



---

# Transparence du marché en 2020

## Rapport de l'ElCom

---

Berne, mai 2021

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Surveillance du marché en Suisse : faits et chiffres .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Vue d'ensemble du marché .....</b>	<b>9</b>
2.1	Rapport du marché spot – bilan 2020 .....	9
2.2	Rapport du marché à terme – bilan 2020 .....	18
<b>3</b>	<b>Principales activités de l'EiCom en matière de surveillance du marché .....</b>	<b>21</b>
3.1	Travail d'analyse .....	21
3.1.1	Vue d'ensemble et statistique des analyses .....	21
3.1.2	Transparence et qualité des données accrues lors de la publication des données relatives à l'énergie solaire .....	22
3.2	Déclaration d'informations privilégiées .....	23
3.2.1	Normes européennes pour la déclaration d'informations privilégiées .....	23
3.2.2	Recommandations de l'EiCom concernant la déclaration d'informations privilégiées .....	24
3.3	Négoce Intraday transfrontalier continu .....	25
3.3.1	Communication de l'EiCom – recommandation concernant la réservation de capacités et le comportement sur le marché .....	25
3.3.2	Analyse visant à déterminer un comportement suspect dans la réservation de capacités dans le négoce Intraday transfrontalier continu .....	25
3.4	Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne en 2020 .....	26
<b>4</b>	<b>Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché .....</b>	<b>29</b>
4.1	Coopération en Suisse et à l'étranger .....	29
4.2	Autres activités en lien avec la transparence et la surveillance du marché .....	30
<b>5</b>	<b>La numérisation dans l'économie énergétique .....</b>	<b>31</b>
<b>6</b>	<b>Perspectives .....</b>	<b>32</b>
	<b>Glossaire .....</b>	<b>34</b>

## Liste des figures

Figure 1 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EiCom au 31.12.2020 .....	5
Figure 2 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès d'autorités de régulation européennes.....	6
Figure 3: Données déclarées depuis l'instauration de l'obligation de reporting.....	8
Figure 4 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et marché à terme .....	9
Figure 5 : Prix Base et Peak Day Ahead en Suisse en 2020.....	11
Figure 6 : Prix Base Day Ahead en Suisse, en Allemagne et en France.....	11
Figure 7 : Courbe de durée des prix Day Ahead en Suisse, 2020 et 2019 .....	12
Figure 8 : Volatilité des prix horaires en un jour .....	13
Figure 9 : Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production .....	14
Figure 10 : Niveau des lacs de rétention suisses en 2020 et 2019 Source : OFEN.....	14
Figure 11 : Production des centrales nucléaires françaises en 2020 par rapport à 2019.....	15
Figure 12 : Injection d'énergie éolienne et solaire et consommation en Allemagne en 2020 et 2019..	15
Figure 13 : Charge résiduelle versus prix horaire Day Ahead en Allemagne en 2020 .....	16
Figure 14 : Flux commerciaux nets aux frontières suisses .....	17
Figure 15: Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne .....	17
Figure 16 : Total des flux commerciaux nets en 2020 aux frontières de la Suisse.....	18
Figure 17 : Évolution des prix en 2020 des contrats Base 2021 pour l'année suivante .....	19
Figure 18 : Évolution des prix du CO <sub>2</sub> (EUA), du gaz (NCG) et du charbon (pour la région ARA) en 2020 pour les contrats annuels 2021 .....	21
Figure 19 : Vue d'ensemble des STOR enregistrées par l'EiCom .....	22
Figure 20 : Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la Suisse, la France et l'Allemagne comme lieu de livraison .....	27
Figure 21 : Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la Suisse, la France et l'Allemagne comme lieu de livraison .....	27
Figure 22 : Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Suisse.....	28
Figure 23 : Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Allemagne .....	29

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Liste des RRM affiliés à l'EiCom au 31 décembre 2020 .....	7
Tableau 2 : Prix moyens journaliers pour les enchères Day Ahead d'EPEX Spot vs prix négocié sur le marché à terme à l'EEX par période et pays de livraison .....	10

## Avant-propos

En 2020, la surveillance du marché par l'EICom a elle aussi été tributaire de la pandémie de coronavirus. Malgré la situation exceptionnelle, il a été possible de maintenir l'exploitation de la Secure Room sans interruption. Au regard de la forte hausse générale de la cybercriminalité pendant la pandémie, il est réjouissant d'observer que les consignes en matière de sécurité aient pu être respectées en permanence. En plus des évaluations et des rapports habituels, deux études situationnelles ont été réalisées :

Une étude publiée en mai 2020 sur les conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne a montré, à l'aide d'analyses des données sur la consommation fournies par ENTSO-E (de janvier à avril 2020 inclus), que les différentes mesures liées à la pandémie ont conduit à une diminution de la consommation d'électricité dans tous les pays européens. L'impact est particulièrement important sur les pays dont l'industrie a été mise à l'arrêt dans une large mesure. En Suisse, le secteur de l'énergie a été moins touché qu'en France, Italie ou Espagne par la baisse de la consommation d'électricité engendrée par les fermetures liées au coronavirus. La diminution de la consommation d'électricité durant les jours ouvrables était d'environ 10 % en Suisse. En Espagne, il était d'environ 20 % par rapport à 2019 (entre 10 et 25 % si l'on modélise la demande), en Italie d'environ 25 % (entre 20 et 30 % dans la modélisation de la demande) et en France d'environ 17 % (entre 12 et 16 % dans la modélisation de la demande).

En juin 2020 a été publiée l'analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 31 mai 2020. Les faibles prix spot au cours du premier semestre 2020 et la multiplication des prix négatifs, particularité sur le marché de gros de l'électricité, ont motivé cette analyse approfondie pour la période allant de janvier à mai 2020 inclus tout en tenant compte des années précédentes. L'étude montre qu'on a assisté ces dernières années à une augmentation du nombre d'heures à prix négatifs sur plusieurs marchés. En Suisse également, elles semblent survenir en particulier en mars, avril et mai. Si l'on combine une faible consommation avec un débit plus important dû à la fonte des neiges et des importations de courant bon marché en provenance d'Allemagne, il en résulte des prix négatifs. Une actualisation de cette étude a été réalisée en décembre 2020 et publiée en janvier 2021.

Reste à voir l'évolution de la situation liée à la pandémie. Conformément au principe de transparence du marché, les rapports du marché spot et du marché à terme régulièrement publiés permettent en tout temps de se faire une bonne idée de la situation du marché. À noter que la qualité des données de la production d'énergie solaire sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E, utilisée par l'EICom pour établir les rapports hebdomadaires du marché spot, a été sensiblement améliorée grâce à une extrapolation initiée par l'EICom et réalisée par ProNovo. Les quantités de production publiées sont aujourd'hui nettement plus proches de la quantité effectivement produite. L'EICom serait favorable à ce que la quantité réellement produite d'électricité à partir d'énergies renouvelables soit en outre publiée quotidiennement en Suisse, sous la forme de la production agrégée, heure par heure, sur une plateforme dédiée et qu'une base légale soit créée à cet effet. Des données actualisées sont indispensables pour le monitoring de la Stratégie énergétique 2050.

L'effondrement du marché Intraday suisse est en revanche une mauvaise nouvelle, conséquence de l'exclusion de la Suisse de l'*European Cross Border Intraday Market (Single Intraday Coupling [SIDC], anciennement Cross Border Intraday [XBID])*. Ceci a pour effet que des capacités transfrontalières sont de nouveau explicitement attribuées, raison pour laquelle leur utilisation optimale n'est pas possible en permanence.

Je vous souhaite une bonne lecture du présent rapport sur la transparence du marché et des aperçus intéressants sur l'activité de surveillance du marché de l'EICom.

Sita Mazumder

# 1 Surveillance du marché en Suisse : faits et chiffres

En vertu de l'art. 26a de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI ; RS 734.71), les acteurs du marché qui ont leur siège en Suisse (personnes morales ou le cas échéant physiques), qui participent à un marché de gros de l'électricité dans l'Union européenne (UE) et qui sont tenus, en vertu du règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie<sup>1</sup> (règlement REMIT), de fournir des informations aux autorités de l'UE ou de ses États membres, doivent communiquer, simultanément et sous la même forme, les mêmes informations à la Commission fédérale de l'électricité (ElCom). Cela inclut également l'enregistrement auprès de l'ElCom (art. 26a, al. 4, OApEI) et la transmission des données d'enregistrement correspondantes.

Fin 2020, 78 entreprises énergétiques suisses étaient enregistrées auprès de l'ElCom. Le changement par rapport à 2019 découle de douze enregistrements. L'année dernière – contrairement aux années précédentes – aucune entreprise ne s'est désinscrite (voir la Figure 1).

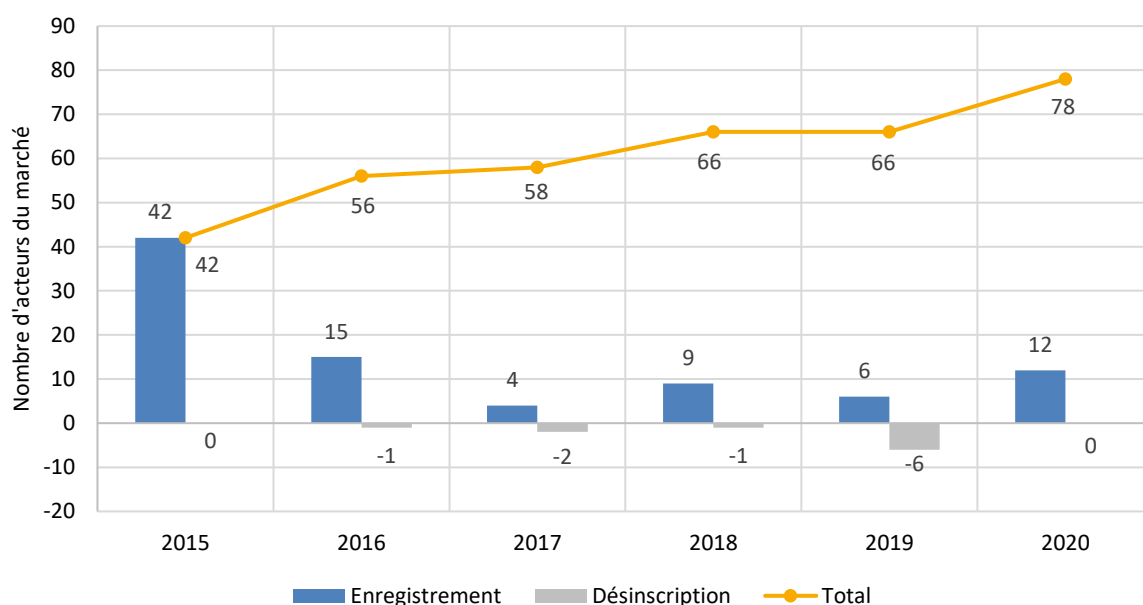


Figure 1 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'ElCom au 31.12.2020<sup>2</sup>

Comme l'année précédente, les enregistrements proviennent en grande partie de l'enquête annuelle du *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), dont l'extrait des acteurs du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse est comparé avec la liste de l'application pour l'enregistrement de l'ElCom. Les acteurs du marché qui sont enregistrés auprès d'ACER, mais pas auprès de l'ElCom, sont sollicités par écrit pour s'expliquer sur cette situation et, dans la mesure où les prescriptions légales sont remplies, s'enregistrer auprès de l'ElCom à des fins de reporting.

La plupart des différences constatées sont dues à des entreprises qui négocient exclusivement d'autres matières premières que l'électricité – en premier lieu le gaz naturel, le pétrole brut, le gaz naturel liquéfié (*Liquefied Natural Gas*, GNL), le gaz de pétrole liquéfié (*Liquefied Petroleum Gas*, GPL) ou les produits financiers qui en découlent – et ne sont par conséquent pas tenues par la loi de transmettre à l'ElCom les informations relatives à leurs opérations sur les marchés européens ou de procéder à un enregistrement auprès de l'ElCom à cette fin. Parmi les acteurs du marché contactés qui étaient actifs sur le

<sup>1</sup> Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, [EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#), état : 1<sup>er</sup> février 2021

<sup>2</sup> Les endroits qui n'indiquent aucune source de données sont des évaluations de l'ElCom basées sur ses propres données.

marché de gros de l'électricité, peu ne connaissaient pas les obligations légales correspondantes et ne s'étaient pas enregistrées auprès de l'EiCom. Ils ont ensuite procédé à l'enregistrement nécessaire et ont déclaré les données soumises à communication.

En ce qui concerne la répartition des acteurs du marché selon le pays où a eu lieu l'enregistrement initial dans le cadre de REMIT, le régulateur allemand *Bundesnetzagentur* (BNetzA) reste le plus important, comme les années précédentes, avec 44 entreprises suisses (cinq de plus qu'en 2019). Il y a ensuite l'autorité de régulation britannique *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) (9 acteurs du marché ayant leur siège en Suisse), l'autorité de régulation italienne *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) (8) et la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) en France (6). Cinq acteurs du marché sont inscrits auprès de l'*Energie-Control GmbH* (E-Control) en Autriche, trois auprès de l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM) aux Pays-Bas. Une entreprise est annoncée à l'*Urząd Regulacji Energetyki* (URE) en Pologne et une autre à la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) en Espagne, comme l'année précédente. Une entreprise qui effectue du négoce uniquement en Suisse mais s'est enregistrée volontairement auprès de l'EiCom continue de figurer dans la vue d'ensemble, voir la Figure 2.

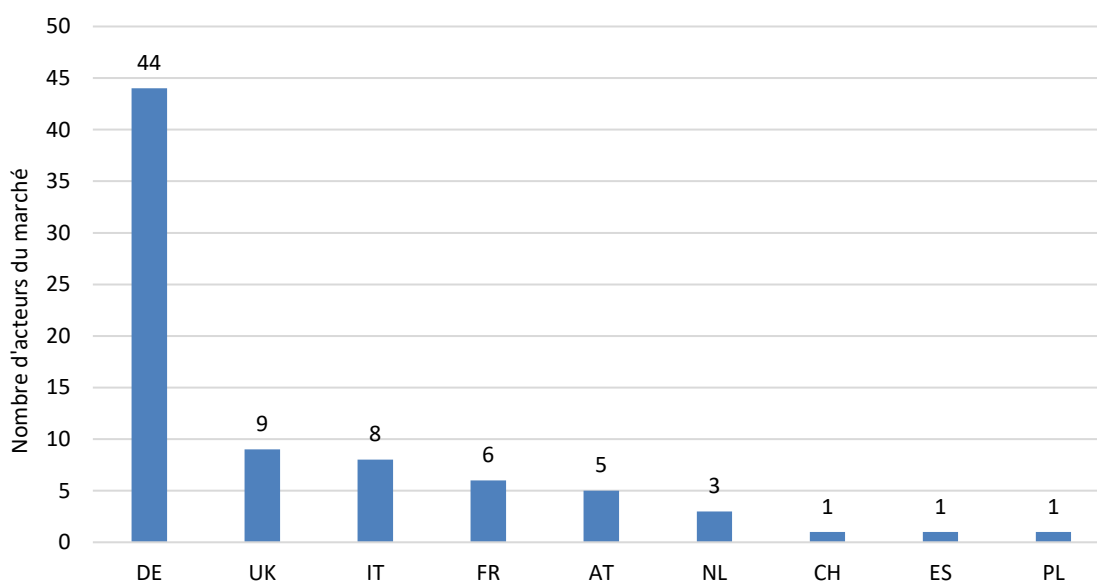


Figure 2 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès d'autorités de régulation européennes

Un changement est attendu dans la répartition des enregistrements ci-dessus en 2021 à la suite de la sortie de la Grande-Bretagne (GB) de l'UE. Sur la base de la stratégie de négociation définie par l'UE et la Grande-Bretagne, les accords commerciaux post-Brexit excluent la Grande-Bretagne du marché intérieur européen de l'énergie. En conséquence, les données relatives aux opérations sur le marché britannique de l'électricité ne seront plus soumises à déclaration aux autorités européennes selon le REMIT, ni par ailleurs à l'EiCom. De plus, les entreprises ayant leur siège ou le lieu d'enregistrement selon le REMIT en Grande-Bretagne devront s'annoncer auprès d'une autre autorité de régulation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 et s'enregistrer par conséquent une nouvelle fois auprès de l'EiCom avec leur nouveau code ACER. Sur les 78 acteurs du marché enregistrés auprès de l'EiCom, dix sont concernés par ce changement. Leur nouvel enregistrement a déjà commencé.

Les acteurs du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse ont continué de transmettre les informations relatives aux opérations de négoce d'énergie réalisées sur les marchés européens exclusivement par le biais de fournisseurs de données externes, appelés *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), qui sont connectés à la base de données de l'EiCom. Depuis que la Seeburger AG et la bourse autrichienne de l'électricité EXAA ont achevé le processus de raccordement en 2020, il y a désormais neuf RRM chargés de la transmission des données à l'EiCom par les acteurs suisses du marché (voir le Tableau 1). Une vue d'ensemble des RRM raccordés aux systèmes de l'EiCom est publiée sur le site Internet de l'EiCom.

No	RRM	Code ACER
1	EEX European Energy Exchange AG	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT SE	B0000258F.FR
3	Equias B.V.	B00001014.NL
4	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG	B0000114T.AT
5	JAO S.A.	B0005876N.LU
6	Seeburger AG	B0000112P.DE
7	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
8	Trayport Ltd.	B00001100.UK
9	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tableau 1 : Liste des RRM affiliés à l'EiCom au 31 décembre 2020

Dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 17 décembre 2020, en vertu de laquelle ACER participe au financement de son activité de surveillance du marché en percevant des taxes annuelles ex ante à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021, les RRM versent une contribution annuelle en plus d'une taxe initiale lors de leur enregistrement auprès d'ACER. Ce montant comprend également une composante fondée sur le taux des opérations de marché qui doit être assumée par les acteurs du marché. Cette nouvelle réglementation concerne également les entreprises ayant leur siège en Suisse. L'imputation de la taxe selon le REMIT entre elles et le ou les RRM de leur choix dépend des accords bilatéraux individuels. Pour sa part, l'EiCom continuera de ne pas percevoir de taxes.

Tandis que les données relatives aux opérations de marché ont été déclarées par l'intermédiaire des RRM, l'EiCom a reçu les données fondamentales et les publications des informations privilégiées, comme les années précédentes, par le biais de ses propres interfaces avec la plateforme de l'association ENTSO-E (ENTSO-E TP) et la plateforme de l'*European Energy Exchange* (EEX) sur la transparence (EEX TP). Les acteurs du marché ayant indiqué qu'ils publiaient leurs déclarations concernant les informations privilégiées ailleurs que sur l'EEX TP sont tenus, si un tel cas survient, d'en informer l'EiCom dans les meilleurs délais. Cette option n'est plus valable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 à la suite de l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation d'ACER concernant la déclaration des informations privilégiées.<sup>3</sup> Pour garantir une publication effective et opportune des informations privilégiées, les informations privilégiées dans le négoce de gros de l'électricité (et du gaz) doivent être publiées uniquement, dès le début de l'année 2021, sur une plateforme sur la transparence dédiée, appelée *Inside Information Platform* (IIP), qui doit satisfaire aux exigences minimales formulées au préalable par ACER. Une liste des IIP autorisées auxquelles les acteurs du marché peuvent se connecter est publiée sur le portail REMIT.

Les acteurs suisses du marché sont libres de choisir des IIP où ils publient les événements soumis à déclaration, tant que la plateforme de leur choix remplit les exigences d'ACER en matière de publication d'informations privilégiées et figure sur sa liste.

Pour la déclaration des informations privilégiées, l'EiCom n'accepte que les IIP répertoriées par ACER. Après leur décision concernant la plateforme de leur choix sur la transparence, les acteurs du marché doivent adapter les indications correspondantes dans l'outil d'enregistrement de l'EiCom. L'EiCom organise ensuite la transmission des informations privilégiées de ces IIP dans son système informatique.

À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021, une déclaration par l'intermédiaire du site Internet de l'entreprise ou des médias sociaux peut être utilisée comme source supplémentaire pour la publication d'informations privilégiées, mais n'est plus suffisante ni efficace. L'identité des données pour les deux types de publication doit être impérativement garantie par l'acteur du marché.

Le point 3.2 aborde en détail la déclaration des informations privilégiées.

<sup>3</sup> ACER Guidance, 5th Edition, <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/> et ACER FAQ on REMIT fundamental data and inside information reporting, [https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMIT\\_24th\\_edition\\_QA\\_v1.pdf](https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMIT_24th_edition_QA_v1.pdf), état : 16 décembre 2020

En plus des données soumises à déclaration, la section Surveillance du marché obtient d'autres informations, comme les prix de clôture pour l'électricité, le gaz et le CO<sub>2</sub> auprès d'EEX ou les prix du charbon auprès de Reuters. Ils servent de référence pour les analyses. Les indications sur le niveau de remplissage des lacs de rétention en Suisse ou d'autres informations, en partie de sources publiques comme MétéoSuisse, sont consultées et prises en compte dans les études et les analyses.

En 2020, les 78 acteurs suisses du marché ont communiqué 44,8 millions d'opérations de marché (ordres et transactions) par l'intermédiaire des neuf RRM. La tendance à la hausse du volume des données enregistrées au cours des années précédentes s'est une nouvelle fois confirmée. L'augmentation de 15 % s'explique en grande partie par l'utilisation accrue de systèmes de négociation automatisés. Le plus grand nombre de déclarations durant le premier trimestre 2020 est dû quant à lui à des déclarations correctives.

Une plus forte hausse a été enregistrée pour les données fondamentales – environ un million de déclarations supplémentaires, soit près de 22 % en plus qu'en 2019. Ce changement est imputable à la modification des réglages pour la consultation des données fondamentales qui sont préalablement définis par l'EICom.

En 2020, il y a eu une variation importante au niveau des informations privilégiées. Près d'un tiers d'incidents en moins ont été communiqués par rapport à l'année précédente.

Une vue d'ensemble des données déclarées depuis l'instauration de l'obligation de reporting en 2015 se trouve à la Figure 3.

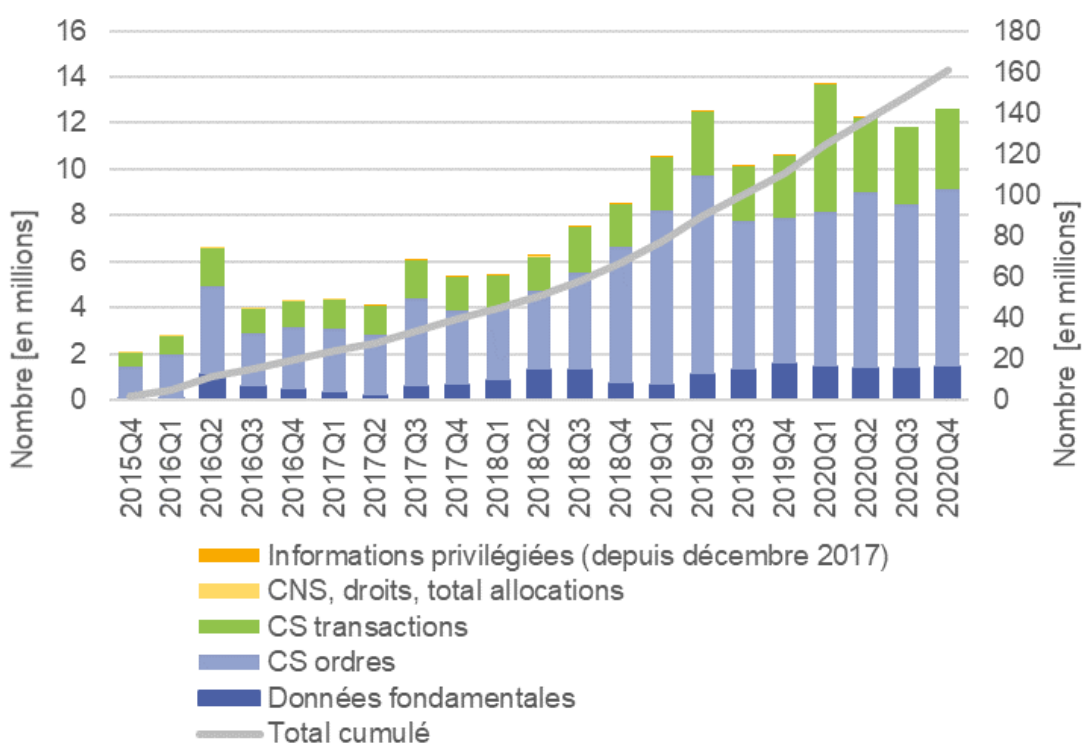


Figure 3: Donnees declarees depuis l'instauration de l'obligation de reporting

En 2020, les contrats dits standard ont aussi représenté une part considérable des données communiquées sur les opérations de marché (près de 90 %). Une grande partie des données provient ici du négoce à court terme (94 %). Seuls 6 % des déclarations concernent des opérations à terme, notamment des *futures* et des *forwards* (voir la Figure 4). La plupart des opérations à terme sont exécutées par l'intermédiaire de courtiers ou de la bourse EEX.



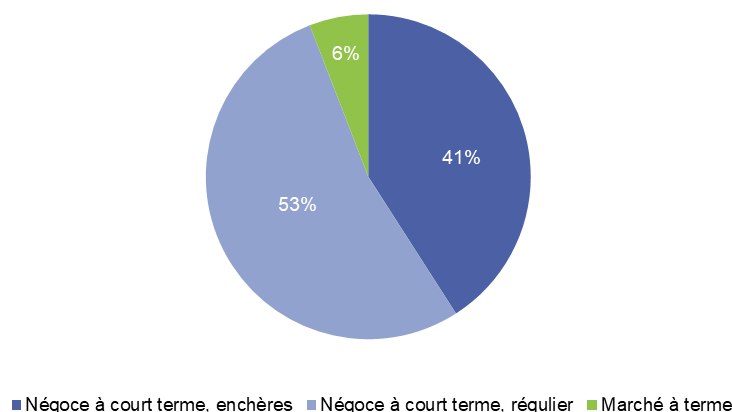


Figure 4 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et marché à terme

Le nombre de marchés organisés (*Organised Market Places*, OMP) sur lesquels les acteurs suisses du marché ont négocié en 2020, dont les bourses nationales de l'énergie des États membres de l'UE, n'a pas changé par rapport à l'année précédente. La plupart de ces plateformes ont leur siège en Grande-Bretagne (21), suivie de la France (8), de l'Allemagne (5) et des Pays-Bas (4).

Plus de la moitié des opérations de marché conclues par l'intermédiaire d'un OMP l'ont été dans une bourse. Cette situation s'explique en particulier par le négoce à court terme, organisé en grande partie par l'intermédiaire de la bourse EPEX Spot. La forte granularité en hausse dans le négoce sur cette plateforme, avec des produits à 15, 30 et 60 minutes, explique évidemment aussi le nombre plus élevé d'opérations déclarées. Un peu moins de 50 % d'entre elles sont des déclarations concernant des transactions par l'intermédiaire d'un courtier. Seuls 2 % sont des transactions réalisées dans un système organisé de négociation (*Organised Trading Facilities*, OTF).

En 2020, la répartition des activités de négoce de gros de l'électricité des entreprises suisses par lieu de livraison n'a guère enregistré de différences par rapport à l'année précédente. L'Italie et l'Allemagne restent les principaux marchés cibles. La part de la France est nettement plus faible, suivie de la Grande-Bretagne. Le chapitre 2 aborde cette question plus en détail.

## 2 Vue d'ensemble du marché

En 2020, l'EiCom a poursuivi la publication des rapports du marché spot et du marché à terme et enrichi les deux rapports d'informations supplémentaires utiles. Ces rapports hebdomadaires présentent et commentent le niveau actuel des prix de l'électricité et leur évolution au cours des semaines précédentes en Suisse et dans les pays voisins (France, Allemagne et Italie). Tandis que le rapport du marché spot considère pour l'essentiel les contrats horaires et hebdomadaires et explique les principales données fondamentales à la base des variations de prix, le rapport du marché à terme est axé sur les produits à plus long terme tels que les contrats annuels, trimestriels et mensuels. En même temps, ces rapports montrent aussi le rôle du CO<sub>2</sub>, du gaz et du charbon comme principaux vecteurs de prix.

Les changements significatifs du point de vue de l'EiCom et les particularités dans les mouvements de prix en 2020 sont résumés dans le présent chapitre.

### 2.1 Rapport du marché spot – bilan 2020

L'année 2020 a été marquée par la pandémie de coronavirus, avec de fortes répercussions sur les prix du marché spot. La réduction des activités économiques pendant la phase de confinement au printemps a entraîné une baisse considérable de la demande d'énergie, avec pour conséquence que les prix spot sont restés bas pendant une longue période. Le Tableau 2 montre que personne ne l'envisageait au début de l'année.

		Moyenne des prix spot aux enchères Day Ahead en EUR/MWh par pays de livraison					Dernier prix de règlement EEX avant négoce à court terme (=prix de référence marché à terme)	Dernier prix de règlement EEX moins moyenne des prix spot aux enchères Day Ahead
Période de livraison	Produit de livraison	CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH
2020	Base	34.00	30.47	32.20	3.53	1.80	48.03	14.03
Q1	Base	34.27	26.57	29.42	7.70	4.85	47.02	12.75
Q2	Base	19.88	20.26	18.00	-0.38	1.88	20.09	0.21
Q3	Base	37.99	36.12	39.03	1.86	-1.05	34.07	-3.92
Q4	Base	43.71	38.77	42.17	4.94	1.54	47.74	4.03
janv.20	Base	42.55	35.03	38.01	7.52	4.55	45.12	2.57
févr.20	Base	34.13	21.92	26.25	12.21	7.89	38.69	4.56
mars.20	Base	26.12	22.46	23.81	3.66	2.31	33.53	7.41
avr.20	Base	17.22	17.09	13.45	0.13	3.77	16.79	-0.43
mai.20	Base	16.86	17.60	14.86	-0.73	2.00	19.42	2.56
juin.20	Base	25.65	26.18	25.79	-0.53	-0.14	20.95	-4.70
juil.20	Base	32.81	30.06	33.41	2.75	-0.60	33.14	0.33
août.20	Base	35.51	34.86	36.75	0.65	-1.24	32.94	-2.57
sept.20	Base	45.90	43.69	47.20	2.21	-1.30	43.51	-2.39
oct.20	Base	38.25	34.00	37.91	4.25	0.34	42.92	4.67
nov.20	Base	41.46	38.79	40.11	2.67	1.34	40.73	-0.73
déc.20	Base	51.36	43.52	48.42	7.84	2.94	50.88	-0.48

Tableau 2 : Prix moyens journaliers pour les enchères Day Ahead d'EPEX Spot vs prix négocié sur le marché à terme à l'EEX par période et pays de livraison

Le produit annuel, le produit pour le premier trimestre et le produit pour le mois de mars (marqués en rouge et en rouge clair dans le tableau ci-dessus) ont été négociés au préalable à des prix nettement plus élevés que sur les marchés spot pour la livraison. Pour les autres produits trimestriels et à partir du produit pour le mois d'avril, le négoce s'est adapté à la nouvelle situation. Les écarts entre le marché à terme et le négoce spot ont été dès lors sensiblement plus faibles.

Sur l'ensemble de l'année, les prix suisses étaient supérieurs aux prix allemands et français. Les différences correspondent à peu près à celles relevées pour 2019. La période de février est singulière. Les prix allemands étaient clairement inférieurs aux prix suisses. Cette situation s'explique par une injection d'énergie éolienne exceptionnellement élevée en Allemagne au cours de ce mois. L'offre d'énergie éolienne supérieure à la moyenne a poussé le prix spot allemand à la baisse.

Les prix Base et Peak Day Ahead ont connu une évolution normale en 2020, avec des prix plus élevés en hiver et des prix plus bas en été. Ils étaient comparativement élevés fin novembre et début décembre. En plus d'une production éolienne très faible en Allemagne certains jours, des températures inférieures à la normale ont entraîné une forte demande. À deux reprises, le prix Base a été négatif, chaque fois au printemps. Ces jours-là, la consommation était faible car il s'agissait de jours fériés (un dimanche, le lundi de Pâques) et une quantité exceptionnellement importante d'énergie éolienne et solaire a alors été produite en Allemagne. Cette combinaison a eu pour conséquence que les prix horaires ont baissé à -70 EUR/MWh en Allemagne. Ces prix bas allemands ont aussi eu des répercussions sur les prix suisses, ce qui a tiré le prix Base en dessous de zéro (voir la Figure 5).

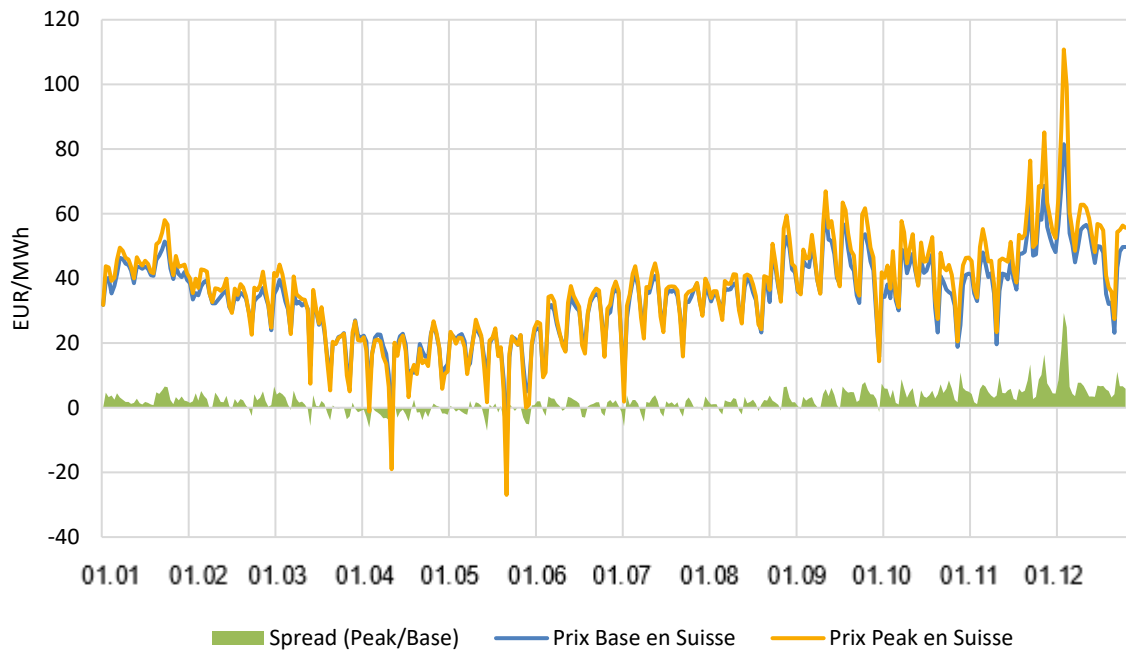


Figure 5 : Prix Base et Peak Day Ahead en Suisse en 2020

Source : EEX

La comparaison des prix Day Ahead entre la Suisse, la France et l'Allemagne montre notamment une plus forte volatilité des prix allemands. Les prix Base minimaux et maximaux ont été en partie nettement supérieurs aux prix Base suisses. En Allemagne, une quantité d'électricité bien plus importante a été produite à partir d'énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire. Étant donné que l'injection de courant provenant de ces centrales est en principe fluctuante, cela entraîne des variations de prix (voir la Figure 6).



Figure 6 : Prix Base Day Ahead en Suisse, en Allemagne et en France

Source : EEX

La comparaison des prix horaires suisses avec l'année précédente montre que le niveau des prix s'est avéré globalement inférieur en 2020 et que les prix maximaux et minimaux ont été plus extrêmes (voir la

Figure 7). La faiblesse du système énergétique global, des prix bas du charbon, du gaz et du CO<sub>2</sub>, une consommation plus faible en raison de la pandémie de coronavirus, des températures clémentes et une production importante d'énergie éolienne et solaire ont conduit à une baisse des prix aux enchères quotidiennes Day Ahead.

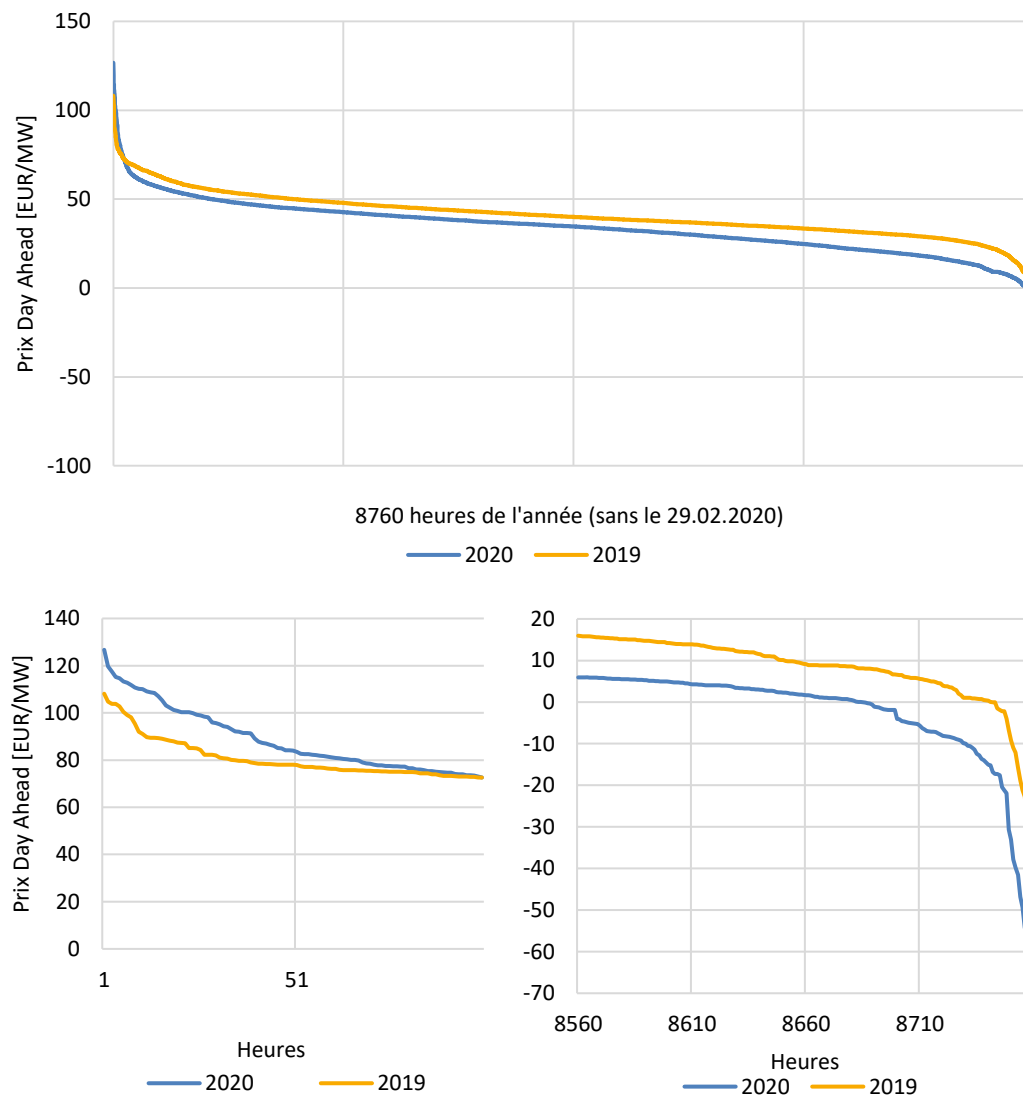


Figure 7 : Courbe de durée des prix Day Ahead en Suisse, 2020 et 2019

En haut : toutes les heures de l'année, en fonction des prix, en bas à gauche : les cent heures avec les prix maximaux, en bas à droite : les deux cents heures avec les prix minimaux.

Source : EEX

La différence entre le prix journalier maximal et minimal montre que la volatilité des prix horaires a augmenté par rapport à 2019 (voir la Figure 8). En chiffres absolus, la différence par rapport à 2019 est principalement survenue au cours du dernier trimestre. Le plus grand écart au début du deuxième trimestre est en revanche relatif, comme le révèle la Figure 8 ci-dessous (en bas à gauche). Il s'agit de jours à prix extrêmement bas voire négatifs (voir aussi la Figure 5) et de jours au cours du quatrième trimestre aux prix très élevés, découlant de situations de pénurie avec une faible production d'électricité d'origine éolienne et solaire et une consommation élevée en raison de températures plus basses. Ce faisant, la première phase du confinement dû à la pandémie de coronavirus en mars 2020 n'a pas eu d'impact sur la volatilité relative, les deux courbes cumulées sont presque identiques jusqu'à début avril 2020.

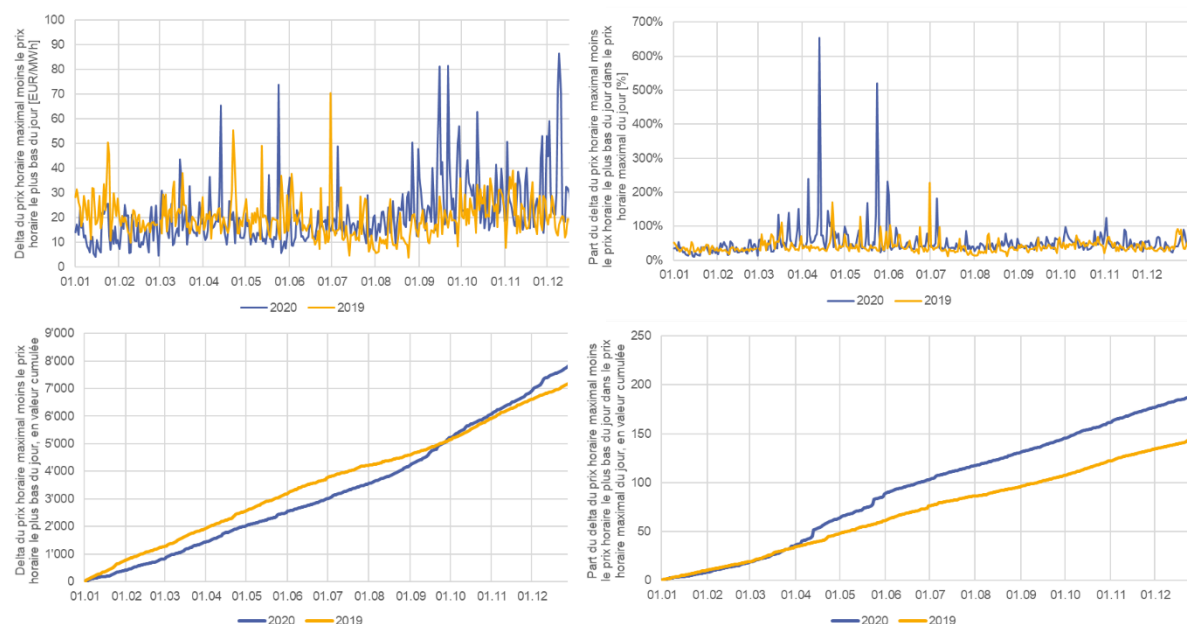


Figure 8 : Volatilité des prix horaires en un jour

À gauche les valeurs absolues, à droite la différence par rapport au prix maximal, en haut l'évolution quotidienne, en bas la valeur cumulée.

Source : EEX

Au niveau de la production, la Suisse a connu une année typique (voir la Figure 9). Les centrales nucléaires (CN) ont produit l'énergie en ruban, avec des baisses pendant leurs révisions annuelles et des capacités d'injection réduites en raison d'arrêts non planifiés. Ceux-ci sont en général déclenchés par des problèmes techniques, comme par exemple en décembre, quand il a fallu remédier au non-respect de prescriptions de montage des amortisseurs de vibrations de deux moteurs diesel d'urgence dans la CN de Beznau. La force hydraulique (en particulier les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage) a couvert la charge de pointe.

De manière générale, le taux de défaillance dans les centrales nucléaires suisses s'est révélé très faible en 2020, avec seulement 17 événements (30 l'année précédente, y c. la CN de Mühleberg) – et ce malgré le niveau très élevé de la production (90,9 % de disponibilité) et après l'arrêt de l'exploitation de la CN de Mühleberg fin 2019. L'exploitation presque sans perturbations des centrales nucléaires suisses s'explique par le bon état des installations et le succès de la mise en œuvre de plans de pandémie proactifs. La production supplémentaire effective des trois CN de Beznau 1 et 2 et de Gösgen a donc presque permis de compenser la perte de production de la CN de Mühleberg début 2020.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Communiqué de presse de Swissnuclear du 1<sup>er</sup> février 2021, [Communiqués de presse - swissnuclear](#), état au 1<sup>er</sup> février 2021

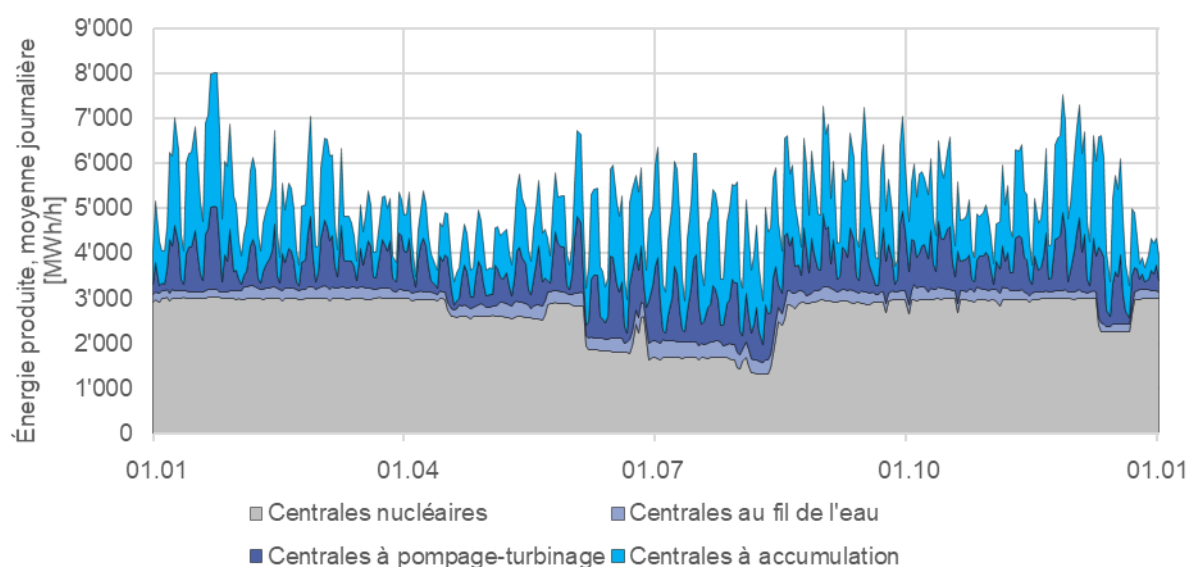


Figure 9 : Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production

Comme la part des nouvelles énergies renouvelables dans la production électrique actuelle en Suisse est très faible, le rapport renonce à la représenter dans l'illustration.

Source : ENTSO-E

Le niveau des lacs de rétention suisses a connu une évolution saisonnière typique, avec une vidange jusqu'au printemps et une hausse après la fonte des neiges, qui a débuté tôt en 2020 (voir la Figure 10). Le niveau total a baissé par rapport à 2019, notamment parce qu'en raison des prix spot élevés, une plus grande quantité d'eau a été turbinée fin 2020 qu'au cours de la même période l'année précédente.

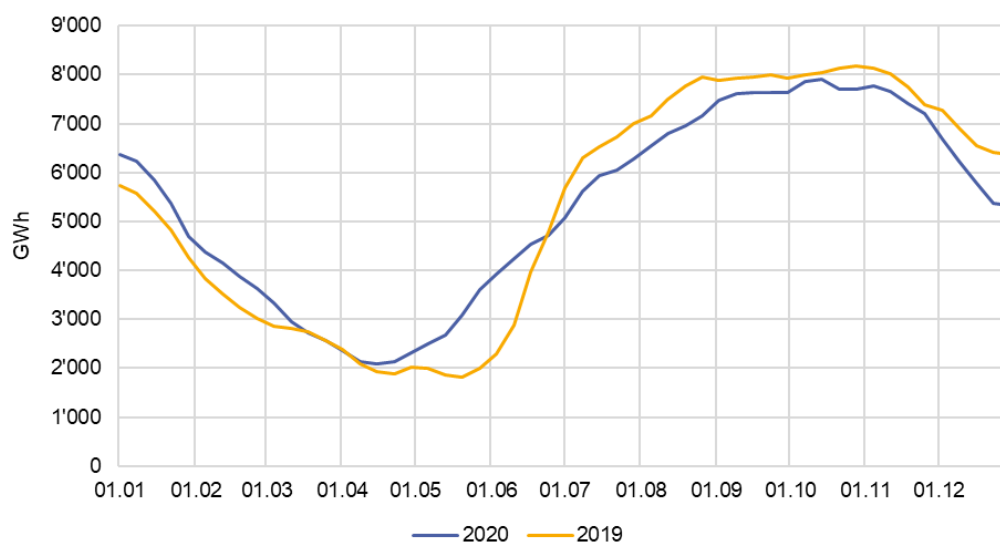


Figure 10 : Niveau des lacs de rétention suisses en 2020 et 2019

Source : OFEN

En France, la majeure partie de l'électricité est produite par les centrales nucléaires. La comparaison de la production nucléaire française entre 2020 et 2019 montre que début 2020 déjà, moins d'énergie nucléaire a été produite (voir la Figure 11). Alors qu'en janvier et février, il s'agissait d'écarts vers le bas (5 GW en moyenne), ils ont été nettement plus importants entre mars et mi-juillet (8,5 GW en moyenne). La pandémie de coronavirus en est un déclencheur : la production a été réduite au vu des ressources en personnel limitées et des prix bas de l'électricité. Elle a retrouvé le niveau de l'année précédente dès le mois d'octobre et l'a en partie même dépassé.

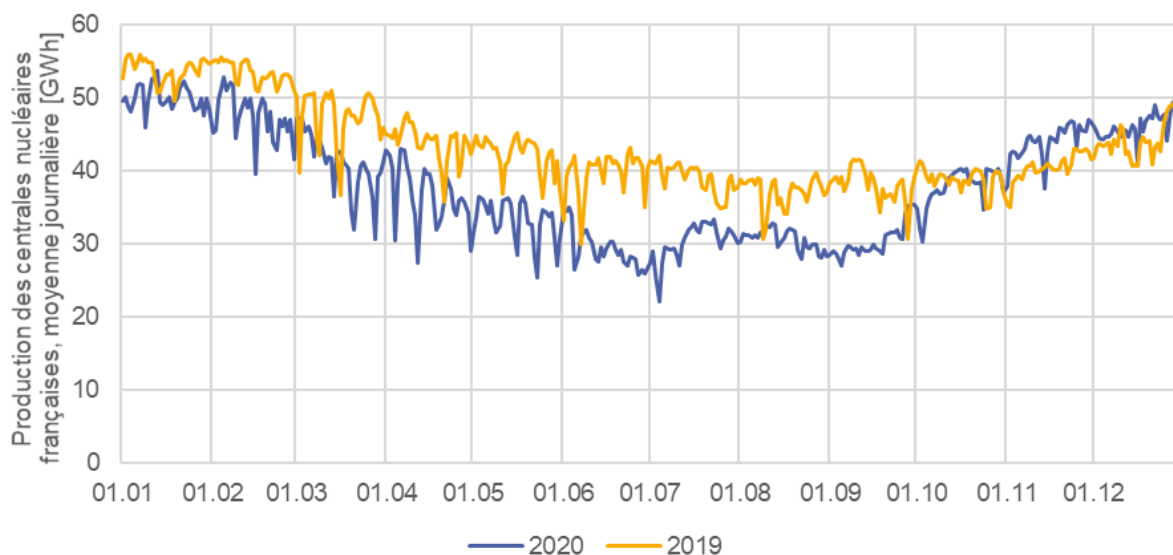


Figure 11 : Production des centrales nucléaires françaises en 2020 par rapport à 2019

L'interaction entre la consommation et la production issue d'installations éoliennes et solaires en Allemagne, comme le rapport l'a déjà mentionné ci-dessus, a une grande influence sur les prix spot en Allemagne mais aussi en Suisse. La consommation et l'injection d'énergie éolienne et solaire en Allemagne en 2020 et en 2019 sont représentées à la Figure 12 ci-après.

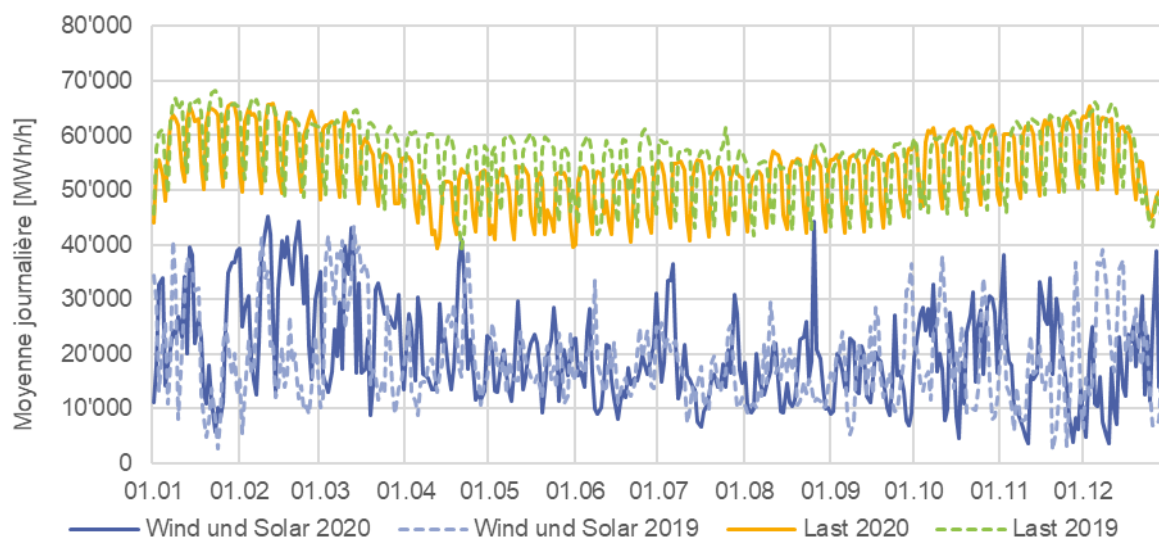


Figure 12 : Injection d'énergie éolienne et solaire et consommation en Allemagne en 2020 et 2019  
Source : ENTSO-E

L'impact de la pandémie de coronavirus est clairement perceptible sur la consommation, qui est manifestement inférieure à la valeur de l'année précédente de la mi-mars à début août.<sup>5</sup> La production d'énergie éolienne et solaire fluctue fortement. Même s'il ne ressort pas du graphique qu'il y a eu une augmentation de la production à partir de ces sources, la production d'énergie éolienne et solaire en 2020 (175 TWh) dépasse celle de 2019 de plus de 5,5 % (165,7 TWh). Au premier semestre 2020, le mois venteux de février a permis de produire même 10 % d'énergie éolienne et solaire en plus qu'au cours de la même période en 2019.

<sup>5</sup> Voir aussi l'étude de l'EICom « Conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne », mai 2020, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, état : 1<sup>er</sup> février 2021.



La différence entre la consommation nationale et la production éolienne et solaire (charge résiduelle) est intéressante pour les prix spot. Elle doit être couverte par des centrales classiques. Si elle est minimale, les prix peuvent devenir négatifs, car il est plus rentable pour certaines centrales thermiques de payer quelque chose pour que leur électricité soit achetée, plutôt que d'arrêter la centrale pour une courte durée (ce qui engendre des coûts et sollicite les installations techniques de la centrale)<sup>6</sup>.

Le lien entre la charge résiduelle et les prix spot en Allemagne ressort de la Figure 13. Plus la demande doit être couverte par des centrales classiques, plus le prix est élevé, car les centrales sont activées avec des coûts de production d'autant plus élevés. Les prix sont le plus souvent négatifs avec une charge résiduelle inférieure à 10 GW.

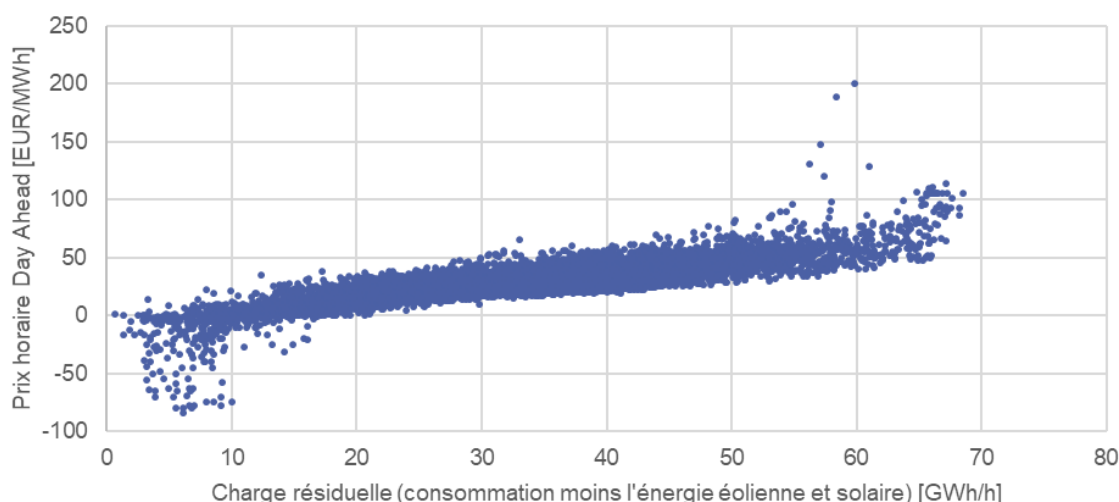


Figure 13 : Charge résiduelle versus prix horaire Day Ahead en Allemagne en 2020

Source : EEX, ENTSOE

Si l'électricité peut être produite dans les pays voisins à des conditions plus avantageuses qu'en Suisse, elle est importée dans le cadre des capacités transfrontalières disponibles. Dans le cas contraire (prix plus bas en Suisse), l'électricité est exportée. C'est typiquement le cas en période de forte consommation, car les prix à l'étranger dépassent le niveau des prix en Suisse. Les exportations sont régulières vers l'Italie. Le parc italien de centrales se compose en grande partie de centrales à gaz, qui présentent généralement des coûts de production élevés, raison pour laquelle du courant issu des centrales hydroélectriques suisses est livré en Italie.

La vue d'ensemble annuelle (Figure 14) montre qu'en plus des exportations régulières vers l'Italie, il y a des importations régulières depuis la France. Cette situation est due au grand nombre de centrales nucléaires en France, dont les coûts de production d'électricité (coûts marginaux) entraînent un niveau de prix plus bas – par rapport à la Suisse.

Comme le montre la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, l'évolution saisonnière, qui se présentait déjà comme une tendance en 2019, s'est confirmée en 2020 dans le cas de l'Allemagne. L'hiver, l'électricité est plus chère en Suisse, il y a donc des importations depuis l'Allemagne. Au printemps et en partie l'été, elle est en revanche souvent plus avantageuse en Suisse grâce à l'énergie hydraulique suisse bon marché, ce qui conduit à des exportations vers l'Allemagne. Comme les centrales éoliennes et solaires produisent beaucoup et toujours plus de courant en Allemagne, il est de plus en plus fréquent que la Suisse exporte aussi de l'électricité vers l'Allemagne en hiver, quand la production d'énergie éolienne et/ou solaire y est moins importante.

<sup>6</sup> Voir aussi l'étude de l'EiCom « Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 31 mai 2020 », <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, état : 1<sup>er</sup> février 2021.



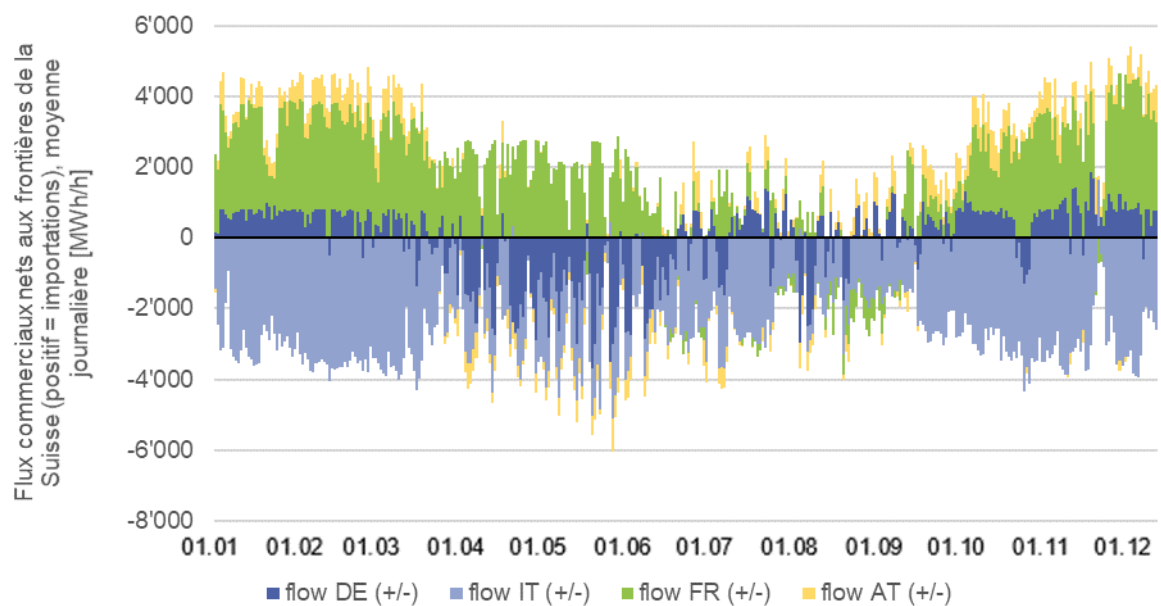


Figure 14 : Flux commerciaux nets aux frontières suisses

Source : ENTSO-E

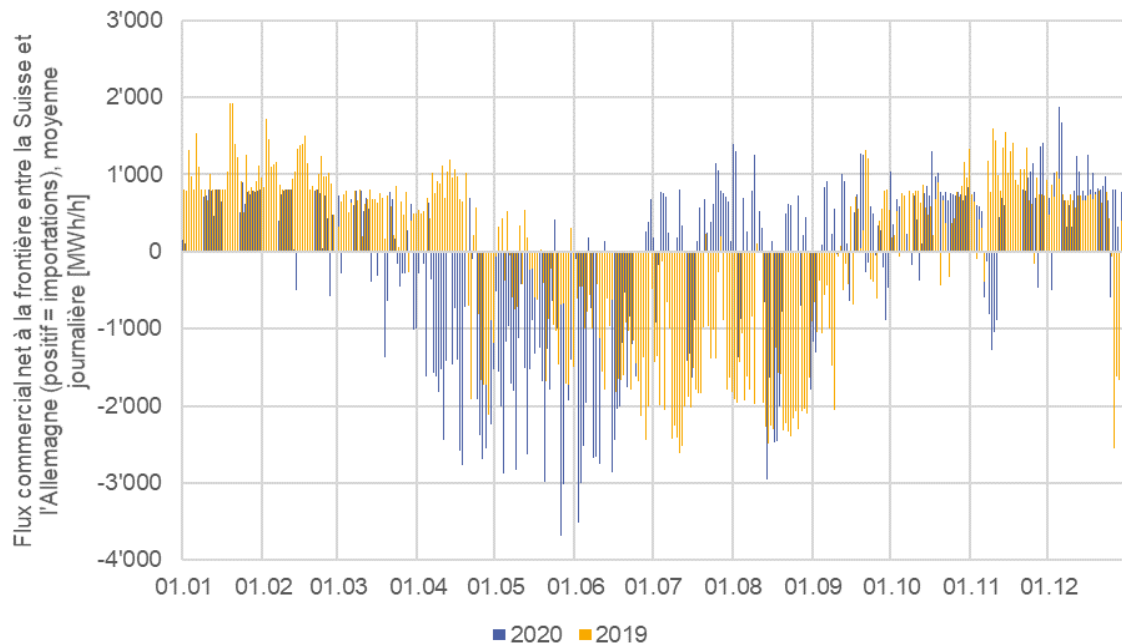


Figure 15: Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne

Source : ENTSO-E

Au total, les exportations nettes vers l'Allemagne s'élèvent à 0,56 TWh, ce qui représente une légère hausse par rapport à l'année précédente. En 2020, de nouvelles valeurs maximales ont toutefois été atteintes en moyenne journalière (plus de 3500 MWh/h).

Le flux frontalier net par-delà toutes les frontières suisses présente la même évolution saisonnière que la frontière entre la Suisse et l'Allemagne (voir la Figure 16). Cela n'est pas surprenant, car les exportations régulières vers l'Italie s'équilibrent plus ou moins avec les importations régulières depuis la France. Il apparaît là aussi que l'hiver et l'été, les flux nets peuvent être atypiques certains jours, avec des exportations nettes l'hiver ou des importations nettes l'été. Sur l'ensemble de l'année, la Suisse a été un exportateur net (+4 TWh).

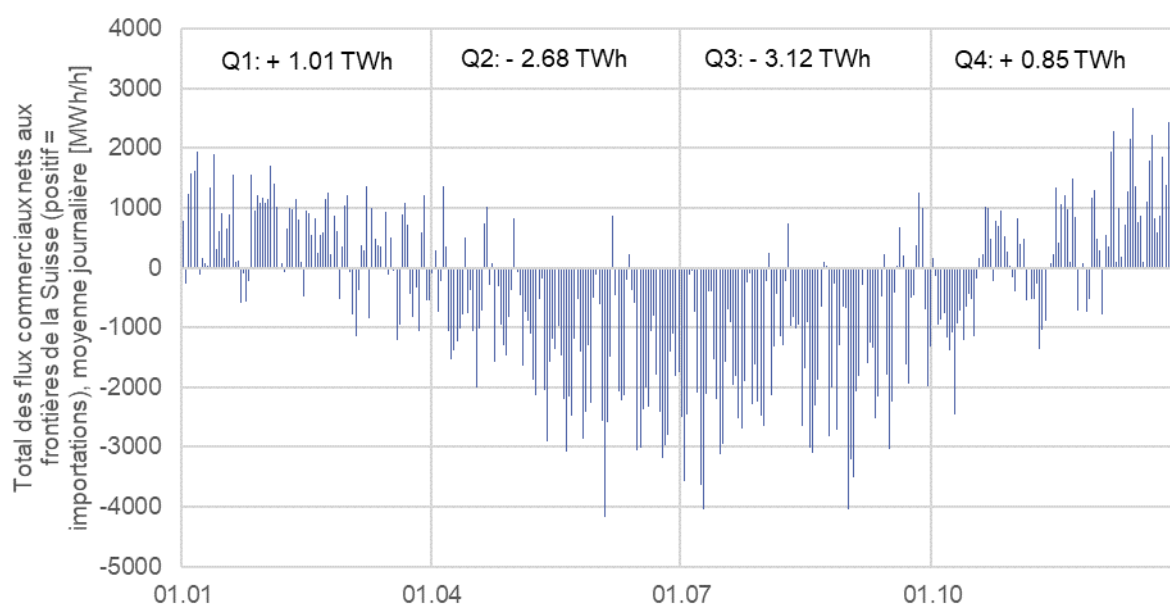


Figure 16 : Total des flux commerciaux nets en 2020 aux frontières de la Suisse  
Source: ENTSO-E

## 2.2 Rapport du marché à terme – bilan 2020

En 2020, les prix suisses de l'électricité pour l'année civile 2021 ont aussi évolué parallèlement aux prix en Allemagne, en France et en Italie, même si le *spread* Suisse-Allemagne s'est creusé à partir de la mi-mars et que le *spread* par rapport à la France et à l'Italie a diminué. Alors qu'au début de l'année, le prix Base suisse pour l'année civile 2021 était encore près de 3 EUR/MWh au-dessus du prix Base français pour l'année civile 2021, celui-ci a dépassé le produit suisse de près de 2 EUR/MWh au cours du deuxième trimestre 2020 en raison du report du projet de révision des centrales nucléaires françaises du fait de la pandémie de coronavirus. Le *spread* a diminué au cours du troisième trimestre 2020 grâce aux meilleures disponibilités des centrales nucléaires françaises. La différence entre la France et la Suisse pour le prix Base de l'année civile 2021 a presque disparu au cours du quatrième trimestre. Le *spread* Suisse-Allemagne pour l'année 2021 était encore d'environ 4 EUR/MWh début 2020, il a grimpé à près de 7 EUR/MWh au cours du deuxième trimestre, puis baissé à environ 5 EUR/MWh pendant les mois d'été pour clôturer l'année à près de 4 EUR/MWh.

L'évolution des prix de l'électricité en 2020 pour les contrats Base pour l'année 2021, avec la Suisse, l'Allemagne, la France et l'Italie comme lieu de livraison, est représentée à la Figure 17.

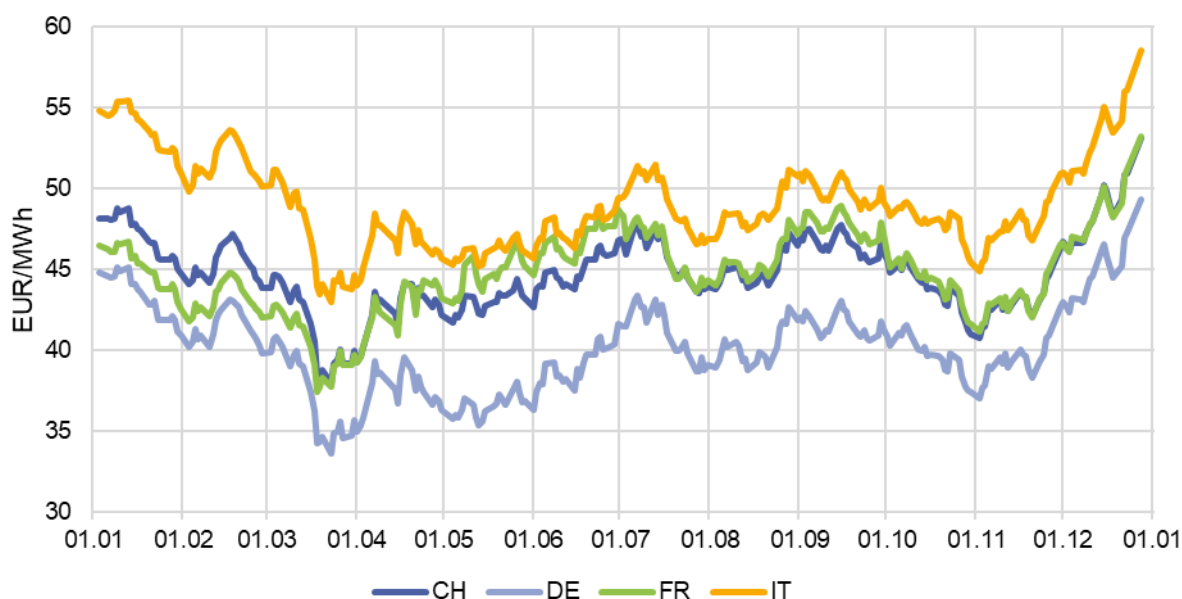


Figure 17 : Évolution des prix en 2020 des contrats Base 2021 pour l'année suivante

Source : EEX

Exprimée en chiffres, le contrat pour une livraison d'électricité en Suisse pour l'année 2021 a commencé en janvier 2020 à près de 48 EUR/MWh et fluctué entre 43 et 49 EUR/MWh jusqu'à l'apparition de la pandémie de coronavirus mi-mars. Les différentes mesures prises en raison de la pandémie ont entraîné l'arrêt de larges pans de l'industrie dans certains pays européens. La consommation d'électricité a fortement diminué, avec des répercussions baissières sur les marchés à terme. Le contrat pour livraison en Suisse pour 2021 a atteint son niveau le plus bas aux cours de clôture du jour de l'EEX le 23 mars 2020 (37,95 EUR/MWh). Au cours du deuxième trimestre 2020, la forte hausse des prix du CO<sub>2</sub>, combinée à une évolution latérale des prix du gaz et du charbon, a permis une reprise des prix de l'électricité. Fin juin, l'année 2021 se négociait à environ 47 EUR/MWh, atteignant presque le niveau du début d'année.

Au premier trimestre, aussi bien les prix du charbon que du gaz ont sensiblement perdu de la valeur. Le prix de référence pour le charbon en Europe, le *Rotterdam Coal Futures Index* API2 2021, est passé jusqu'à fin juin de 58,0 EUR/t, enregistré au début de l'année, à 51,4 EUR/t, soit une baisse de 11 %. Le prix de référence pour le gaz en Allemagne pour 2021 a chuté de 16,9 EUR/MWh à 12,9 EUR/MWh au cours des six premiers mois. La baisse des prix sur les deux marchés a notamment été provoquée par l'insécurité liée au coronavirus dans le monde entier et par le ralentissement de l'activité économique et industrielle mondiale qui en a résulté. Combinée avec un temps doux et une forte injection d'énergie éolienne (en particulier au premier trimestre 2020), la demande de charbon et de gaz a par conséquent diminué, alors que les stocks et le niveau des réservoirs ont augmenté, ce qui a tiré les prix vers le bas. Pour le gaz, l'offre excédentaire de GNL au cours du premier trimestre 2020, en raison de la redirection de cargaisons de GNL de la Chine vers l'Europe, a encore donné des impulsions baissières.

Le prix du CO<sub>2</sub> s'est effondré au premier trimestre pour atteindre sa valeur la plus basse de l'année (16,8 EUR/t) le 27 mars 2020 à la suite de l'apparition de la pandémie de coronavirus. Au cours du deuxième trimestre 2020, les nouvelles concernant les vastes aides de l'État dans le contexte de la crise du coronavirus et l'assouplissement annoncé des mesures ont permis une reprise du prix du CO<sub>2</sub>. Le contrat pour décembre 2021 a clôturé par conséquent à 27,3 EUR/t fin juin.

Le prix de l'électricité a globalement augmenté au cours du deuxième semestre 2020. Le contrat 2021 pour l'année 2021 pour la Suisse est passé de 46,8 EUR/MWh fin juin à 53,15 EUR/MWh fin décembre, avec une évolution latérale des prix dans un premier temps au troisième trimestre avant l'instauration d'une tendance des prix à la hausse à partir de la mi-novembre. Les matières premières ont de nouveau été les moteurs de la hausse des prix de l'électricité : le charbon, le gaz et le CO<sub>2</sub>. Le prix du charbon API2 pour livraison en 2021 a progressé de 51,4 EUR/t à 56,4 EUR/t, alors que les cours de clôture oscillaient entre 45,3 EUR/t et 58,2 EUR/t pendant cette période. Le prix de référence pour le marché du gaz en Allemagne (NCG) est passé de 12,9 EUR/MWh fin juin à 17,4 EUR/MWh fin décembre pour l'année 2021, le contrat se négociant entre 12,2 EUR/MWh et 17,4 EUR/MWh au maximum.

Parmi les facteurs haussiers pendant cette période, il y a les capacités de production de charbon réduites en raison du confinement, la disponibilité réduite des centrales nucléaires françaises, qui a fait remonter la demande de charbon et de gaz, les différents travaux de révision dans les champs gaziers en Norvège et plusieurs grèves qui s'y sont produites : la grève des employés du secteur pétrolier en Norvège y a provoqué l'arrêt de la production gazière en octobre et, en novembre, le personnel de sécurité a fait grève dans l'usine de traitement du gaz. Pour les prix du gaz, la hausse en Asie et aux États-Unis a induit une augmentation en Europe.

Quant au charbon, l'annonce de l'UE concernant l'approbation du mécanisme allemand visant à indemniser l'abandon du charbon, qui a ouvert la voie à la déconnexion d'une capacité de charbon de 4 GW en 2021, ainsi qu'une reprise de la demande d'importations du charbon sur des marchés d'importation importants (Inde et Chine, qui avaient ordonné un assouplissement des restrictions chinoises aux importations de charbon) ont fait augmenter les prix du charbon fin novembre. À la fin de l'année, l'espoir que les économies du monde entier puissent revenir rapidement à la normalité grâce au vaccin contre le coronavirus et les résultats des élections présidentielles américaines ont envoyé d'autres signaux haussiers sur les marchés. À l'inverse, l'augmentation des cas de coronavirus partout en Europe, la crainte de nouvelles restrictions et, par conséquent, le ralentissement de la reprise économique ont compté parmi les facteurs baissiers.

L'évolution des prix du CO<sub>2</sub> a fluctué au cours du troisième trimestre 2020. La barre des 30 euros a été franchie début juillet, mais les prix ont rapidement baissé vers 25 EUR/t. Mi-septembre, l'adhésion de la Commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire (ENVI) à l'objectif européen de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 60 % en 2030 a relancé les prix. La Commission européenne a toutefois proposé un objectif de réduction des valeurs d'émission de 55 % d'ici 2030 par rapport à l'année de référence 1990, ce qui a une nouvelle fois atténué les prix. De faibles résultats dans le cadre des enchères, l'absence de progrès dans les négociations sur l'accord commercial post-Brexit et l'augmentation des cas de coronavirus ont été responsables de la baisse des prix en octobre. À partir du mois de novembre jusqu'à la fin de l'année, les cours du CO<sub>2</sub> ont suivi une tendance à la hausse. Des nouvelles positives concernant le vaccin contre le coronavirus et son autorisation dans l'UE, des marchés des actions et de l'énergie haussiers, un temps froid, une faible production éolienne, l'annonce par la Commission européenne du report du début des enchères pour 2021, l'accord des chefs d'État et de gouvernement de l'UE sur un relèvement de l'objectif de réduction de CO<sub>2</sub> à 55 % d'ici 2030 et de neutralité climatique d'ici 2050 et, enfin, la conclusion de l'accord post-Brexit entre l'UE et la Grande-Bretagne ont eu un effet haussier sur le marché du CO<sub>2</sub>. Le contrat pour décembre 2021 a ainsi clôturé l'année à 33,44 EUR/t.

L'évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA<sup>7</sup>), du gaz (NCG<sup>8</sup>) et du charbon (pour la région ARA<sup>9</sup>) en 2020 pour les contrats annuels 2021 est représentée à la Figure 18.

<sup>7</sup> EUA : European Emission Allowances.

<sup>8</sup> NCG : prix de référence pour le prix du gaz allemand de l'exploitant de la zone de marché NetConnect Germany.

<sup>9</sup> ARA : prix de référence pour le charbon thermique au terminal de transbordement du triangle Amsterdam-Rotterdam-Anvers, principal marché du charbon en Europe.

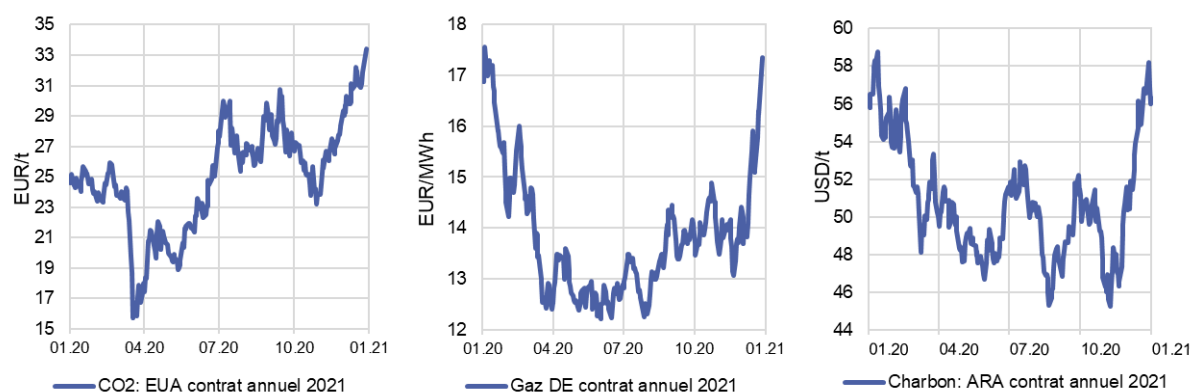


Figure 18 : Évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA), du gaz (NCG) et du charbon (pour la région ARA) en 2020 pour les contrats annuels 2021

Source: EEX et Refinitiv Power Research

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

#### 3.1 Travail d'analyse

##### 3.1.1 Vue d'ensemble et statistique des analyses

L'art. 26a OApEI institue une obligation d'informer pour les acteurs du marché qui ont leur siège en Suisse (personnes morales ou le cas échéant physiques), qui participent à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et qui sont tenus, en vertu du règlement REMIT, de fournir des informations aux autorités de l'UE ou de ses États membres. En conséquence, ils communiquent à l'EICom les données concernant les produits de négoce en gros, les données fondamentales et – si elles sont publiées – les informations privilégiées. Le traitement et l'analyse des données collectées permettent d'évaluer ce qui se passe réellement sur les marchés de gros (européens). Comme les prix du marché en Suisse sont fortement influencés par les évolutions et les événements dans les pays voisins, ces informations sont importantes pour la surveillance du marché et donc pour l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.

À l'aide du Market Monitoring System (MMS), où les données sont traitées et mises à la disposition de la section Surveillance du marché pour son activité d'analyse par le recours à des alertes selon certains critères prédéfinis, l'EICom observe les activités des acteurs suisses du marché sur les marchés de gros de l'électricité en Europe, en particulier au regard d'activités suspectes qui pourraient indiquer une manipulation de marché ou un négoce basé sur une information privilégiée. Elle reçoit également des renseignements au sujet de particularités concernant des acteurs suisses du marché, à savoir les déclarations de transactions et d'ordres suspects (*Suspicious Transaction and Order Report*, STOR), de la part des organes de surveillance des marchés organisés. En 2020, trois incidents ont été notifiés à l'EICom (Figure 19). Les informations des STOR sont examinées en détail et analysées le cas échéant avec les informations supplémentaires dont dispose l'EICom. En fonction des résultats de ces analyses et pour clarifier d'éventuelles questions, l'EICom a directement pris contact avec les acteurs du marché concernés.

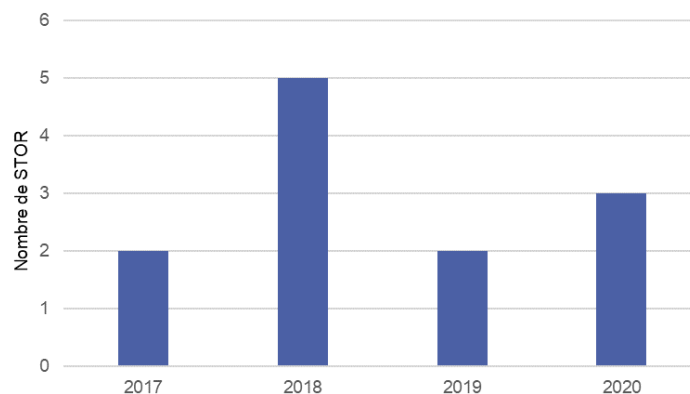


Figure 19 : Vue d'ensemble des STOR enregistrées par l'EICOM

En plus des analyses qui sont déclenchées par les alertes MMS ou engagées sur la base de STOR, l'EICOM a réalisé plusieurs analyses thématiques *ad hoc* en 2020. De manière succincte, le présent rapport sur la transparence du marché aborde l'analyse des prix négatifs pour la Suisse, l'Allemagne et la France entre 2015 et 2020, la mise en œuvre de la déclaration des informations privilégiées ainsi qu'une analyse et la prise de position de l'EICOM concernant le négoce Intraday transfrontalier continu. Deux autres – l'étude des conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne et l'analyse du contexte des enchères MEAS (*Mutual Emergency Assistance Service*) effectuées par Swissgrid – sont discutées dans le rapport d'activité 2020 de l'EICOM.

L'analyse des prix négatifs pour la Suisse, l'Allemagne et la France entre 2015 et 2020 de même que l'étude des conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne sont publiées sur le site Internet de l'EICOM.

### 3.1.2 Transparence et qualité des données accrues lors de la publication des données relatives à l'énergie solaire

Une bonne qualité des données est indispensable pour la pertinence des résultats de l'activité de monitoring. C'est pourquoi l'EICOM travaille sans relâche, depuis l'instauration du reporting en 2015, à l'amélioration de l'exhaustivité, de l'exactitude et de la transmission dans les délais des données soumises à déclaration. Elle a poursuivi ce travail en 2020.

L'événement majeur de l'année dernière concernant la qualité des données est une nette amélioration de la qualité des données publiées relatives à l'énergie solaire. Alors que début 2020, on ignorait encore, faute de présentation transparente et complète, combien d'électricité était réellement produite à partir d'énergie solaire en Suisse, il s'est avéré possible de présenter des données plus complètes relatives à la production solaire en Suisse dans une qualité améliorée, dès le mois d'août 2020, à l'initiative et à la suite des efforts de l'EICOM et d'autres acteurs engagés. Ces données sont également prises en compte dans les rapports hebdomadaires du marché spot et sont en outre utilisées pour certaines analyses de l'EICOM.

La situation de départ était la suivante : Swissgrid communiquait les données de production d'ENTSO-E sur les installations photovoltaïques suisses qui sont enregistrées dans le groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Pour plusieurs raisons, cela ne concernait de loin pas toutes les capacités de production effectivement installées en Suisse. Les données officiellement disponibles et publiées sur la production d'énergie solaire en Suisse étaient ainsi nettement en dessous de la quantité réellement produite.

La collaboration entre l'EiCom, Swissgrid et l'organisme de certification accrédité pour l'enregistrement des garanties d'origine et la mise en œuvre des programmes fédéraux d'encouragement des énergies renouvelables (Pronovo) a conduit à l'élaboration d'une nouvelle solution. D'une part, un volume de production total agrégé pour la Suisse est désormais publié sur l'ENTSO-E TP avec une résolution horaire. D'autre part, les données traitées sont aussi représentées graphiquement sur le site Internet <https://energy-charts.ch> de manière claire, transparente et conviviale. Ces deux publications devraient apporter davantage de transparence concernant la production et les prix de l'électricité en Suisse, mieux et plus informer le public et contribuer ainsi à objectiver les discussions thématiquement pertinentes. Du point de vue de l'EiCom, il serait donc important que la quantité d'électricité réellement produite à partir d'énergies renouvelables soit aussi publiée quotidiennement en Suisse, sous la forme de la production agrégée, heure par heure, sur une plateforme dédiée et qu'une base légale soit créée à cet effet.

Connaître en temps réel l'injection d'énergie solaire en Suisse gagnera en importance avec une puissance installée croissante des installations photovoltaïques, aussi bien pour les gestionnaires de réseau (exploitation stable) que pour les acteurs du marché de l'électricité (gérer les portefeuilles, éviter l'énergie d'ajustement). C'est depuis longtemps la norme dans des pays comme l'Autriche ou l'Allemagne. À la suite de l'adaptation portant sur la publication des données relatives à l'énergie solaire, la Suisse se rapproche du niveau de transparence des pays voisins.

## **3.2 Déclaration d'informations privilégiées**

### **3.2.1 Normes européennes pour la déclaration d'informations privilégiées**

Par information privilégiée on entend, en vertu de l'art. 2, par. 1, du règlement REMIT, « une information de nature précise qui n'a pas été rendue publique, qui concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros ».

En vertu de l'art. 4 du règlement REMIT, les acteurs du marché sont tenus de publier les informations privilégiées de manière effective et en temps utile. « Les acteurs du marché divulguent publiquement, effectivement et en temps utile, une information privilégiée qu'ils détiennent concernant une entreprise ou des installations que l'acteur du marché concerné, ou son entreprise mère ou une entreprise liée, possède ou dirige ou dont ledit acteur ou ladite entreprise, est responsable, pour ce qui est des questions opérationnelles, en tout ou en partie. Cette divulgation contient des éléments concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou des informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations. » L'art. 4, par. 2, du règlement REMIT prévoit la possibilité de différer l'obligation de divulgation à certaines conditions.

La transparence des marchés de gros de l'énergie nécessite la publication d'informations privilégiées d'une manière qui permet la diffusion des informations à un public aussi large que possible et facilite l'accès aux informations pour l'ensemble des acteurs du marché. Aux fins d'une divulgation effective au sens de l'art. 4 du règlement REMIT, la publication d'informations privilégiées devra se faire exclusivement par l'intermédiaire d'une plateforme dédiée à la publication d'informations privilégiées qui remplit certaines exigences minimales définies par ACER (voir aussi le chap. 1).

En ce qui concerne la définition de la publication d'informations privilégiées en temps utile, de telles informations doivent être normalement publiées le plus vite possible, mais au plus tard dans l'heure à compter de la survenance de l'événement à la base de l'information, sauf disposition contraire dans les règles et prescriptions en vigueur. L'information privilégiée doit être publiée dans tous les cas avant :

- que l'acteur du marché qui détient l'information privilégiée négocie des produits du marché de gros de l'énergie auxquels se réfère l'information privilégiée,
- que l'acteur du marché recommande à une autre personne de négocier un produit du marché de gros de l'énergie qui se rapporte à l'information privilégiée, ou

- que celle-ci soit transmise à des tiers, pour autant que cela se passe dans le cadre normal de l'exercice du travail de la personne communiquant l'information ou de sa profession ou dans l'accomplissement de ses tâches.

La publication d'informations privilégiées devrait être aussi pertinente et spécifique que possible et assez précise et complète pour permettre une bonne compréhension des événements sous-jacents qui peuvent potentiellement avoir des répercussions sur les prix des produits énergétiques de gros.

Si la publication nécessite une prévision, par exemple sur la durée d'une défaillance, une telle prévision comporte un élément d'incertitude d'après ACER. C'est pourquoi l'agence estime que les acteurs du marché remplissent leurs obligations de publication si la prévision est basée sur toutes les données disponibles et établie au prix d'efforts raisonnables. Si une prévision évolue au fil du temps, la publication devrait être actualisée en conséquence dès que les nouvelles informations sont disponibles.

ACER a mis à jour ses questions et réponses en juin 2020. L'agence y relève, à la question III.7.14, que les rampes peuvent aussi être considérées comme des informations privilégiées et doivent être publiées en conséquence. Les contraintes des rampes, qui sont considérées comme des informations privilégiées en vertu de l'art. 2, par. 1, du règlement REMIT, c'est-à-dire qui n'ont pas été rendues publiques, qui concernent, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elles étaient rendues publiques, seraient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros, devraient être publiées conformément à l'art. 4 du règlement REMIT. Le cas échéant, les centrales électriques virtuelles (VPP) peuvent être soumises aux obligations définies par l'art. 4 du règlement REMIT, en particulier lorsque la VPP a le contrôle sur les installations ou est responsable de leur exploitation.

La publication de la question III.7.18 en décembre 2020 est intéressante. Si une centrale doit être à la disposition du gestionnaire de réseau pour les services-système et qu'elle n'est ainsi plus disponible pour le marché de gros de l'énergie, cette information peut être considérée comme une information privilégiée. Le gestionnaire du réseau de transport et/ou l'exploitant de la centrale doivent indiquer la durée de non-disponibilité pour le marché de gros de l'énergie en conséquence. L'information est jugée trompeuse si elle est publiée en lien avec la « maintenance » ou une « défaillance ».

### **3.2.2 Recommandations de l'EICom concernant la déclaration d'informations privilégiées**

Dans le cadre de ses activités de monitoring, l'EICom a comparé les déclarations de révisions de centrales sur l'EEX TP avec les programmes prévisionnels réellement déclarés sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E. Elle a constaté que les acteurs suisses du marché déclarent différemment le moment de la mise hors service sur l'EEX TP lors de révisions prévues. En cas d'arrêt de la centrale, la publication sur l'EEX TP se rapporte en partie au moment du démarrage de la rampe, en partie à la fin de la rampe. La vérification de la part de l'EICom a révélé que les acteurs suisses du marché renoncent en général à déclarer les rampes.

En principe, les indisponibilités des centrales devraient se référer au début de l'événement. Lors de révisions de centrales nucléaires où le processus d'arrêt de la centrale commence en partie déjà la veille, la rampe détaillée devrait être publiée dans tous les cas, car elle peut avoir dans ce cas de possibles conséquences sur les prix sur le marché Day Ahead ou Intraday suisse. Pour garantir une pratique uniforme en matière de déclaration, l'EICom serait favorable à ce que les acteurs suisses du marché publient les informations privilégiées conformément aux recommandations d'ACER.



### 3.3 Négoce Intraday transfrontalier continu

#### 3.3.1 Communication de l'EiCom – recommandation concernant la réservation de capacités et le comportement sur le marché

En janvier 2021, l'EiCom a publié une communication concernant le négoce Intraday transfrontalier continu. Le point de départ était le suivant : avec l'introduction du SIDC en Europe centrale et occidentale en juin 2018, le système d'attribution implicite des capacités transfrontalières aux acteurs du marché a été abandonné. Il était utilisé précédemment pour les frontières entre la Suisse et l'Allemagne et entre la Suisse et la France. Depuis, les acteurs du marché réservent pour ces deux frontières, outre l'énergie, les capacités transfrontalières nécessaires (attribution explicite) sur la plateforme [www.intraday-capacity.com](http://www.intraday-capacity.com). Le principe du premier arrivé, premier servi s'applique et les capacités sont attribuées gratuitement.<sup>10</sup> En cas d'attribution explicite, le négoce d'électricité est découplé sur les plans chronologique et organisationnel de la réservation de capacités. Pour les gestionnaires du réseau de transport et les acteurs du marché, cela signifie un surcroît de travail car des capacités suffisantes doivent être réservées pour chaque offre d'électricité.

Par conséquent, Swissgrid a plusieurs fois attiré l'attention des acteurs du marché sur des comportements suspects lors de la réservation de capacités transfrontalières. À la suite de quoi certains d'entre eux se sont adressés à l'EiCom en lui demandant de préciser la notion de comportement juridiquement conforme. L'examen de l'EiCom a révélé qu'aucune forme alternative d'allocation n'est applicable à l'heure actuelle. C'est pourquoi l'EiCom recommande aux acteurs du marché de se référer au guide d'ACER *Transmission Capacity Hoarding* dans le négoce Intraday transfrontalier<sup>11</sup>. Les règles s'appliquant à la gestion à la frontière entre la Suisse et l'Autriche font référence à ce guide. Il est prévu d'insérer progressivement cette référence ainsi qu'une référence à l'art. 5 du règlement REMIT dans les règles d'enchères applicables aux autres frontières.

#### 3.3.2 Analyse visant à déterminer un comportement suspect dans la réservation de capacités dans le négoce Intraday transfrontalier continu

Une analyse du comportement en matière de réservation des acteurs du marché aux frontières suisses a mis en évidence des acteurs qui réservaient à plusieurs reprises des quantités importantes de capacités transfrontalières dans un sens (p. ex. de l'Allemagne vers la Suisse), puis des quantités similaires dans l'autre sens (de la Suisse vers l'Allemagne). L'intervalle entre les deux réservations pouvait aller jusqu'à plus de quinze heures. De plus, il était fréquent que la première réservation épuise toute la capacité transfrontalière encore disponible d'une période de livraison, c'est-à-dire qu'aucune capacité n'était plus disponible pour d'autres acteurs du marché après cette réservation. L'analyse a aussi permis d'observer un nombre accru de cas où la première réservation intervenait au moment précis de l'ouverture de la plateforme de réservation la veille. Il n'y avait pas d'opérations sur le marché Intraday justifiant une utilisation effective des capacités. Par conséquent, il y avait lieu de supposer que la première réservation constituait dans ces cas-là une option non utilisée pour le transport d'énergie.

Des demandes de précisions auprès des acteurs du marché ont révélé qu'ils ont en partie bel et bien agi de la sorte. L'une des raisons avancées était les marchés Intraday volatils, où les écarts de prix entre les marchés n'évoluaient pas comme les acteurs du marché l'avaient anticipé au moment de la première réservation. L'intention de transporter de l'énergie de l'Allemagne vers la France (ou inversement) en passant par la Suisse était une autre raison évoquée. Comme les plateformes de réservation pour ces deux frontières sont ouvertes à des heures différentes (18 heures pour la frontière entre l'Allemagne et la Suisse, 21 h 05 pour celle entre la France et la Suisse) et qu'à 18 heures, ces acteurs ignorent si et combien de capacité sera disponible à 21 h 05 pour la frontière entre la France et la Suisse, la capacité Allemagne-Suisse est réservée comme option à 18 heures et restituée le cas échéant à 21 h 05 par l'intermédiaire d'une réservation dans le sens opposé.

<sup>10</sup> Depuis le 24 septembre 2020, la même procédure s'applique pour la frontière entre la Suisse et l'Autriche.

<sup>11</sup> ACER Guidance Note 1/2018 on the application of Article 5 REMIT on the prohibition of market manipulation – Transmission capacity hoarding, 1st ed. du 18 mars 2018, [Guidance Note Transmission Capacity Hoarding \(acer-remit.eu\)](http://www.acer-remit.eu).

Même si ces pratiques des acteurs du marché sont compréhensibles, il en résulte plusieurs problèmes. D'une part, le risque est plus grand que la capacité transfrontalière ne soit pas utilisée efficacement dans le négoce Intraday, car les capacités non utilisées mais réservées ne sont potentiellement plus utilisées par d'autres acteurs après leur remise sur le marché. D'autre part, l'information selon laquelle plus aucune capacité transfrontalière n'est disponible peut envoyer un signal trompeur au marché. D'autres acteurs du marché supposent le cas échéant que plus aucun transport d'énergie n'est possible entre deux pays et adoptent éventuellement un comportement différent. De plus, il peut en résulter un écart de prix entre les deux pays qu'il n'y aura pas eu ou dans une moindre mesure en cas de disponibilité et d'utilisation des capacités transfrontalières.

Davantage d'informations à ce sujet figurent dans le guide d'ACER *Transmission Capacity Hoarding*.

### 3.4 Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne en 2020

La faiblesse des prix spot au cours du premier semestre 2020 et la multiplication des prix négatifs (en particulier en Allemagne) ont motivé cette étude, qui sera régulièrement mise à jour avec les derniers chiffres.

Les faits suivants pourraient expliquer l'apparition de prix négatifs sur le marché de l'électricité :

- **Restrictions techniques et coûts d'opportunité.** Des centrales conventionnelles ont une flexibilité limitée en raison de restrictions techniques. D'une part, le taux de variation de la puissance est limité pour des raisons techniques, raison pour laquelle elles ne peuvent pas adapter rapidement leur puissance d'une heure à l'autre. D'autre part, elles doivent présenter une certaine puissance minimale (*must run*) pour garantir une exploitation stable. Par ailleurs, les centrales thermiques ont des coûts de démarrage non négligeables. Ce sont des coûts non récurrents qui se présentent à chaque démarrage de la centrale et sont en grande partie indépendants de la durée de fonctionnement qui suit le démarrage. C'est pourquoi il peut être plus avantageux pour l'exploitant de la centrale de payer un certain prix pendant quelques heures pour l'électricité qu'il produit en trop que de devoir arrêter la centrale.
- **Autres obligations contractuelles.** Les exploitants de centrales peuvent proposer leur production non seulement sur le marché Day Ahead, mais aussi sur le marché de l'énergie de réglage. Les installations de couplage chaleur-force ont des obligations supplémentaires de commercialisation des programmes prévisionnels d'énergie. Elles doivent répondre à une demande de chaleur de leurs propres installations, alors que la production d'électricité est un produit secondaire. Ici aussi, des contributions de couverture négatives sont acceptées sur le marché de l'électricité compte tenu des possibilités et des coûts.
- **Cadre réglementaire.** Les énergies éolienne et solaire sont proposées aux enchères Day Ahead en partie sans limite de prix pour rendre compte de la priorité d'injection aux énergies renouvelables sur le marché. En outre, certains exploitants d'installations ont intérêt à injecter de l'électricité même en cas de prix Day Ahead négatifs. C'est notamment le cas des exploitants d'énergies renouvelables qui commercialisent directement leur installation et reçoivent ainsi une prime de marché pour chaque kWh produit en plus des recettes issues de la commercialisation directe. Tant que les recettes négatives (via la vente à la bourse EPEX Spot) ne dépassent pas celles de la prime de marché, ces installations seront aussi exploitées en cas de prix négatifs.

L'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs et du nombre de jours avec des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot est significative dans tous les pays pour 2020 (voir la Figure 20). En Allemagne, il y a eu en 2020 près de 300 heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead, 75 en Suisse et 102 en France.

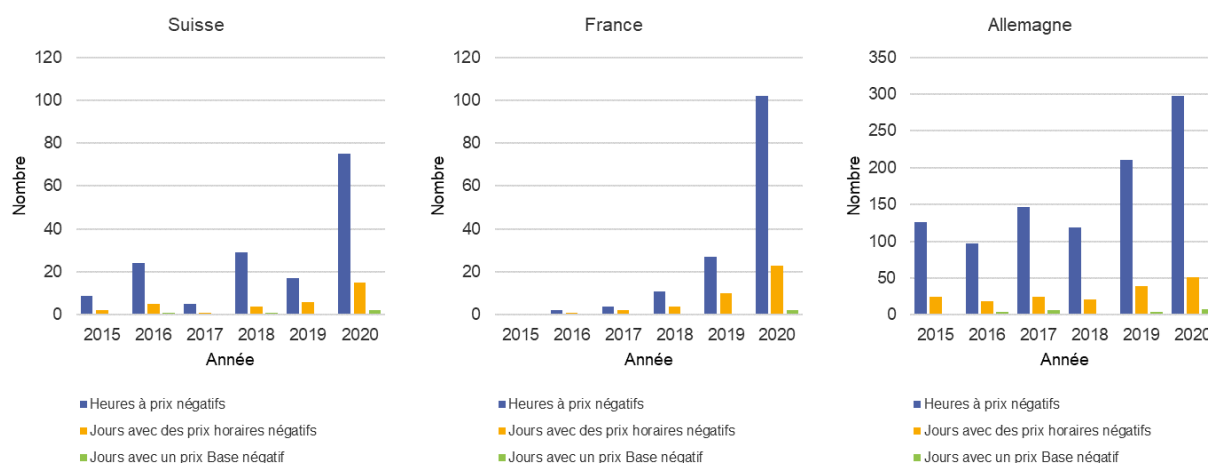


Figure 20 : Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la Suisse, la France et l'Allemagne comme lieu de livraison

En Suisse et en France, il y a surtout des prix horaires négatifs en mars, avril et mai (voir la Figure 21). Ce sont les mois où les cours d'eau ont un débit plus important que d'habitude à la suite de la fonte des neiges. Si l'on combine ce débit avec une faible consommation et un courant bon marché en provenance d'Allemagne (en raison d'une production éolienne et solaire élevée), il en résulte des prix négatifs. La consommation réduite en raison de la pandémie de coronavirus, qui a conduit à un recul de près de 17 % pendant le confinement,<sup>12</sup> a aussi eu un impact sur le nombre d'heures à prix négatifs en France, en 2020 tout particulièrement.

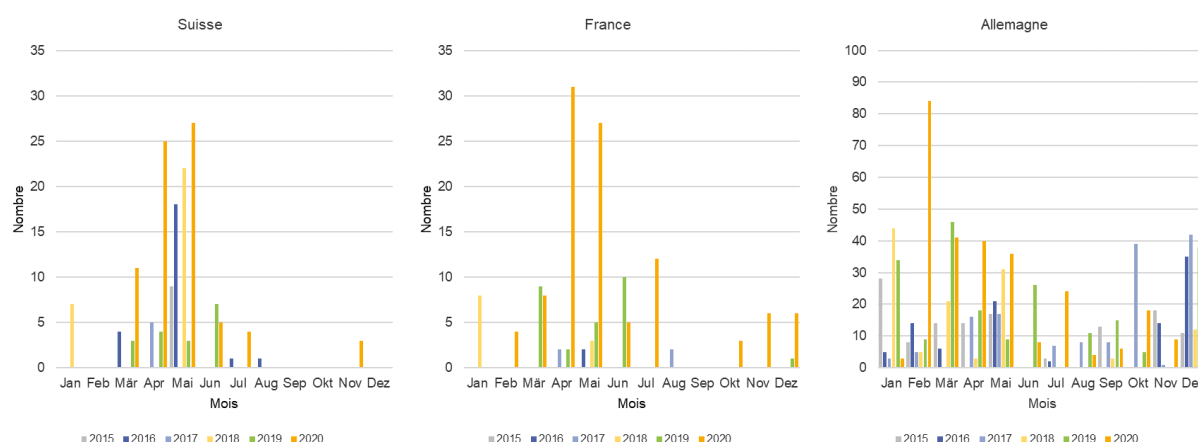


Figure 21 : Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la Suisse, la France et l'Allemagne comme lieu de livraison

En Allemagne, les prix négatifs sont plus fréquents en hiver qu'en été. On constate en outre ces dernières années une augmentation significative des prix horaires négatifs au premier trimestre et durant les mois d'avril et de mai. Même si la demande en électricité est plus importante en hiver qu'en été, les injections importantes d'électricité éolienne interviennent plutôt au cours des mois d'hiver, au printemps ou en automne. Les révisions des centrales sont généralement effectuées durant les mois d'été, ce qui entraîne une réduction de l'offre des centrales conventionnelles, moins flexibles. La demande en chaleur est plus faible durant les mois d'été et la production d'électricité couplée à la chaleur est donc également moins importante qu'en hiver.

<sup>12</sup> L'EICOM en a parlé dans l'étude « Conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne ».

En considérant les heures de la journée où il y a des prix négatifs, on ne constate pas (même si le nombre d'heures à prix négatifs a augmenté ces dernières années) de transfert important pour la Suisse (Figure 22). Ce n'est qu'en 2018 où les heures négatives étaient nettement plus fréquentes dans les huit premières heures de la journée (40 %) que les autres années. S'il y a des prix négatifs, ils surviennent en Suisse chaque année principalement dans les heures 14 à 17.

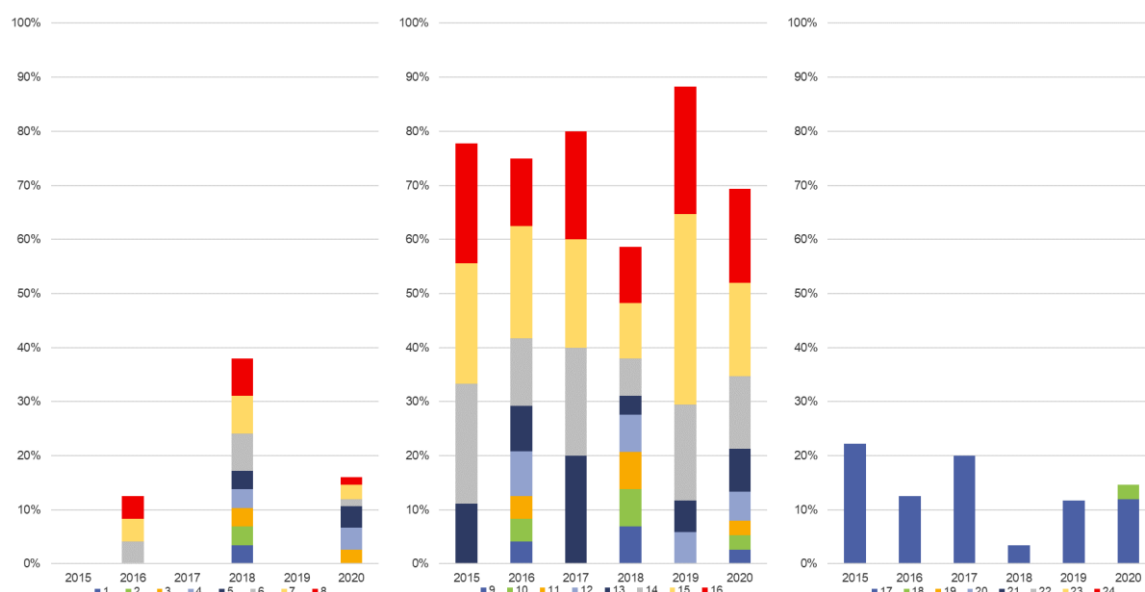


Figure 22 : Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Suisse

À gauche la part des heures 1 à 8 (de minuit à 8 heures), au milieu celle des heures 9 à 16 (de 8 à 16 heures), à droite celle des heures 17 à 24 (de 16 heures à minuit)<sup>13</sup>

Depuis 2018, des prix négatifs ont été davantage observés en France dans les huit premières heures de la journée. Cela pourrait s'expliquer par le développement de l'énergie éolienne en France. Par ailleurs, les heures 10, 11 et 12 semblent davantage concernées par des prix négatifs. En France, la production d'énergie solaire (dans le pays et par le biais d'importations depuis l'Allemagne) se répercute aussi sur les prix.

En Allemagne, on constate que si en 2015, près de 75 % des heures à prix négatifs survenaient encore entre minuit et 8 heures, cette proportion n'est plus que de 35 % en 2020. Tandis qu'en 2015, la part d'heures à prix négatifs entre 8 heures et 16 heures était encore légèrement inférieure à 20 %, elle représente près de 50 % en 2020. La part d'heures à prix négatifs dans les huit dernières heures de la journée est relativement stable (moins de 10 %) depuis 2015, si l'on ne tient pas compte de l'heure 17 (de 16 à 17 heures). Le transfert de la part d'heures à prix négatifs entre 2015 et 2020 des huit premières heures de la journée aux heures 9 à 17 montre l'impact de la production d'énergie solaire. La demande résiduelle est toujours plus faible dans les heures 11 à 17 en particulier et a pour corollaire que les prix négatifs sont plus fréquents qu'ils ne l'étaient en 2015 (voir la Figure 23).

<sup>13</sup> Il y a eu une erreur de données dans cette figure pour l'année 2019 dans la publication de juin 2020. Ceci a été corrigé.

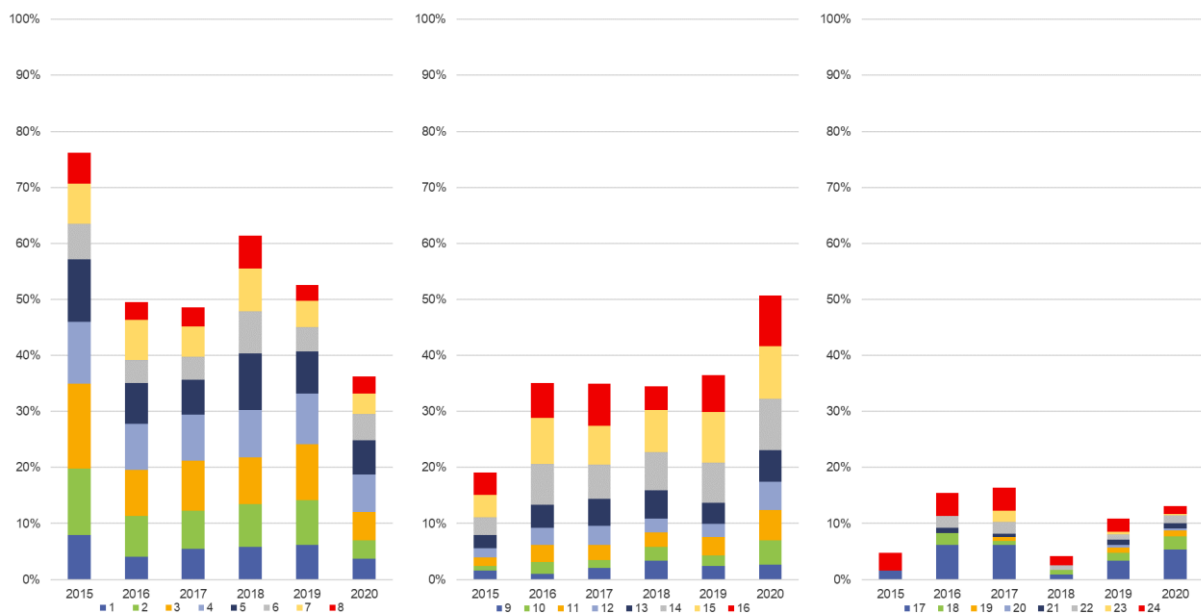


Figure 23 : Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Allemagne

À gauche la part des heures 1 à 8 (de minuit à 8 heures), au milieu celle des heures 9 à 16 (de 8 à 16 heures), à droite celle des heures 17 à 24 (de 16 heures à minuit)

Tant que le développement des énergies renouvelables s'intensifie, qu'il n'y a pas de progrès importants dans les possibilités de stockage de l'électricité, qu'il y a trop peu de flexibilité dans la production et dans la consommation et que les capacités de transport transfrontalier ne sont pas développées avec les pays voisins, les prix négatifs devraient continuer d'augmenter en Allemagne aussi bien qu'en France et en Suisse.

Des prix horaires négatifs sur le marché de l'électricité à court terme ne sont pas matière à préoccupation. C'est un mécanisme de marché nécessaire pour garantir que la demande en électricité corresponde à l'offre à tout moment. C'est une incitation pour les centrales conventionnelles à adapter leur production d'électricité aux fluctuations de la demande et à la production d'origine renouvelable, qui dépend des conditions météorologiques. Les prix négatifs incitent précisément à accroître la demande quand une grande quantité d'électricité est injectée dans le réseau.

Les prix négatifs sont ainsi tout à fait judicieux sur le plan économique, ils créent de bonnes incitations pour gagner en flexibilité dans le cadre du passage aux énergies renouvelables et exploiter toutes les options de flexibilité.

## 4 Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché

### 4.1 Coopération en Suisse et à l'étranger

Dans le cadre de l'intégration des marchés à la suite des développements actuels, l'échange entre les régulateurs de l'énergie concernant la surveillance et l'intégrité du marché gagne en importance. En raison de la situation particulière résultant de la pandémie de coronavirus, les séances de coordination avec les services des pays voisins en charge de la surveillance du marché ne se sont tenues que de manière virtuelle. Les rotations de postes prévues avec deux autorités de régulation étrangères, sous la forme d'un changement de poste d'une semaine, n'ont pas pu se concrétiser. Le traditionnel échange d'expériences méthodologiques avec la FINMA n'a pas eu lieu cette année.

Un échange thématique s'est installé avec Swissgrid tout au long de l'année. Une discussion s'est engagée au sujet des enchères MEAS à la suite d'une STOR transmise par l'organe de surveillance de la bourse d'EPEX Spot. Elles sont réalisées par Swissgrid au nom de Terna, le gestionnaire du réseau italien. Le secrétariat technique de l'EiCom a signalé à Swissgrid que les résultats des enchères MEAS pouvaient fortement influencer les prix sur le marché Intraday et les enchères Intraday en Suisse, si les prix auxquels Terna est prêt à vendre s'écartent fortement des prix Day Ahead ou Intraday actuels. En outre, les prix d'adjudication et les quantités adjudgées pourraient éventuellement constituer une information privilégiée pour le partenaire en question. Pour accroître la transparence sur le marché, l'EiCom a prié Swissgrid de publier les résultats des enchères MEAS en temps utile, c'est-à-dire avant les enchères Intraday suisses, sur son site Internet. La proposition de l'EiCom a été mise en œuvre. À partir du 12 novembre 2020, les résultats des enchères MEAS sont publiés sur le site de Swissgrid – une solution efficace, élaborée conjointement avec Swissgrid pour renforcer la transparence sur le marché suisse.

Les travaux dans le domaine européen se sont aussi poursuivis sans restriction. L'EiCom a continué de participer aux séances du *CEER Market Integrity and Transparency Working Group* (CMIT). À la demande des membres du CMIT, l'EiCom a présenté sa communication sur le trading algorithmique à l'occasion d'une des réunions. Elle a une nouvelle fois pris part à la vaste enquête sur la mise en œuvre de l'intégrité et de la transparence du marché à l'échelle nationale. Cette enquête permet une comparaison entre les régulateurs et a donné cette année à l'EiCom un aperçu précieux dans plusieurs domaines d'application du règlement REMIT pour les processus réglementaires européens.

Par ailleurs, le secrétariat technique de l'EiCom a pris part cette année au forum REMIT organisé en ligne par ACER. Le sujet principal de la quatrième édition du forum portait sur la question de la protection des marchés dans une période en pleine mutation et au-delà. Dans ce cadre, la discussion a porté sur des sujets et des futurs développements tels que la numérisation, les plateformes de négociation B2B au niveau de réseau 7 et l'apparition de nouveaux marchés de flexibilité et leurs répercussions sur le reporting REMIT.

Comme la surveillance et l'intégrité du marché restent un nouveau domaine pour les régulateurs de l'énergie, l'échange thématique avec les services des autres régulateurs en charge de la surveillance du marché est essentiel et continue d'être cultivé par l'EiCom.

## **4.2 Autres activités en lien avec la transparence et la surveillance du marché**

Les activités de la section Surveillance du marché au sein du secrétariat technique de l'EiCom étaient placées cette année sous le signe de la pandémie de coronavirus. Malgré le confinement, le fonctionnement opérationnel et le monitoring du marché de gros suisse de l'électricité de même que les activités des acteurs suisses dans l'UE ont été maintenus dans la Secure Room. La publication des rapports du marché spot et du marché à terme a pu se poursuivre sans interruption. Le rapport de l'EiCom sur la transparence du marché 2019 a aussi été publié sur son site Internet, comme annoncé, en mai 2020.

Sa présentation dans le cadre de l'atelier sur la surveillance du marché prévu pour le 15 mai 2020 n'a en revanche pas pu avoir lieu. La manifestation placée sous la devise «Trading algorithmique – conséquences dans le négoce de l'énergie» a d'abord été reportée au 2 novembre 2020 en raison du confinement avant d'être définitivement annulée.

En plus des rapports du marché spot et du marché à terme et du rapport sur la transparence du marché 2019, le secrétariat technique a publié d'autres études et communications élaborées par la section Surveillance du marché qui contribuent à améliorer la transparence pour les acteurs du marché au niveau de la production et de la consommation. Elles sont publiées sur le site Internet de l'EiCom sous la rubrique «Rapports et études».

## 5 La numérisation dans l'économie énergétique

En raison de la consultation des offices menée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) en janvier 2020 au sujet de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, l'EiCom s'est intéressée aux développements actuels de la numérisation dans l'économie énergétique suisse. La modification de la loi adapte le cadre réglementaire à la Stratégie énergétique 2050 et à l'évolution sur le marché européen de l'électricité.

Le *Clean Energy Package* dans l'UE prévoit que les clients finaux ont le droit d'agir en tant que clients actifs (consommation d'électricité produite ailleurs ou vente d'électricité issue de la production propre) sans être soumis à des exigences, participations ou taxes disproportionnées ou discriminatoires ni rémunérations pour l'utilisation du réseau qui ne sont pas orientées en fonction des coûts.

Le déploiement des compteurs intelligents et la décentralisation croissante de la production et du stockage visée par le législateur augmenteront le potentiel de flexibilité à l'avenir. La commercialisation est poursuivie avec la révision de la LApEI, les gestionnaires de réseau étant tenus d'exploiter le potentiel de flexibilité avant de développer le réseau.

Le Conseil fédéral mise sur une flexibilité contrôlable comme clé de voûte du futur système énergétique. Les producteurs, consommateurs finaux et exploitants de stockage deviennent détenteurs de leur flexibilité et peuvent la proposer là où ils peuvent réaliser les plus grands bénéfices (p. ex. dans le réseau ou sur le marché de l'électricité). À l'heure actuelle, il n'y a pas de marché pour le négoce de flexibilité aux niveaux régional et local. De cette possibilité de négoce découle la nécessité d'organiser un négoce de produits de flexibilité à plusieurs paliers à l'échelle locale, régionale et nationale.

Sans une ouverture complète du marché, il ne sera pas possible de mettre en œuvre les futurs modèles de quartiers tels que les plateformes au niveau de réseau 7 ou les RCP virtuels. Sur cette base, il y aura des marchés de services axés sur le numérique et consacrés à la gestion énergétique, surtout aux niveaux de réseau inférieurs. Les marchés existants peuvent être exploités depuis peu en combinaison avec un recours accru aux stockages virtuels ou en essaim ou de nouveaux services et marchés peuvent voir le jour. Ce faisant, il est important que les « nouveaux » acteurs de ces marchés respectent les mêmes conditions et exigences que les acteurs établis. Cela concerne notamment le développement, la meilleure intégration et l'utilisation d'agents énergétiques renouvelables décentralisés et, par conséquent, leur flexibilité. La numérisation, les modèles commerciaux basés sur les données et l'innovation soutiennent par ailleurs l'efficacité énergétique, la décarbonisation et la décentralisation qui va de pair avec les sources d'énergie renouvelable.

Les coûts du réseau de distribution sont répartis entre un nombre toujours plus faible d'agents payeurs (clients finaux sans consommation propre). Il semble que la réglementation de la consommation propre entraînera un problème de distribution concernant la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les consommateurs finaux sans consommation propre supportent des coûts de réseau toujours plus élevés. Si le financement du réseau n'est pas organisé de manière durable en raison d'une problématique de distribution irrésolue concernant la rémunération pour l'utilisation du réseau, des tarifs de puissance seront peut-être davantage introduits à l'avenir.

De plus, le législateur prévoit un registre de données central dans le secteur de l'électricité (appelé aussi *datahub*). Il s'agit d'un centre de données centralisé qui permet d'échanger les données nécessaires avec les différents participants, dans le but d'accélérer le développement numérique et la transformation de l'économie énergétique. À noter que la mobilité électrique est considérée comme un domaine en pleine croissance par les entreprises d'approvisionnement en énergie. En ce qui concerne les possibilités d'intervention pour les gestionnaires de réseau, il apparaît que la gestion de recharge intelligente recèle notamment un grand potentiel : l'attribution électronique de temps de charge a permis d'éviter des congestions sans que les participants s'en sentent lésés. Cela montre que la gestion de l'énergie gagne en importance pour contrôler la consommation dans la mesure où le nombre d'opérations de

charge augmente. Différents types de batteries de stockage qui déchargent le réseau se sont révélés être une autre option pertinente.

La numérisation peut être un levier essentiel pour atteindre les objectifs climatiques. Dans les domaines de l'industrie, de la mobilité et du bâtiment, elle pourrait aider à réaliser l'objectif visé de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2030. Il est important d'estimer dans quelle direction le marché et les besoins des acteurs du marché évoluent et d'en déduire ce qui attend l'EICom et ce qui est attendu d'elle dans ce domaine.

## 6 Perspectives

L'UE enregistre une hausse du nombre de manipulations de marché, qui constituent un risque pour la sécurité d'approvisionnement. En Grande-Bretagne, par exemple, de fausses indications ont été faites sur la disponibilité de centrales d'importance systémique. En Allemagne, des opérateurs ont effectué des ventes à découvert et amené l'Allemagne au bord d'un black-out, seule l'aide de l'étranger a permis de mettre suffisamment d'énergie de réglage à la disposition du réseau allemand. Grâce aux bases légales créées dans l'UE il y a six ans pour accroître la transparence du marché (règlement REMIT), les autorités nationales de l'UE sont en mesure d'identifier les mécanismes de marché qui peuvent compromettre la sécurité d'approvisionnement en découvrant de tels cas et de réduire le risque de futurs comportements inappropriés. Ce faisant, un nombre accru de sanctions sont prononcées à l'échelle européenne pour des infractions contre le règlement REMIT, avec des amendes en partie élevées.

En comparaison, les lois existantes en Suisse ne permettent qu'un aperçu limité du fonctionnement du marché. En conséquence, le marché de l'électricité est opaque et les possibilités de découvrir et d'éviter des défaillances du système en raison de manipulations de marché sont limitées. Il n'existe toujours aucune interdiction des manipulations de marché et du délit d'initiés dans le négoce de gros de l'électricité en Suisse. Il manque l'effet dissuasif de possibilités de sanctions et de peines correspondantes ainsi que la coopération en la matière avec les régulateurs voisins. La révision prochaine de la LApEI en 2021 offre une occasion de changer cette situation.

Dans les années à venir, le nombre des données qui font l'objet du reporting ne cessera d'augmenter. La raison en est notamment l'utilisation croissante de SIDC et le recours accru à des systèmes de négociation automatisés sur le marché Intraday. Les modifications de la conception du marché et les développements technologiques tels que l'intelligence artificielle, l'apprentissage automatique, les promoteurs FinTech, etc. entraîneront d'autres changements.

En revanche, l'EICom ne reçoit plus de données sur les activités de négoce des acteurs suisses sur le marché de gros britannique de l'électricité à la suite de la sortie de la Grande-Bretagne de l'UE à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021. Comme ces données ne sont plus communiquées à ACER en raison du Brexit, le reporting à l'EICom a également cessé. Dans le cadre des systèmes de monitoring de l'EICom, cette situation a conduit à certains changements qui ont pu être mis en œuvre rapidement.

À la suite de la consultation menée en 2019/2020, la mise en œuvre de la loi sur l'approvisionnement de gaz en Suisse se concrétise. Comme dans la LApEI, les acteurs suisses du marché qui négocient du gaz au sein de l'UE sont tenus de communiquer leurs opérations. À l'heure actuelle, il est prévu que l'EICom assume cette tâche dans le domaine du gaz. À cet égard, il sera aussi important de suivre les développements de nouveaux marchés, comme par exemple des marchés de l'hydrogène, des marchés de flexibilité et la mobilité électrique, afin de pouvoir mieux estimer le négoce intermarchés.

L'hydrogène prend de l'importance au fil du débat actuel sur le développement durable et à la suite de la publication de plusieurs stratégies concernant l'hydrogène. Les innovations dans le domaine de l'hydrogène (vert) entraîneront des développements intéressants et d'importance stratégique. Le projet « *Green Hydrogen @ Blue Danube* » a notamment été lancé pour développer une chaîne de création de valeur de l'hydrogène vert dans le cadre de l'initiative européenne IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*). Celle-ci devrait servir à renforcer et promouvoir l'hydrogène en Europe. Le



projet vise à encourager la production et l'utilisation d'hydrogène vert en Europe dans une première phase et, dans un second temps, la production d'hydrogène vert dans l'Europe du Sud-Est. L'électricité d'origine éolienne, solaire et hydraulique doit être transformée en hydrogène directement sur place pour utiliser des ressources renouvelables européennes qui ne seraient sinon pas exploitables faute de capacités de transport d'électricité.

## Glossaire

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
ACM	Autoriteit Consument & Markt (régulateur néerlandais)
ARA	Prix de référence pour le charbon thermique livré à l'un des terminaux de transbordement d'Amsterdam, de Rotterdam ou d'Anvers
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (régulateur italien)
API2	Rotterdam Coal Futures Index
OFEN	Office fédéral de l'énergie
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	CEER 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 Platform, plateforme de l'EEX sur la transparence
EiCom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité
ENTSO-E TP	Plateforme de l'ENTSO-E sur la transparence
ENVI	Commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire de l'UE
EPEX Spot	European Power Exchange, bourse européenne des marchés spot et infra-journalier de l'énergie
UE	Union européenne
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
IIP	Inside Information Platform
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
IA	Intelligence artificielle
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
MIT	Market Integrity and Transparency
AA	Apprentissage automatique
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NCG	Prix de référence pour le prix du gaz allemand de l'exploitant de la zone de marché NetConnect Germany
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (régulateur britannique)
OMP	Organised Market Places, marchés organisés
OTF	Organised Trading Facility, système organisé de négociation
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
REMIT	Règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
RRM	Registered Reporting Mechanism
SIDC	Single Intraday Coupling
STOR	Suspicious Transaction and Order Report, déclaration de transactions et d'ordres suspects
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
Terna	Gestore della rete di trasmissione italiana (gestionnaire du réseau italien)

TTF	Point de négoce virtuel du réseau gazier néerlandais et prix de référence pour le marché du gaz aux Pays-Bas
TWh	Térawattheure
URE	Urząd Regulacji Energetyki (régulateur polonais)
VPP	Centrale électrique virtuelle
XBID	Cross-Border Intraday, marché infra-journalier transfrontalier