels d'octobre, novembre et décembre 2018 et pour le produit annuel 2019. Les données du marché spot de l'EPEX correspondent à la valeur moyenne de la base journalière du mois concerné.

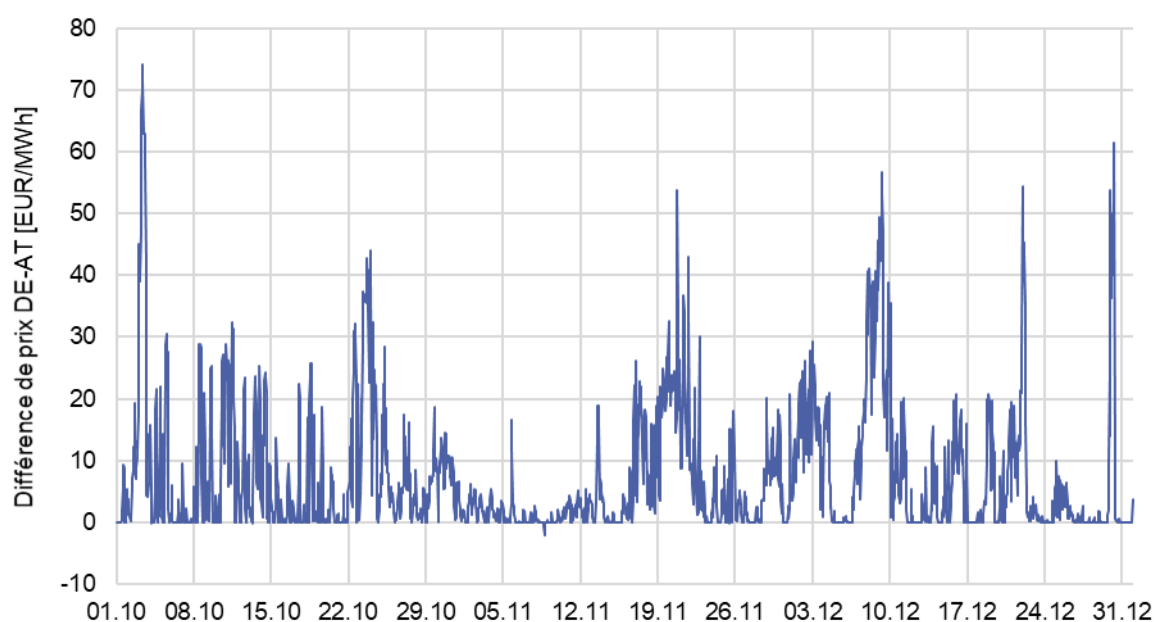


Figure 13: Différence de prix entre l'Allemagne et l'Autriche pour l'enchère horaire Day Ahead

La Figure 13 présente les différences variables entre les tarifs horaires Day Ahead allemands et autrichiens sur l'EPEX Spot SE. Par exemple, le 3 octobre 2018 était férié en Allemagne (fête nationale). La demande y était donc plus faible que lors d'un jour ouvré ordinaire. De plus, la production d'électricité d'origine éolienne y était élevée et supérieure à la normale. Les prix ont donc baissé en Allemagne et avoisinaient zéro. La capacité transfrontalière restreinte avec l'Autriche a empêché une compensation des prix entre les deux pays.

### 3.3 Atelier sur la surveillance du marché

Chaque année, l'EICOM organise des ateliers sur des sujets concernant le devoir d'information au sens des art. 26a ss OApEI. L'état de la surveillance du marché de gros de l'électricité en Suisse est présenté lors de ces manifestations. D'autres événements relatifs au secteur de l'électricité en Suisse et en Europe sont également abordés.

Le premier atelier expliquait principalement les devoirs d'enregistrement et d'information selon les art. 26a ss OApEI, tandis que le deuxième commentait en outre les expériences recueillies lors de la première vague de reporting des contrats standard, dont les données ont été fournies à partir du 7 octobre 2015. La phase du reporting suivante, qui concernait les transactions non standard et devait commencer le 7 avril 2016, a également été exposée à cette occasion.

Le troisième atelier était consacré à la qualité des données fournies. Des mesures visant à l'améliorer ont été discutées avec les parties prenantes présentes, telles que les RRM, les OMP, les ANR et les acteurs du marché, et des solutions pratiques ont été élaborées, notamment pour éviter les doubles livraisons récurrentes de données.

Cette discussion s'est poursuivie l'année suivante en raison de l'importance cruciale de la qualité des données pour une surveillance approfondie et pertinente du marché. Elle portait principalement sur le rôle des RRM et des ANR dans le processus d'amélioration en vue d'une fourniture exhaustive, correcte et ponctuelle des données.

La Blockchain était au cœur de l'atelier 2018, qui exposait les différents aspects de son utilisation dans le secteur énergétique. Cette technologie est-elle susceptible d'améliorer l'efficacité des processus du secteur? Cette question a donné lieu à des échanges animés.

## 4 Rapports du marché spot et du marché à terme

Depuis respectivement février et octobre 2018, l'EICom publie un rapport hebdomadaire sur le marché à terme et un autre sur le marché spot, qui portent tous deux sur l'évolution actuelle des prix en Suisse et dans les pays voisins. Une plus grande transparence dans les marchés de gros réduit le risque de manipulation de marché et de perturbation des signaux liés au prix tout en permettant aux clients finaux de payer l'électricité à un prix juste. Les marchés de gros génèrent des signaux de prix importants qui influencent non seulement le choix des fournisseurs et des consommateurs, mais aussi les décisions d'investissement dans des installations de production et dans l'infrastructure du réseau de transport. Il est donc primordial que ces signaux résultent du fonctionnement des forces du marché.

Ces rapports visent à présenter le niveau actuel des prix de l'électricité et leur évolution au cours de la semaine précédente en Suisse et dans les pays voisins ainsi qu'à expliquer cette évolution en se basant sur celle de vecteurs de prix tels que les tarifs du CO<sub>2</sub>, du charbon et du gaz, sur les données de production, sur les températures et sur d'autres données fondamentales. Le rapport du marché à terme est axé sur les produits à long terme tels que les contrats annuels, trimestriels et mensuels en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie, tandis que le rapport du marché spot expose les contrats horaires et hebdomadaires et les principales données fondamentales permettant de comprendre les variations de prix (production d'électricité par technologie, demande, températures, flux commerciaux entre la Suisse et ses pays voisins que sont l'Allemagne, la France et l'Italie, ainsi que valeurs prévisionnelles pour la production à partir de l'éolien et du solaire en Allemagne).

### 4.1 Marché spot en 2018

Les prix Base et Peak des enchères Day Ahead à la bourse EPEX Spot ont augmenté modérément au cours de l'année 2018 (voir la Figure 14). Le prix Base était d'environ 50 EUR/MWh en janvier 2018, alors qu'il oscillait entre 60 et 80 EUR/MWh en octobre. L'augmentation des prix du charbon et du gaz, qui sont des matières premières importantes pour le prix de l'électricité, ainsi que de ceux des certificats de CO<sub>2</sub> a tiré les tarifs vers le haut (voir également le chap. 4.2). De plus, la disponibilité restreinte des centrales nucléaires françaises à l'automne 2018 a eu le même effet. L'injection massive d'électricité d'origine éolienne en Allemagne a aussi parfois fait baisser les prix de l'électricité en Suisse.

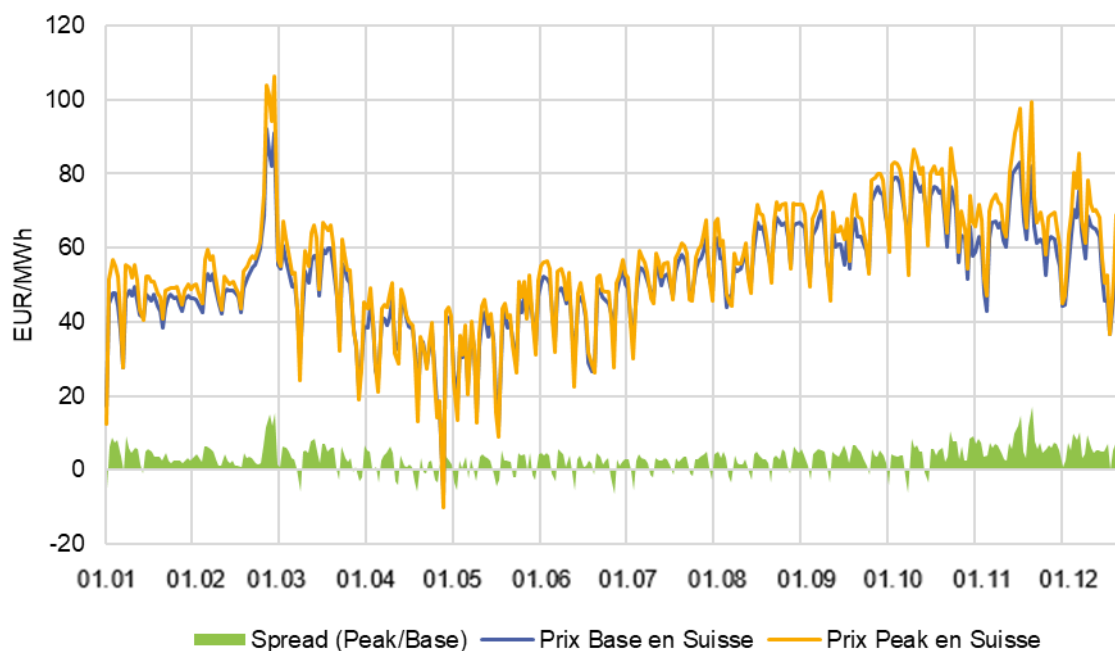


Figure 14: Prix Base, Peak et Day Ahead en Suisse en 2018

La Figure 15 compare l'évolution des prix Day Ahead sur les marchés suisse, allemand et français.

Fin février 2018, une vague de froid entraînant des températures journalières moyennes de  $-10^{\circ}\text{C}$  s'est traduite par des prix exceptionnellement élevés. Durant cette période, l'écart de prix entre l'Allemagne et la Suisse était considérable. Lorsque la demande est énorme en Suisse et en France à cause des températures, même les nouvelles énergies renouvelables en Allemagne ne peuvent pas empêcher une hausse rapide des prix suisses de l'électricité. Les capacités d'importation disponibles étaient saturées pendant cette vague de froid.

En revanche, les prix Base et Peak étaient négatifs le 1<sup>er</sup> mai 2018. La demande plus faible liée à ce jour férié en Allemagne et la forte injection simultanée d'électricité d'origine éolienne et solaire ont conduit à une offre excédentaire de la production thermique non flexible dans ce pays, tirant les prix vers des valeurs négatives en Suisse également.

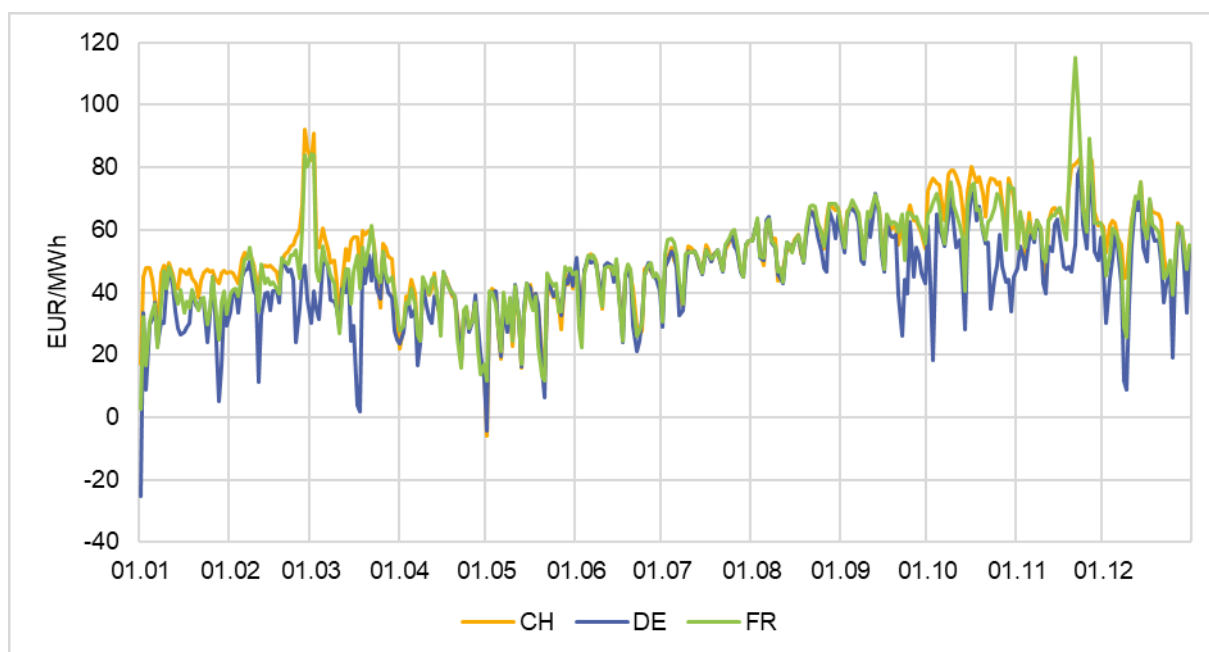


Figure 15: Prix Base Day Ahead en Suisse, en Allemagne et en France

La demande d'électricité en Suisse a suivi un schéma classique au cours de l'année 2018: niveau élevé lié à un besoin accru de chaleur et de lumière pendant les mois d'hiver et niveau plus faible en été (voir la Figure 16). La demande a été supérieure à la normale en particulier durant la vague de froid, fin février, et la canicule estivale (notamment en août). En revanche, le mois de janvier a été plutôt doux, de sorte que la demande était inférieure à la normale. Cela se reflète également dans les prix au comptant de ce mois, qui sont relativement bas (voir la Figure 15). Le terme «normale» désigne une demande correspondant à des conditions météorologiques ordinaires.

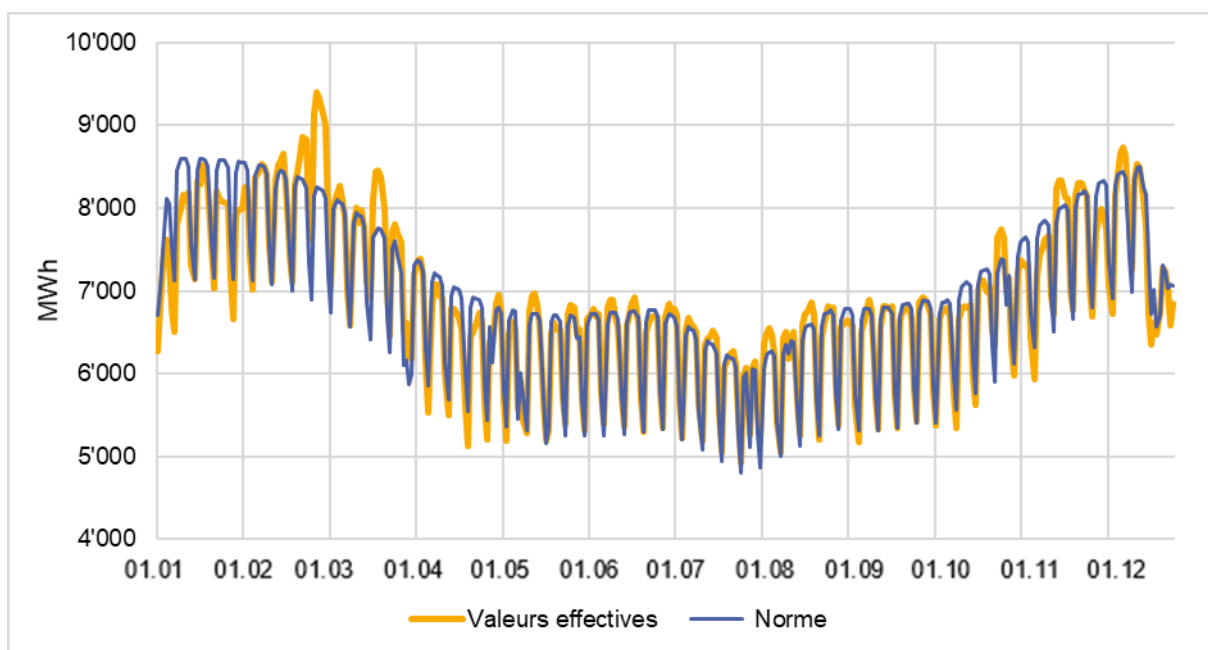


Figure 16: Charge journalière moyenne en Suisse en 2018

Source: Refinitiv Power Research

D'après la Figure 17, les flux commerciaux (*flow*) étaient eux aussi classiques en 2018: exportations vers l'Italie (IT) durant toute l'année, importations depuis l'Allemagne (DE) et la France (FR) principalement pendant les mois d'hiver, bilan quasiment équilibré en été avec des importations légèrement excédentaires. Dans cette figure, les chiffres négatifs correspondent aux exportations depuis la Suisse et les chiffres positifs, aux importations vers ce pays.

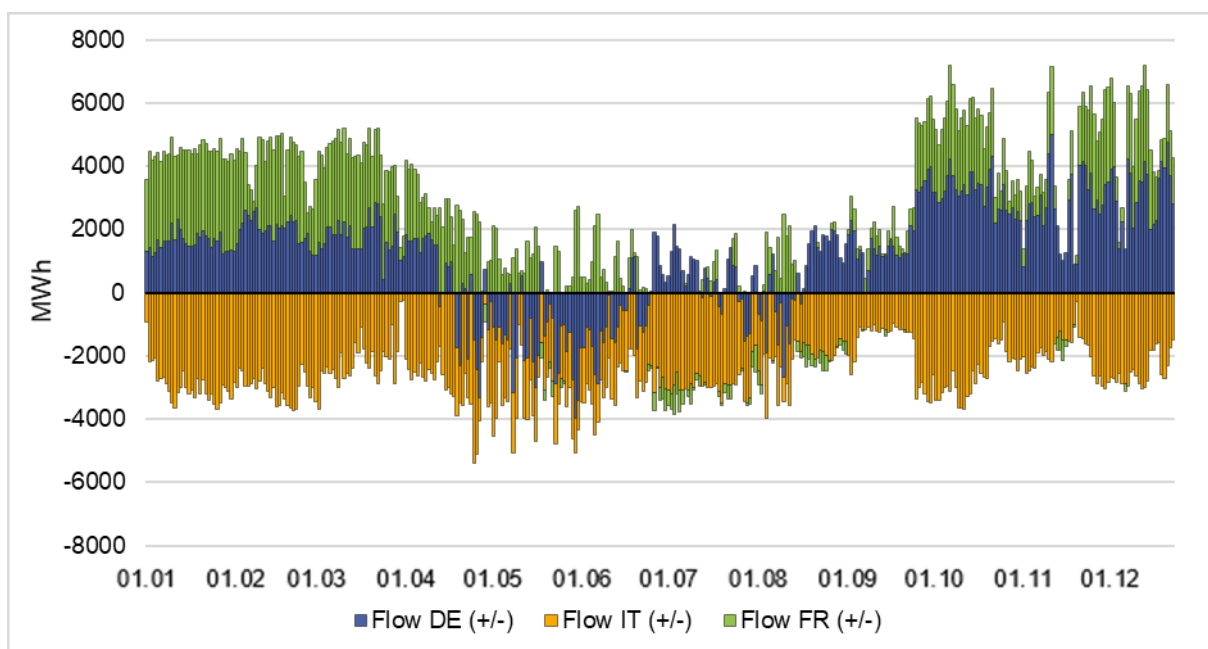


Figure 17: Moyenne journalière des flux commerciaux nets de la Suisse avec ses pays voisins

Source: ENTSO-E

L'analyse détaillée des importations et des exportations avec l'Allemagne révèle que les ventes d'électricité vers ce pays ont dépassé les importations correspondantes en mai et en juin 2018. Cela est dû à la disponibilité de la force hydraulique suisse, qui est plus élevée au printemps après la fonte des neiges.

En 2018, la majeure partie de la production électrique suisse (hors éolien et solaire) provenait des centrales nucléaires. Les lacs de rétention et les centrales à pompage-turbinage y ont également contribué substantiellement. Comme le niveau des lacs de rétention était au plus bas en mars et en avril 2018, la production issue des centrales à accumulation était la plus faible durant ces mois. Normalement, les centrales au fil de l'eau produisent le plus pendant la fonte des neiges, soit entre mai et juillet 2018. La réduction de la production d'électricité des centrales nucléaires est généralement liée aux travaux de maintenance. En juin 2018, la centrale de Gösgen n'était pas raccordée au réseau et en octobre 2018, celle de Leibstadt était déconnectée. Par conséquent, moins d'énergie a été injectée depuis les centrales nucléaires durant ces mois (voir la Figure 18). La part des nouvelles énergies renouvelables étant actuellement minime dans la production d'électricité en Suisse, elle n'apparaît pas dans la Figure 18. Elle est néanmoins présentée spécifiquement à la Figure 21.

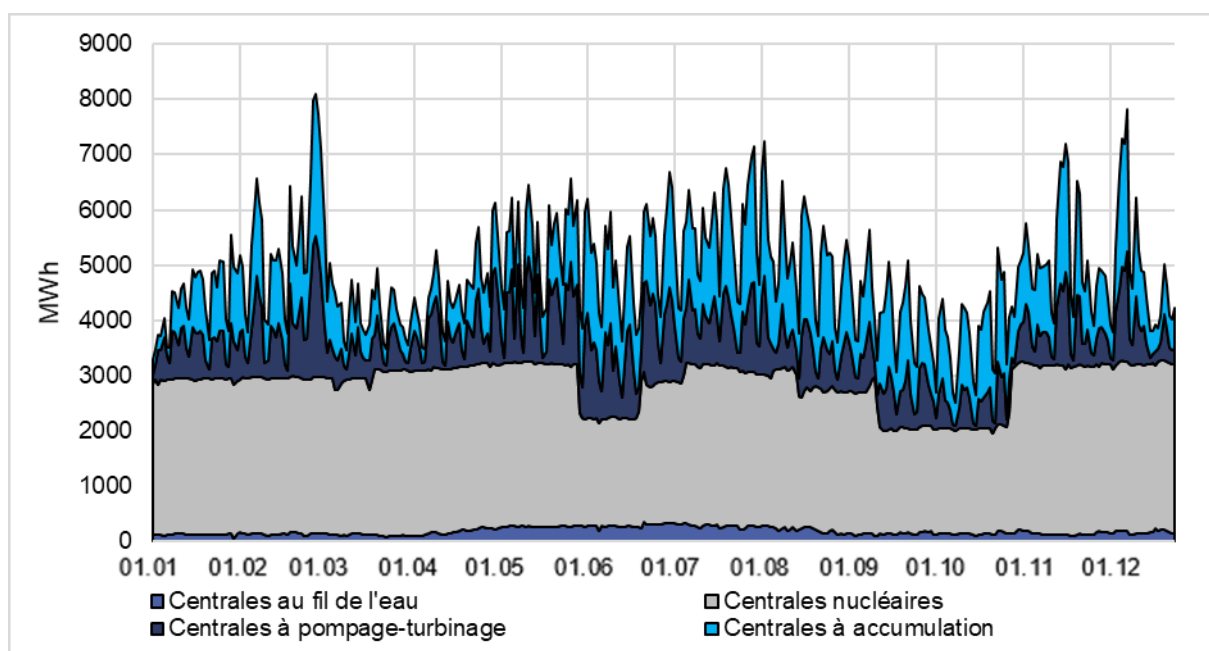


Figure 18: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production

Comme en Suisse, les centrales nucléaires contribuent le plus à la production d'électricité en France (voir la Figure 19).

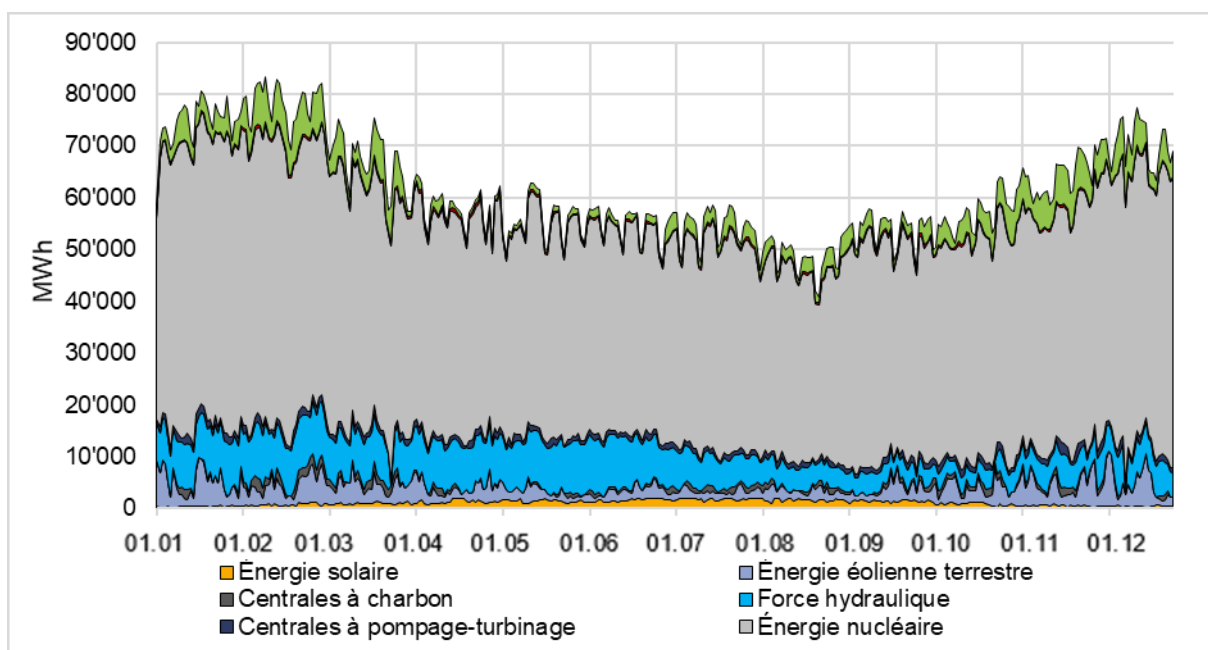


Figure 19: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en France, par type de production

Source: ENTSO-E

En Allemagne, la majeure partie de la production d'électricité provient des nouvelles énergies renouvelables, du lignite et du charbon (voir la Figure 20). Les différences relatives aux parcs de centrales, aux coûts marginaux et aux flux frontaliers expliquent les écarts de prix parfois considérables entre l'Allemagne et la Suisse, notamment en hiver (voir également à ce sujet la Figure 15).

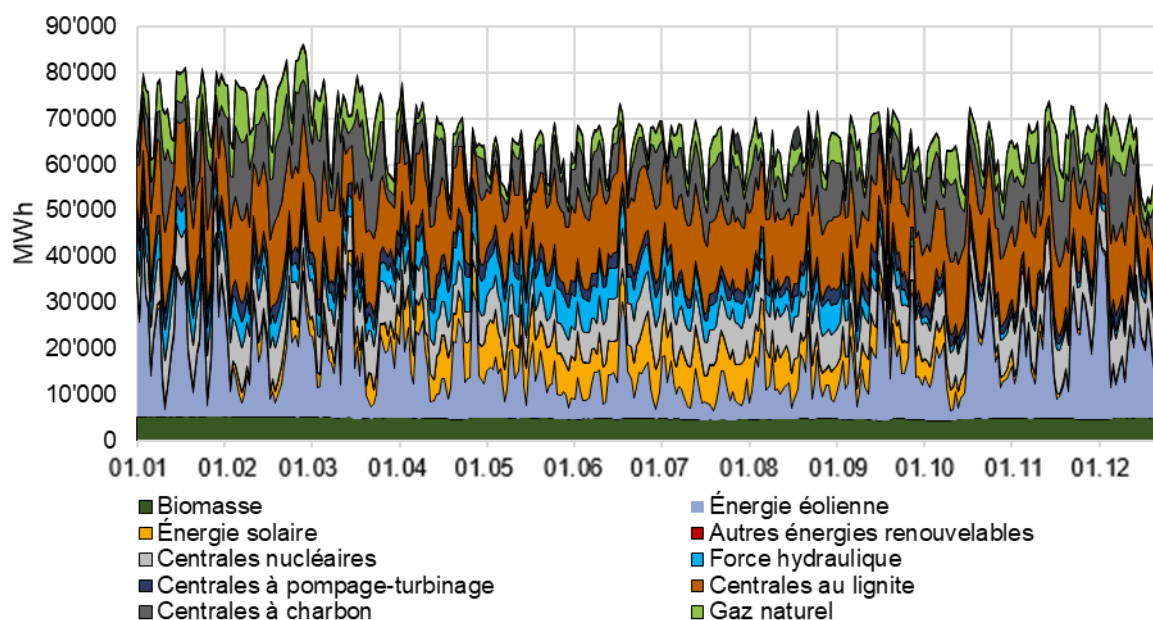


Figure 20: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Allemagne, par type de production

Parmi les nouvelles énergies renouvelables en Suisse, il convient surtout de mentionner le solaire. En 2018, celui-ci a produit six fois plus d'électricité que l'énergie éolienne. Au premier et au dernier trimestre, la production d'électricité des centrales solaires est sensiblement réduite à cause du faible ensoleillement saisonnier. Les nouvelles énergies renouvelables influent nettement moins sur la formation des prix de l'électricité en Suisse qu'en Allemagne, car l'éolien et le solaire ne couvrent qu'une



infime partie de la demande. La production quotidienne moyenne d'origine éolienne ou solaire s'établissait à 17 730 MWh en Allemagne en 2018, contre seulement 47 MWh en Suisse (voir la Figure 21).

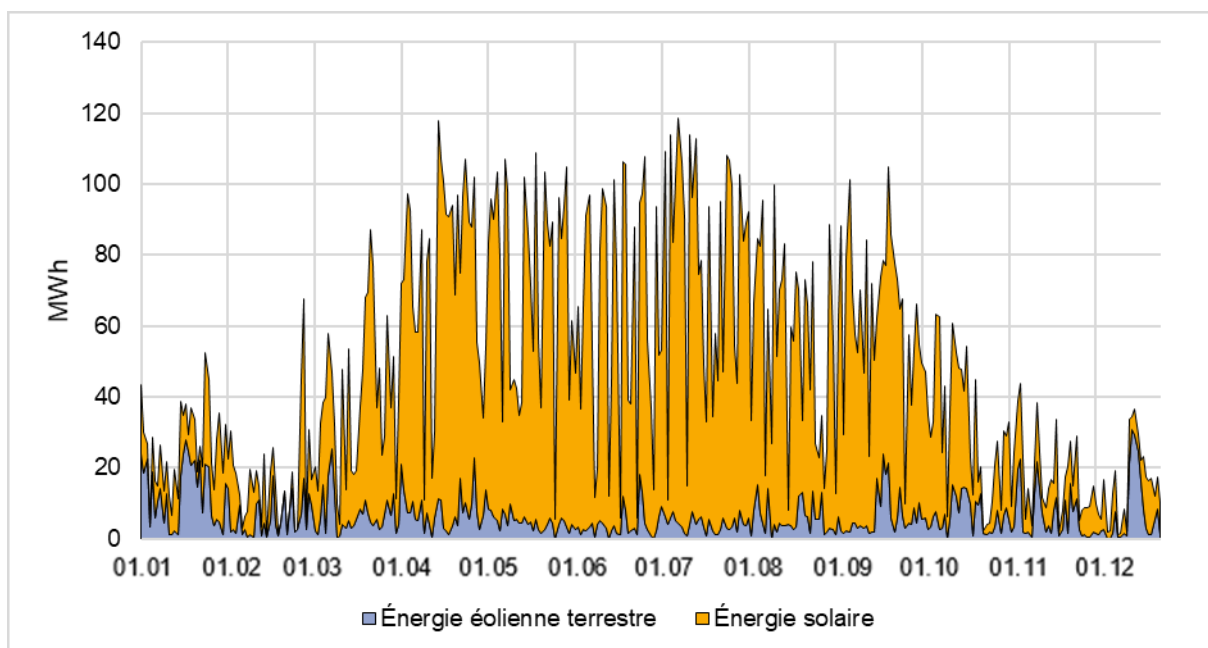


Figure 21: Moyenne journalière de la production actuelle d'origine renouvelable en Suisse

Source: ENTSO-E

Les lacs de rétention ont atteint leur plus bas niveau en avril 2018. Ils se sont ensuite de nouveau remplis jusqu'en septembre 2018 et comprenaient une énergie accumulée disponible largement supérieure à 7 TWh, ce qui représente environ 12 % de la demande annuelle suisse (voir la Figure 22).

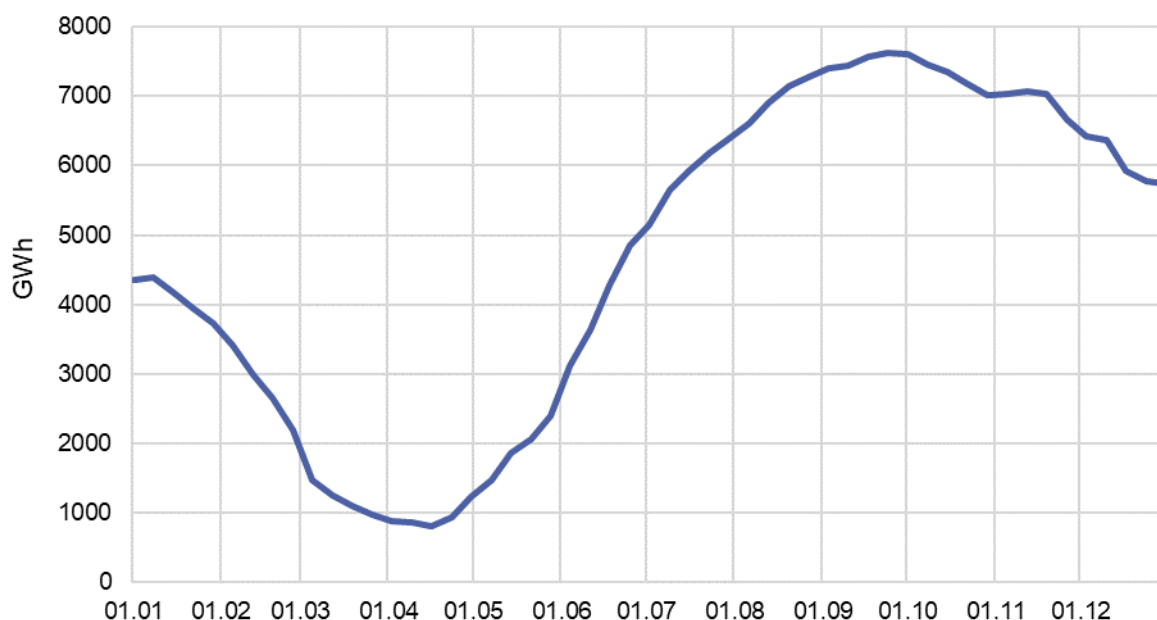


Figure 22: Niveau des lacs de rétention suisses en 2018

Source: Office fédéral de l'énergie (OFEN)



## 4.2 Marché à terme en 2018

Après un léger recul en début d'année, les prix du produit Base 2018 (fourniture d'électricité 24 heures par jour pendant toute l'année 2018) ont sensiblement augmenté jusqu'à l'automne, avant de fléchir de nouveau un peu (voir la Figure 23). Les prix suisses sont quasiment identiques à ceux pratiqués en France, alors que les tarifs en Italie dépassent fortement le niveau helvétique et leurs homologues allemands y sont nettement inférieurs. Les parcs de centrales sont très similaires en Suisse et en France, de sorte que les prix du marché à terme de ces pays évoluent généralement de la même façon. En Italie, les tarifs dépendent fortement des centrales à gaz; en Allemagne, principalement des centrales à charbon. Comme celles-ci affichent actuellement un prix marginal inférieur à celui des centrales à gaz, les prix sur le marché à terme allemand sont plus faibles qu'en Italie. Les prix des équipements de ces deux types de centrales influent directement sur le tarif de l'électricité en Suisse, bien que celle-ci n'ait presque pas de centrales thermiques, car elle est étroitement liée aux marchés de l'énergie des pays voisins (Allemagne, France et Italie) en raison des importants flux commerciaux transfrontaliers.

En 2018, les prix croissants du CO<sub>2</sub>, du charbon et du gaz, principalement, ont tiré les tarifs vers le haut. La disponibilité des centrales nucléaires françaises peut également avoir des répercussions sur le prix de l'électricité en Suisse. En août 2018, elle est passée en-dessous des 35 GW (en partie à cause de la vague de chaleur), soit un niveau inférieur de plus de 10 GW à la puissance moyenne disponible en 2017. Cette faible disponibilité a elle aussi contribué à la forte hausse des prix à l'automne 2018.

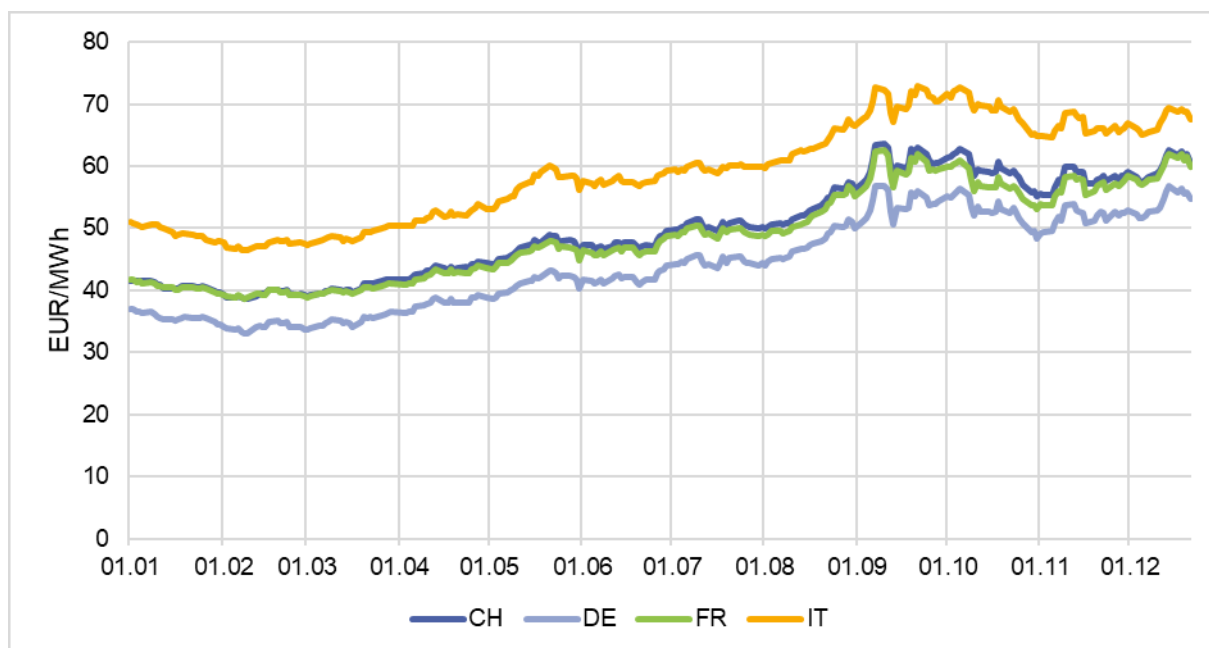


Figure 23: Électricité, contrats Base 2018 pour l'année suivante

Source: EEX

Les prix des certificats de CO<sub>2</sub> ont fortement augmenté à l'approche du lancement de la réserve de stabilité du marché (début 2019). Cette réserve a été mise en place dans le système d'échange des certificats de CO<sub>2</sub> pour retirer du marché les certificats excédentaires et, ce faisant, stabiliser ou accroître le prix et contribuer ainsi à la réalisation des objectifs climatiques. La disponibilité réduite des centrales nucléaires françaises à l'automne 2018 a également influé sur les prix des certificats. Lorsque le courant d'origine nucléaire est remplacé par de l'électricité provenant de centrales à charbon ou au gaz, les émissions de CO<sub>2</sub> progressent, tout comme la demande de certificats de CO<sub>2</sub>. Cela a tiré les prix de ces derniers vers le haut à l'automne 2018. De plus, le négoce spéculatif a soutenu la tendance haussière pendant cette période (voir la Figure 24).

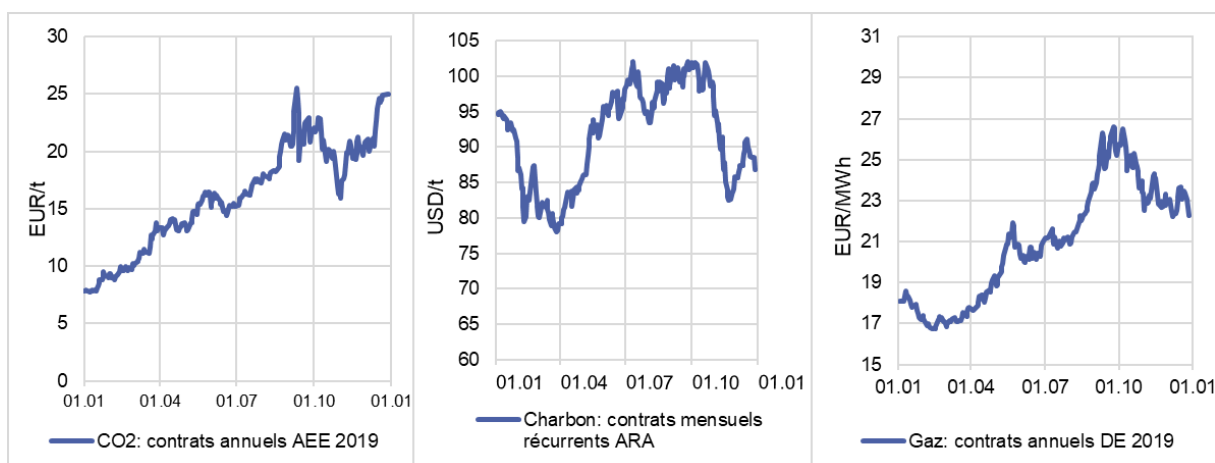


Figure 24: Évolution des prix du CO<sub>2</sub>, du charbon et du gaz naturel pour les contrats 2020

D'après la Figure 24, les prix du charbon ont augmenté assez tôt dans l'année. En effet, les faibles niveaux de stockage de gaz au printemps ont entraîné une hausse de la demande de charbon. Les signaux provenant du marché du pétrole, tels que la progression des prix et les pénuries de production, ont tiré les prix du charbon vers le haut. Ceux-ci ont toutefois de nouveau été mis sous pression vers la fin 2018. La Chine, qui représente plus de 50 % de la demande mondiale et constitue dès lors le principal acteur sur le marché international du charbon, a accru sa production indigène et réduit ses importations de charbon en conséquence, accentuant la pression sur les prix en Europe.

À l'automne 2018, les prix du gaz ont fortement augmenté à cause de pénuries d'approvisionnement en Norvège et des variations saisonnières du niveau de stockage de gaz. Le recul enregistré vers la fin de l'année était dû aux températures clémentes, qui se sont traduites par une baisse de la demande de gaz destiné au chauffage (voir la Figure 24).

De nombreux facteurs influencent les prix de l'électricité sur le marché à terme. Outre les vecteurs fondamentaux tels que les prix du CO<sub>2</sub>, du charbon et du gaz, les prévisions de disponibilité des centrales, la demande et le développement des nouvelles énergies renouvelables et le dynamisme du marché jouent un rôle. Les analyses techniques de l'évolution des prix et le moral à court terme sur le marché, qui varie, par exemple, en fonction des nouvelles provenant du marché du pétrole, des discussions relatives à l'abandon du charbon en Allemagne ou de votes sur le Brexit, peuvent faire fluctuer à la hausse ou à la baisse le prix d'un produit sur le marché de l'électricité. Enfin, ces prix seront toujours exposés à l'avenir à une certaine spéculation.

## 5 Interactions entre le marché de l'électricité et le marché financier

### 5.1 Cadre légal

Depuis le 3 janvier 2018, la réglementation européenne sur les marchés financiers a redéfini le classement des opérations en tant qu'instruments financiers et la gestion de ces derniers, y compris dans le secteur de l'énergie. Celui-ci est particulièrement concerné lors de la vente ou de l'acquisition d'énergie, car des dérivés sont également utilisés en la matière, par exemple pour commercialiser sur le long terme la production des centrales dans le cadre de la gestion des risques, pour assurer l'approvisionnement sur une période prolongée ou pour garantir les prix. Ces nouvelles dispositions se sont traduites par plusieurs modifications qui affectent notamment le recours aux instruments financiers dans le négoce de matières premières, donc sur les marchés de l'énergie également.

La Suisse prévoit elle aussi des dispositions légales comparables dans la *loi* et l'*ordonnance sur l'infrastructure des marchés financiers* (respectivement LIMF et OIMF, toutes deux en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016) et dans la *loi sur les services financiers* (LSFin, qui devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020). Les points suivants sont particulièrement importants pour les entreprises énergétiques:

- La directive européenne 2014/65/UE concernant les marchés d'instruments financiers (MiFID II) et la LIMF étendent le cercle des produits considérés comme des instruments financiers. Les livraisons de produits dans les deux jours de négociation sont assimilées à des opérations au comptant. Si des opérations à terme sur matières premières sont conclues par l'intermédiaire de plates-formes de négociation externes telles que des courtiers ou des bourses, ces contrats ont en général la qualité d'instrument financier, même s'ils sont juste exécutés physiquement. À la suite du *REMIT carve-out*, une exception s'applique aux produits énergétiques de gros à destination de l'UE qui doivent être livrés physiquement et sont négociés sur un système organisé de négociation (*Organised Trading Facility*, OTF). On entend par système organisé de négociation un «intermédiaire manuel» qui n'est ni une bourse ni un système multilatéral de négociation (*Multilateral Trading Facility*, MTF).
- En l'état actuel des connaissances, les entreprises énergétiques suisses sont considérées comme des petites contreparties non financières (*small Non-financial Counterparties*, NFC-). Ces dernières englobent les entreprises dont les positions brutes moyennes pour les opérations sur dérivés de gré à gré en cours sont inférieures à 3,3 milliards de francs (dérivés sur matières premières et autres dérivés). Les opérations sur dérivés des NFC- qui sont destinées à réduire les risques ne sont pas prises en compte dans le calcul.
- Les opérations sur dérivés doivent être déclarées à l'un des référentiels centraux autorisés ou reconnus par l'Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA). Les opérations entre une petite contrepartie non financière (NFC-) et une contrepartie financière (*Financial Counterparty*, FC) doivent être déclarées par cette dernière. Les opérations entre des NFC- ne sont pas soumises à l'obligation de déclarer, sauf en cas d'opérations transfrontalières, lorsque la contrepartie étrangère n'effectue pas la déclaration.
- Les opérations transfrontalières des NFC- doivent être compensées par une contrepartie centrale lorsque la contrepartie étrangère est soumise à l'obligation de compenser en Suisse.
- Sont exclus les contrats des gestionnaires de réseaux de transport qui sont destinés à garantir le bon fonctionnement des systèmes énergétiques, en particulier lors de l'octroi de droits de transport.

Après la crise financière de 2009, les milieux politiques voulaient accroître les exigences de transparence avant et après le négoce d'instruments financiers et combler les lacunes dans la structure des marchés financiers. Pour ce faire, ils ont notamment imposé que les produits financiers soient négociés

sur des places de négociation réglementées. De plus, la définition de limites de position a restreint la spéculation liée aux dérivés sur matières premières.

Dans l'UE, la réglementation des marchés financiers repose principalement sur la directive MiFID II. Toutes les autres réglementations se réfèrent à cette dernière, y compris le REMIT pour la définition des produits financiers. La directive MiFID II fixe donc le champ d'application du REMIT. Dans le domaine financier, la Suisse s'est efforcée d'édicter des dispositions équivalentes à celles de l'UE. Cette équivalence n'est pas encore mise en œuvre en ce qui concerne le REMIT.

## 5.2 Reporting selon la LIMF

Toutes les entreprises énergétiques suisses se sont enregistrées en tant que NFC-. Lorsqu'une NFC- conclut une opération avec une contrepartie financière, cette dernière est tenue de le déclarer. Les opérations entre des NFC- ne sont pas soumises à l'obligation de déclarer, sauf en cas d'opérations transfrontalières, lorsque la contrepartie étrangère n'effectue pas la déclaration.

Selon la LIMF, toutes les entreprises qui ont leur siège en Suisse, y compris les sociétés de négoce de l'électricité, sont tenues de déclarer à un référentiel central autorisé (également appelé *Trade Repositories*) les opérations sur dérivés telles que les dérivés négociés hors bourse (dérivés de gré à gré ou *over-the-counter*, OTC) et les dérivés négociés en bourse (*exchange-traded derivatives*, ETD).

Deux référentiels centraux sont autorisés pour les déclarations en Suisse: REGIS-TR et SIX. L'EICOM est en train de mettre en place des interfaces avec eux pour pouvoir recevoir les données soumises à déclaration. Les conditions techniques permettant la réception de données financières de la part de ces deux référentiels centraux devraient être réunies d'ici fin 2019.

Les obligations de reporting des entreprises électriques suisses selon la LIMF sont également abordées lors des rencontres bilatérales entre l'EICOM et la FINMA, qui ont lieu deux fois par an.

## 6 Coopération internationale

### 6.1 Coopération avec les institutions internationales

L'application des art. 26a ss OApEI par l'EICOM dépend fortement de la mise en œuvre du REMIT dans l'UE. Ne faisant pas partie de cette dernière, la Suisse n'a pas accès à certains flux d'information essentiels et essaie donc d'utiliser aussi efficacement que possible ses relations existantes.

Jusqu'à la fin de l'année 2018, l'EICOM a participé en tant qu'observatrice à plusieurs tables rondes de l'ACER pour entretenir au niveau opérationnel le dialogue avec cette dernière et les parties prenantes concernées par la mise en œuvre du REMIT dans les États membres de l'UE. Les représentants de l'EICOM assistent également chaque année au *Market Integrity and Transparency Forum* de l'ACER, qui aborde différents aspects de cette mise en œuvre au niveau européen. Une fois par an, ils se réunissent de manière bilatérale avec les collaborateurs des divisions *Market Integrity and Transparency* (MIT) et *Market Surveillance* (MS) de l'ACER pour discuter de sujets opérationnels.

De plus, l'EICOM participe activement au *Market Integrity and Transparency Working Group* (CMIT) du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et en a assumé l'une des présidences en 2018. Elle a ainsi pu lancer le débat sur un sujet important du point de vue suisse: les relations avec les acteurs du marché provenant de pays tiers.

L'EICOM collabore aux travaux de l'*Energy Transparency User Group* (ETUG) au sein de l'ENTSO-E. Ce groupe examine la restructuration de la plate-forme de l'ENTSO-E sur la transparence et du processus de collecte des données ainsi que la façon d'améliorer la qualité et l'exhaustivité de ces dernières; il élabore des mesures correspondantes.

## 6.2 Coopération avec d'autres autorités de régulation

En plus du travail avec les institutions européennes au niveau international, l'EiCom entretient des contacts avec les instances chargées de la surveillance du marché dans les pays voisins. Les échanges thématiques avec les sections correspondantes des autorités nationales de régulation de l'énergie des pays limitrophes fonctionnent très bien. Jusqu'à présent, une à deux séances de coordination ont lieu chaque année pour échanger les expériences sur les méthodes appliquées.

En outre, l'EiCom participe au groupe de travail des régulateurs de l'énergie qui a été mis en place en 2018. Celui-ci examine la qualité des données fondamentales et élabore des propositions d'amélioration constructives grâce au dialogue avec l'ENTSO-E. Dans ce groupe, l'EiCom peut partager ses connaissances découlant de l'évaluation des données transmises par l'ENTSO-E et proposer des mesures pour corriger les données fondamentales erronées.

## 6.3 Relations avec les pays tiers

Dans le cadre des travaux du CMIT *Working Group* au sein du CEER, l'EiCom a formulé des propositions pour faire avancer le débat sur les relations et la coopération entre les autorités de régulation de l'UE et les régulateurs des pays tiers. Les contacts entre ces dernières et les acteurs du marché provenant de pays tiers comme la Suisse ainsi que le transfert des STOR aux autorités de régulation de ces États et leur traitement font l'objet d'une attention particulière.

Conformément au principe de territorialité, les interventions des autorités étrangères sont interdites sur le territoire suisse. Seules celles qui s'appuient sur des traités internationaux sont admises. Actuellement, aucun accord international avec la Suisse ne concerne cependant les aspects juridiques de l'approvisionnement en électricité ou le REMIT. Par conséquent, une autorisation est toujours nécessaire dans de tels cas. Elle est délivrée par le ou la responsable du département concerné (SG DETEC), l'Office fédéral de la justice et le Ministère public en étant éventuellement informés.

En vertu de l'art. 271, al. 1, du code pénal suisse (CP; RS 311.0), est punissable celui qui, sans y être autorisé, aura procédé sur le territoire suisse pour un État étranger à des actes qui relèvent des pouvoirs publics et celui qui aura favorisé de tels actes.

En cas d'incertitudes ou de doutes concernant les demandes éventuelles des autorités étrangères, les acteurs du marché peuvent s'adresser en Suisse à l'EiCom. Celle-ci souhaite être informée des demandes et des prises de contact des autorités de régulation étrangères en lien avec le REMIT, car les activités de ces acteurs qui ne sont pas conformes au REMIT peuvent influencer sur le marché suisse de l'électricité. Ces activités constitueraient un risque de réputation pour la place de négociation helvétique ou pour la Suisse en général.

## 7 Perspectives

Le bon fonctionnement des marchés repose sur des signaux de prix fiables, qui reflètent l'offre et la demande et ne sont pas manipulés. Il a également des effets positifs sur la sécurité d'approvisionnement. Une surveillance globale du marché présente donc de nombreux avantages: d'une part, un monitoring actif du marché en Suisse prévient les manipulations de marché et les délits d'initiés. D'autre part, on garantit ainsi au consommateur final un prix de l'électricité équitable, transparent et non manipulé.

La mise en place de mesures garantissant la conformité requise aux réglementations prudentielles nécessite des ressources techniques et organisationnelles de la part des acteurs concernés. Elle permet également d'évaluer d'un œil critique différents processus internes dans une entreprise et donc de contribuer à la standardisation des données énergétiques et à une meilleure gestion des informations.

La surveillance du marché offre un autre avantage en ce sens qu'elle permet aux régulateurs de mieux comprendre les marchés de l'énergie. Cette compréhension du marché vient compléter les différents aspects du réseau, comme en témoigne l'application actuelle du code de réseau correspondant et des directives du marché. Selon ces dispositions, les régulateurs se doivent d'analyser, de comprendre et d'approuver les différents processus et méthodes, ce qui implique d'identifier les interactions complexes entre les marchés et les réseaux énergétiques.

Contrairement à la négociation boursière traditionnelle en Suisse ou au négoce de l'énergie dans l'UE, les manipulations de marché et les délits d'initiés ne sont actuellement pas interdits sur le marché de gros de l'électricité en Suisse et ne peuvent dès lors pas être sanctionnés. Il convient de créer les bases légales requises pour combler cette lacune.

L'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en gaz représente l'un des futurs défis de la surveillance du marché en Suisse. De plus, la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE entraînerait l'implémentation du troisième paquet-cadre au niveau helvétique. Comme ce paquet-cadre englobe le REMIT, celui-ci s'appliquerait alors entièrement et devrait être mis en œuvre par l'EICom.

## Glossaire

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
ACM	Autoriteit Consument & Markt (régulateur néerlandais)
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (régulateur italien)
BNetzA	Bundesnetzagentur (régulateur allemand)
CEER	Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants, système centralisé européen d'enregistrement des acteurs des marchés de gros de l'énergie
CMIT	Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía (régulateur espagnol)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (régulateur français)
E-Control	Energie-Control GmbH (régulateur autrichien)
EEX	European Energy Exchange, bourse européenne de l'énergie pour les contrats à terme ( <i>futures</i> )
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Plattform, plate-forme de l'EEX sur la transparence
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité
EPEX Spot	European Power Exchange, bourse européenne des marchés spot et infra-journalier de l'énergie
ETD	Exchange-Traded derivatives, dérivés négociés en bourse
ETUG	Energy Transparency User Group
FC	Financial counterparties, contreparties financières
LSFin	Loi sur les services financiers
LIMF	Loi sur l'infrastructure des marchés financiers
OIMF	Ordonnance sur l'infrastructure des marchés financiers
FITS	Flexible Intraday Trading Scheme, mécanisme flexible de négoce infra-journalier
CSF	Conseil de stabilité financière
DFT	Droit financier de transport
GME	Gestore dei mercati energetici (bourse italienne de l'électricité)
SG DETEC	Secrétariat général du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
JAO	Joint Allocation Office
MMS	Market Monitoring Systems, systèmes de surveillance du marché
MiFID II	Directive 2014/65/UE concernant les marchés d'instruments financiers
MIT	Market Integrity and Transparency, intégrité et transparence du marché
MTF	Multilateral Trading Facility, système multilatéral de négociation
MS	Market Surveillance, surveillance du marché
MWh	Mégawattheure
NFC-	small Non-financial counterparties, petites contreparties non financières
ANR	Autorité nationale de régulation
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (régulateur britannique)
OMP	Organised Market Places, marchés organisés
OTC	Over the Counter, transactions de gré à gré
OTF	Organised Trading Facility, système organisé de négociation
PPAT	Person Professionally Arranging Transactions, personne qui organise des transactions à titre professionnel
REMIT	Règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
RRM	Registered Reporting Mechanisms
STOR	Suspicious Transaction Order Report, déclaration de transactions et d'ordres suspects
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
TWh	Térawattheure
URE	Urząd Regulacji Energetyki (régulateur polonais)
XBID	Cross-Border Intraday, marché infra-journalier transfrontalier