



---

# Transparence du marché en 2021

## Rapport de l'ElCom

---

Berne, mai 2022

## Table des matières

<b>Avant-propos .....</b>	<b>3</b>
<b>1      Surveillance du marché en Suisse : faits et chiffres .....</b>	<b>4</b>
<b>2      Vue d'ensemble du marché .....</b>	<b>8</b>
2.1    Rapport sur le marché spot : rétrospective 2021 .....	8
2.2    Rapport sur le marché à terme : rétrospective 2021 .....	18
2.3    Les prix spot effectifs ont-ils correspondu ces dernières années aux prix sur le marché à terme suisse ? .....	22
<b>3      Principales activités de l'EiCom en matière de surveillance du marché .....</b>	<b>26</b>
3.1    Travail d'analyse et statistique des analyses .....	26
3.2    Analyses des évolutions de prix en 2021 .....	28
3.2.1    Analyse de la chute du cours du Base allemand de l'année la plus rapprochée, survenue les 18 et 19 mai 2021 sur le marché à terme .....	28
3.2.2    Analyse des prix extraordinairement élevés du gaz et de l'électricité ainsi que de leurs effets sur les gestionnaires de réseau, l'industrie et les consommateurs finaux .....	29
3.2.3    Analyse de l'impact des réductions de capacités frontalières dues aux conditions de vent sur l'écart de prix Day Ahead entre l'Allemagne et la Suisse .....	32
<b>4      La loi sur l'approvisionnement en électricité : la base légale de la surveillance du marché .....</b>	<b>34</b>
<b>5      Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché .....</b>	<b>35</b>
5.1    Coopération en Suisse et à l'étranger .....	35
5.2    Autres activités en lien avec la transparence et la surveillance du marché .....	36
<b>6      Perspectives .....</b>	<b>37</b>
<b>Glossaire .....</b>	<b>41</b>

## Avant-propos

À l'instar de 2020, l'exercice 2021 a été marqué par la pandémie de covid-19. L'exploitation sûre et stable de la Secure Room est restée l'objet de la plus grande attention. Outre les rapports régulièrement produits concernant le marché spot et les marchés à terme, certains autres développements ont été suivis, réexaminés et consignés dans des rapports.

L'année 2021 a débuté comme 2020 s'est terminée : avec des prix négatifs. L'étude des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 31 décembre 2020, publiée en janvier 2021, a permis de montrer une augmentation ces dernières années du nombre d'heures à des prix négatifs sur les divers marchés. Plusieurs facteurs y concourent : le développement des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire, qui entrent dans le carnet de commande à des coûts marginaux proches de zéro ; les conditions-cadres réglementaires peuvent inciter les exploitants d'installations de maintenir leur production lorsque les prix sont négatifs ; l'inflexibilité des centrales électriques classiques, qui ne réduisent par leur production les jours où d'importantes quantités d'énergie éolienne et solaire sont injectées dans le réseau, que ce soit en raison de restrictions techniques et de coûts d'opportunité ou parce que des contrats les y obligent. En Allemagne, les prix négatifs surviennent généralement les jours de faible consommation et de forte injection d'énergie éolienne et solaire. En Suisse et en France, des prix horaires négatifs sont moins fréquents qu'en Allemagne. Les capacités limitées de transport transfrontalier vers l'Allemagne restreignent les flux d'électricité bon marché dans ces pays. On observe toutefois une augmentation du nombre d'heures à des prix négatifs également en France et en Suisse.

Cependant, la tendance aux prix négatifs a tourné en cours d'année. L'augmentation des prix de l'énergie (pétrole, gaz et électricité) s'explique aussi par plusieurs raisons : la demande en énergie augmente généralement depuis que de nombreux pays sortent du ralentissement imposé par la covid-19 ; les températures en hausse, l'interruption de chaînes logistiques et les programmes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> stimulent les augmentations de prix, dont le prix de l'électricité. Même si la Suisse est en relativement bonne posture et que le ménage suisse moyen doit s'attendre en 2022 à une augmentation moyenne de 3 % des coûts de l'électricité, il faut prévoir que l'augmentation sera différente d'une région à l'autre. Un changement de tendance en 2022 n'est pas prévisible pour le moment.

Il faudra aussi observer l'évolution aux frontières des capacités commerciales d'échange d'électricité avec les pays voisins. Une analyse de la frontière germano-suisse pour la période d'octobre 2021 montre que, selon la situation tarifaire dans les pays voisins, des réductions de capacité peuvent induire des hausses sensibles du prix de l'électricité en Suisse et que le transport de l'électricité peut lui aussi renchérir en conséquence. Le développement du marché intérieur de l'électricité de l'UE, auquel la Suisse n'a qu'un accès limité actuellement, en l'absence d'un accord sur l'électricité, pourrait jouer un rôle important en l'occurrence.

L'EICOM continue de ne pas recevoir toutes les données nécessaires à une surveillance complète du marché. Cette situation qui perdure est difficile. Alors que, dans l'UE, le règlement REMIT permet aux autorités nationales de surveiller le marché de manière transparente et d'infliger des peines pécuniaires, parfois élevés, aux contrevenants à REMIT, les lois en vigueur en Suisse n'autorisent qu'une consultation limitée du marché. De ce fait, le marché de l'électricité manque de transparence et les possibilités de déceler et d'empêcher les défaillances du système dues à des manipulations du marché sont limitées. La Suisse ne connaît toujours pas l'interdiction de manipuler le marché ni le délit d'initié dans le négoce de gros de l'électricité. Peut-être l'EICOM recevra-t-elle toutes les données nécessaires à un monitoring complet du marché en raison des effets exercés en fin d'année par les évolutions extrêmes du prix de l'électricité et grâce à l'initiative parlementaire déposée en décembre par la conseiller national Jürg Grossen dans le but d'*accroître transparence et l'intégrité du marché de gros de l'électricité*.

Je forme le vœu que la lecture de ce rapport sur la transparence du marché vous captive et qu'elle vous livre des aperçus intéressants de la surveillance du marché assurée par 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 établis 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) no 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)<sup>1</sup>, 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 (EiCom). Cela inclut également l'enregistrement auprès de l'EiCom (art. 26a, al. 4, OApEI) et la transmission des données d'enregistrement correspondantes.

Fin 2021, 82 entreprises énergétiques suisses étaient enregistrées auprès de l'EiCom. Le changement par rapport à 2020 découle de cinq enregistrements et un désenregistrement (cf. figure 1).

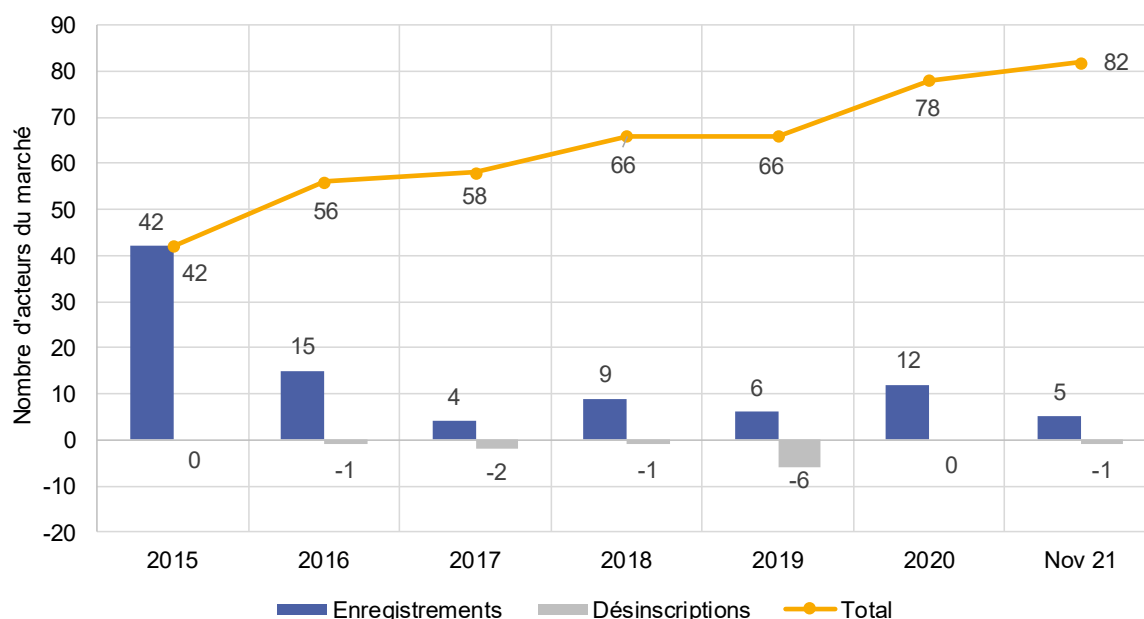


Figure 1: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EiCom au 31.12.2021<sup>2</sup>

Comme les années précédentes, les enregistrements proviennent en majeure partie de l'enquête annuelle lors de laquelle l'extrait des acteurs du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse, tiré du système centralisé européen d'enregistrement des acteurs des marchés de gros de l'énergie (*Centralized European Register of Energy Market Participants*, CEREMP) de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), est préalablement comparé avec la liste de l'application pour l'enregistrement de l'EiCom. Les acteurs du marché qui, étant enregistrés auprès d'ACER, ne le sont pas encore auprès de l'EiCom, sont invités par écrit à s'enregistrer également auprès de l'EiCom si les prescriptions légales sont remplies.

La plupart des entreprises enregistrées auprès de l'ACER sans l'être auprès de l'EiCom négocient exclusivement d'autres matières premières que l'électricité (surtout le gaz naturel, le pétrole brut, le gaz naturel liquéfié (GNL), le gaz de pétrole liquéfié (GPL) ou les produits financiers qui en découlent). Elles ne sont donc pas tenues de s'enregistrer auprès de l'EiCom ni par conséquent de l'informer quant à leurs transactions sur les marchés de l'UE.

Un petit nombre d'entreprises contactées par écrit sont actives sur le marché de gros de l'électricité, mais elles ne connaissaient pas leurs obligations légales correspondantes. C'est pourquoi elles ne se

<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 - FR - 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'EiCom basées sur ses propres données.

sont enregistrées qu'ultérieurement auprès de l'EiCom. Elles ont aussi rattrapé la communication des données obligatoirement soumises à rapport.

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 (autant qu'en 2020). L'autorité de régulation britannique *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) venait ensuite toujours en deuxième position (9 acteurs suisses du marché enregistrés en 2020).

Cette situation s'est modifiée suite à la sortie du Royaume Uni (UK) de l'UE. Depuis le début de l'année, les données relatives aux transactions sur le marché britannique de l'électricité ne sont plus soumises à l'obligation, imposée par REMIT, d'être communiquées aux autorités de l'UE. De ce fait, elles ne sont également plus transmises à l'EiCom. C'est pourquoi les entreprises dont le siège ou le lieu d'enregistrement selon REMIT se trouvait au Royaume Uni ont dû s'inscrire dès le 1<sup>er</sup> janvier 2021 auprès d'une autre autorité de régulation de l'UE et se réinscrire également auprès de l'EiCom avec leur nouveau code ACER. 10 des 78 acteurs du marché recensés par l'EiCom ont été concernés par ce changement.

Ainsi, la deuxième place est désormais occupée, avec 9 acteurs suisses du marché, l'autorité de régulation néerlandaise *Autoriteit Consument & Markt* (ACM). Les cinq acteurs du marché nouvellement enregistrés auprès de l'EiCom se sont pour la plupart inscrits auprès de l'autorité de régulation des Pays-Bas.

L'autorité de régulation italienne *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) reste en troisième position avec 8 acteurs suisses du marché inscrits. Elle est suivie par le régulateur français *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), avec 6 acteurs suisses du marché. Tant l'autorité autrichienne *Energie-Control GmbH* (E-Control) que l'Ofgem comptent 5 acteurs suisses du marché inscrits. Les régulateurs polonais (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) et espagnols (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) affichent l'un et l'autre un nouvel enregistrement. 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 (cf. figure 2).

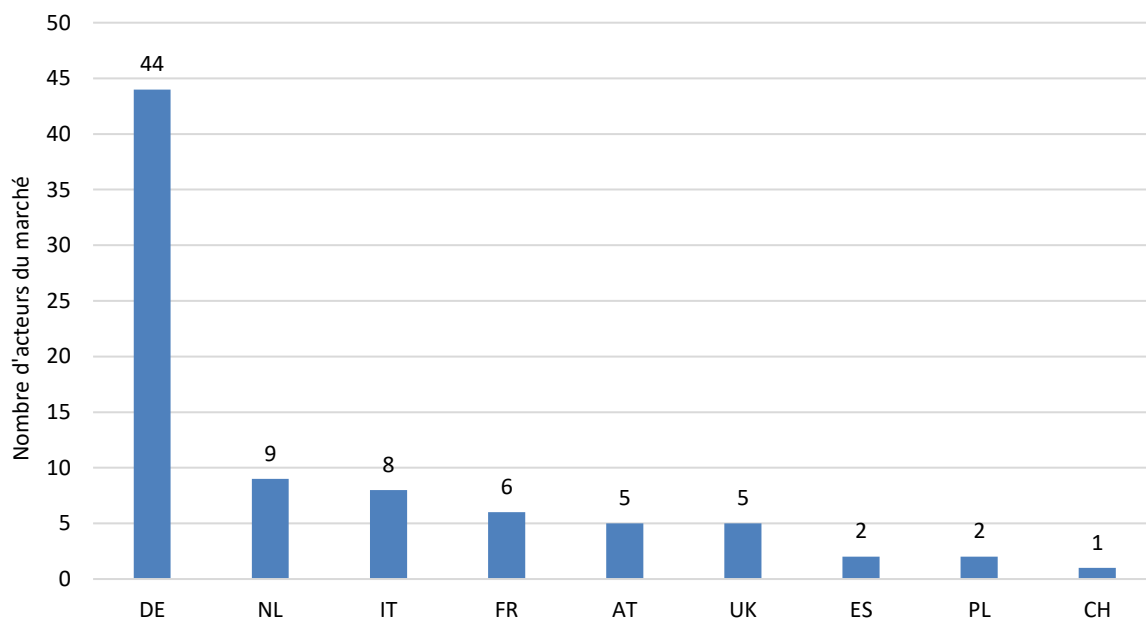


Figure 2: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès des autorités de régulation de l'UE

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. Le nombre de RRM affiliés à l'EiCom est de neuf, comme l'année passée (cf tableau 1). Une vue d'ensemble des RRM raccordés aux systèmes de l'EiCom est publiée sur le site Internet de l'EiCom.

Nr.	RRM	ACER Code
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 2021

Les acteurs du marché communiquent toutes les transactions commerciales en passant par les RRM. En outre, l'EiCom reçoit les données fondamentales et les publications des informations privilégiées par le biais de ses propres interfaces avec les plateformes en matière de transparence du *Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité* (ENTSO-E) (ENTSO-E TP) et de la *Bourse européenne de l'énergie* (EEX) (EEX TP).

Pour la déclaration des informations privilégiées, l'EiCom n'accepte que des plateformes en matière de transparence dédiées, dites *Inside Information Platforms* (IIPs), qui sont répertoriées par ACER. Après leur décision concernant la plateforme de leur choix sur la transparence, les acteurs du marché ont donc dû adapter les indications correspondantes dans l'outil d'enregistrement de l'EiCom.

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.

Outre les données de transaction, 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 Refinitiv. Ces informations servent de référence dans les analyses. Les indications sur le niveau de remplissage des lacs de rétention en Suisse, les disponibilités de centrales électriques à l'étranger ou d'autres informations, en partie de sources publiques comme MétéoSuisse, sont consultées et prises en compte dans les études et les analyses. Eu égard justement à la situation de prix élevés en fin d'année, ces données et informations supplémentaires ont revêtu une grande importance pour une observation complète du marché.

En 2021, les 82 acteurs suisses du marché ont communiqué 45,3 millions d'opérations de marché (ordres et transactions) par l'intermédiaire des neuf RRM affiliés à l'EiCom, soit plus que 500 000 opérations de plus que l'année précédente. La tendance à l'augmentation des quantités de données, relevées les années précédentes, s'est ainsi confirmée une fois de plus, bien qu'au quatrième trimestre le nombre de transactions ait notamment baissé de presque un million en raison des prix extrêmement élevés. Il est intéressant de constater que le volume d'ordres est resté constant pendant la même période.

Le nombre des contrats non standards communiqués a atteint 8685, une augmentation de plus de 2000. La majeure partie des communications de contrats non standards au premier trimestre 2021 concernait de nouveau des notifications de corrections.

On relève une augmentation importante des données fondamentales : 1,1 million de notifications ont été enregistrées, soit 20 % de plus qu'en 2020. Ce changement est imputable à la modification des paramètres de consultation des données fondamentales prédéfinies par l'EiCom.

Le nombre d'informations privilégiées transmises a augmenté dans une proportion semblable : le nombre des incidents notifiés en 2021 était supérieur de presque 16 % au nombre de cas communiqués l'année précédente.

Au total, depuis le début de l'obligation de rendre compte en 2015, près de 215 millions de données ont été communiquées à l'EiCom. La figure 3 fournit une vue d'ensemble détaillée des données transmises.

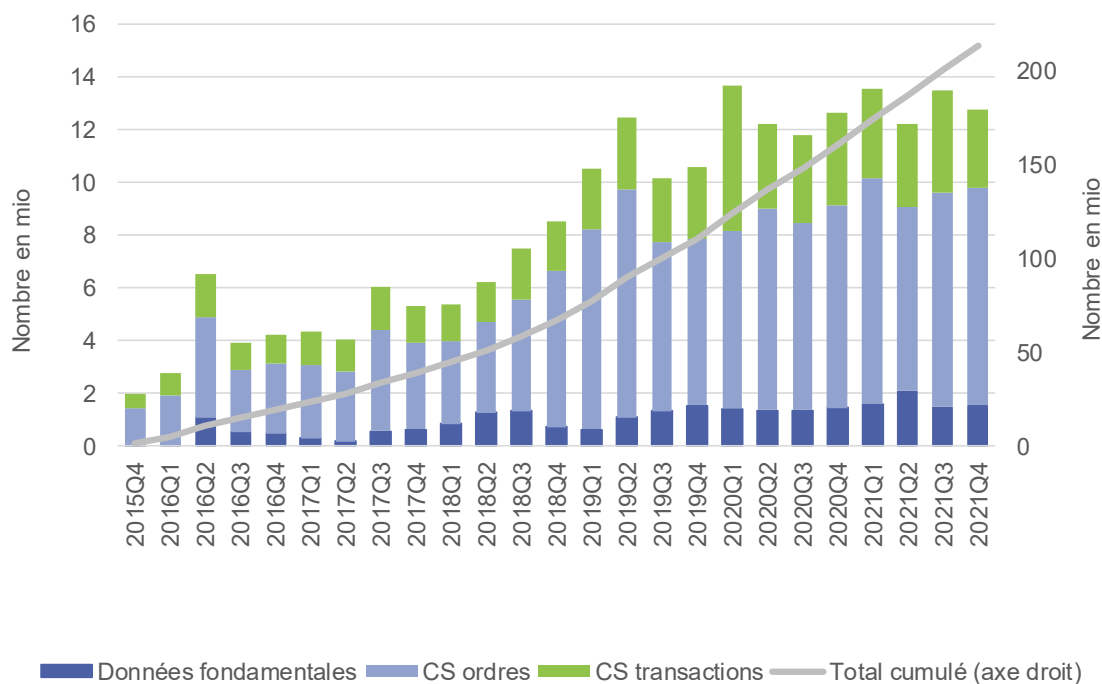
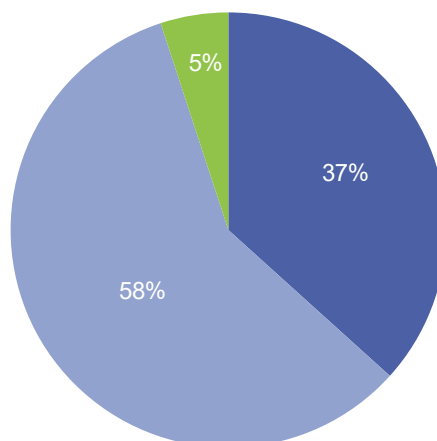


Figure 3: Données communiquées depuis que l'obligation de rendre compte est en vigueur. Les données fondamentales contiennent les données de production des centrales électriques, les données de consommation, la disponibilité des capacités frontalières, les flux commerciaux frontaliers, les avis de panne d'infrastructures électriques, etc.

En 2021 également, les contrats dits standards ont constitué la majorité (87 %) des notifications d'opérations de marché. En l'occurrence, une large part des données (95 %) provient du négoce à court terme. Par rapport à l'année précédente, on a assisté à un déplacement continu des enchères à court terme (2020 : 41 %) vers le négoce à court terme (2020 : 53 %).

Seuls 5 % des notifications concernent des opérations à terme, notamment des « futures » et des « forwards » (cf. figure 4). La plupart des opérations à terme sont exécutées par l'intermédiaire de courtiers ou de la bourse EEX.



■ Négoce à court terme, enchères ■ Négoce à court terme, régulier ■ Marché à terme

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

## 2 Vue d'ensemble du marché

L'EiCom a poursuivi en 2021 la publication de ses rapports sur le marché spot et le marché à terme. 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 les rapports sur le marché spot considèrent pour l'essentiel les contrats horaires et hebdomadaires et qu'ils expliquent les principales données fondamentales sous-jacentes aux variations de prix, les rapports sur le marché à terme se concentrent 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 facteurs de prix.

Les changements significatifs du point de vue de l'EiCom et les particularités dans les mouvements de prix en 2021 sont résumés dans le présent chapitre.

### 2.1 Rapport sur le marché spot : rétrospective 2021

Si 2020 était encore marquée par le bas niveau des prix spot, 2021 se caractérise, surtout à partir du deuxième semestre, par des prix spot élevés.

Le tableau 2 révèle que cette évolution n'avait pas été prévue sur le marché à terme. Il présente les moyennes des prix spot par produit de livraison (année, trimestre et mois) et par lieu de livraison : Suisse (CH), France (FR) et Allemagne (DE) pour l'année de livraison 2021. Les différences de prix par rapport à la Suisse sont explicitement calculées (CH-FR et CH-DE). En outre, le tableau offre une comparaison avec le marché à terme, puisque le dernier cours de clôture de l'EEX avant la première enchère Day Ahead est indiqué pour le produit de livraison correspondant. Il s'agit donc du dernier prix attendu du marché à terme pour le produit de livraison considéré. On calcule la différence entre le dernier cours de clôture de l'EEX et le prix spot effectif. Si le marché à terme est plus bas que le marché spot, la valeur apparaît en vert, alors qu'elle s'affiche en rouge lorsque le marché à terme est au-dessus du marché spot. Lorsque l'écart de prix absolu entre les marchés spot et à terme est supérieur à 10 EUR/MWh, la cellule est intégralement teintée (clair: +/- 10 EUR/MWh, moyen: +/- 20 EUR/MWh, sombre: +/- 50 EUR/MWh).



		Moyenne des prix spot aux enchères Day Ahead en EUR/MWh par pays de livraison					Dernier prix de règlement EEX avant négocié à court terme (=prix de référence marché à terme)	Date du dernier prix de règlement EEX	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	CH
2021	Base	114.92	96.85	109.17	18.08	5.76	53.15	28.12.2020	-61.77
Q1 21	Base	56.94	49.57	53.02	7.36	3.91	61.08	28.12.2020	4.14
Q2 21	Base	64.92	60.27	63.87	4.65	1.06	49.67	29.03.2021	-15.25
Q3 21	Base	100.11	97.14	96.58	2.96	3.53	81.86	28.06.2021	-18.25
Q4 21	Base	235.93	178.97	221.48	56.96	14.45	192.92	28.09.2021	-43.01
Jan 21	Base	60.49	52.81	59.48	7.69	1.01	67.71	2020-12-28	7.22
Feb 21	Base	53.87	48.71	49.01	5.17	4.86	59.64	2021-01-29	5.77
Mär 21	Base	56.15	47.13	50.18	9.02	5.97	49.32	26.02.2021	-6.83
Apr 21	Base	63.63	53.61	63.10	10.01	0.52	51.41	31.03.2021	-12.22
Mai 21	Base	57.81	53.35	55.28	4.46	2.53	56.72	30.04.2021	-1.09
Jun 21	Base	73.58	74.08	73.51	-0.51	0.06	65.20	31.05.2021	-8.38
Jul 21	Base	80.96	81.37	78.37	-0.41	2.59	84.06	30.06.2021	3.10
Aug 21	Base	82.55	82.70	77.30	-0.15	5.24	80.12	30.07.2021	-2.43
Sep 21	Base	138.04	128.37	135.31	9.67	2.73	102.78	31.08.2021	-35.26
Okt 21	Base	198.31	139.60	172.57	58.71	25.74	188.85	30.09.2021	-9.46
Nov 21	Base	226.89	176.15	217.06	50.74	9.83	186.47	29.10.2021	-40.42
Dez 21	Base	282.29	221.06	274.67	61.23	7.62	282.09	30.11.2021	-0.20

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

La moyenne des prix spot de l'année de livraison 2021 est de 114,92 EUR/MWh pour la Suisse, soit plus élevée que pour la France et pour l'Allemagne. À la fin de 2020, le prix Base du marché à terme pour une livraison d'électricité en Suisse durant l'année de livraison 2021 était de 53,15 EUR/MWh. Le prix du marché à terme pour 2021 était donc de presque 62 EUR/MWh inférieur au prix du marché spot. Les produits pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres ainsi que pour les mois de septembre et de novembre ont eux aussi été négociés au préalable sur le marché à terme à un cours nettement plus bas qu'ultérieurement sur les marchés spot pour la livraison. Pour le mois de décembre toutefois, les négociants s'étaient adaptés à la nouvelle situation : les écarts entre le marché à terme et le marché spot étaient nettement plus faibles en décembre.

Tant la demande que des facteurs sur le versant de l'offre ont contribué à la hausse des prix de l'électricité. En 2021, la demande d'électricité s'est rétablie à son niveau d'avant la pandémie de covid-19. Suite à cette augmentation et à la faible production éolienne durant l'été 2021, les centrales électriques à gaz sont devenues les unités qui ont déterminé les prix sur les marchés de gros de l'énergie. À partir d'août, les prix du gaz à court terme (c'est-à-dire le mois et le trimestre les plus rapprochés) ont très fortement augmenté. Cette situation a fortement influencé les coûts marginaux des centrales à gaz et, partant, le prix de l'électricité. La figure 5 présente les coûts marginaux des centrales à gaz et des centrales à charbon, sur la base des contrats évolutifs pour le mois le plus proche pour le gaz, le charbon et le CO<sub>2</sub>. Cette figure montre que si les centrales à gaz avaient des coûts marginaux plus bas que ceux des centrales à charbon au début de l'année, un changement est survenu dès août 2021. Le prix du gaz pour le mois suivant a atteint son maximum en décembre, ce qui a poussé les coûts marginaux des centrales à gaz vers les 400 EUR/MWh. Les prix spot reflètent également cette augmentation de prix (cf. figure 6 et figure 7).

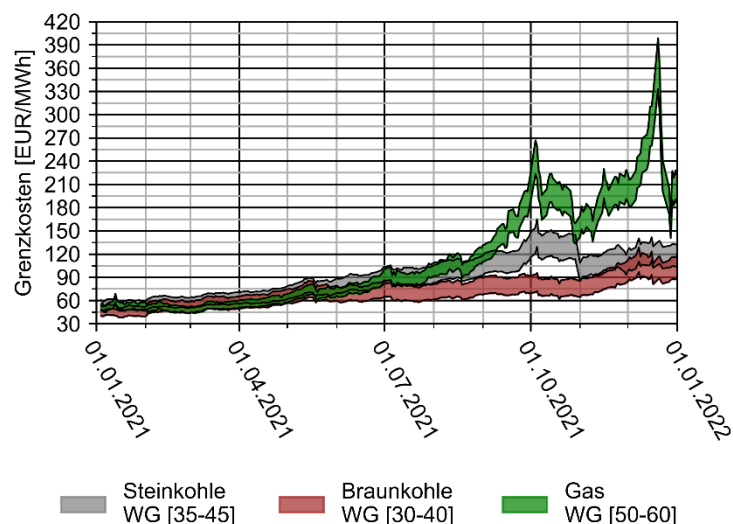


Figure 5 Coûts marginaux des centrales électriques alimentées à la lignite (rouge), à la houille (gris) et au gaz (vert) sur la base des produits pour le charbon, le gaz et le CO<sub>2</sub> négociés pour le mois le plus rapproché

La figure 6 présente, pour la Suisse, les prix mensuels moyens aux enchères Day Ahead depuis 2015. Les prix de 2021 sont extraordinairement élevés, en particulier à partir du deuxième semestre. Le prix mensuel moyen a atteint son maximum en décembre en raison des prix élevés du gaz.

La figure 7 illustre l'évolution des prix Day Ahead pour la Suisse, la France, l'Allemagne et l'Autriche. Sur l'ensemble de l'année, les prix suisses étaient supérieurs aux prix allemands et français. Il est frappant que les différences de prix entre la Suisse et ses pays voisins n'aient pas été si importantes jusqu'en octobre 2021. À partir d'octobre, les prix spot en Allemagne et en Autriche étaient généralement sensiblement plus bas. L'injection en octobre d'importantes quantités d'énergie éolienne en Allemagne a poussé le prix spot allemand à la baisse. Le tableau 2 indique déjà que la différence de prix entre la Suisse et l'Allemagne (colonne CH-DE) était en moyenne de plus de 50 EUR/MWh à partir d'octobre. En Suisse, le prix Base Day Ahead a atteint son maximum de l'année le 22 décembre 2021 (435,51 EUR/MWh).

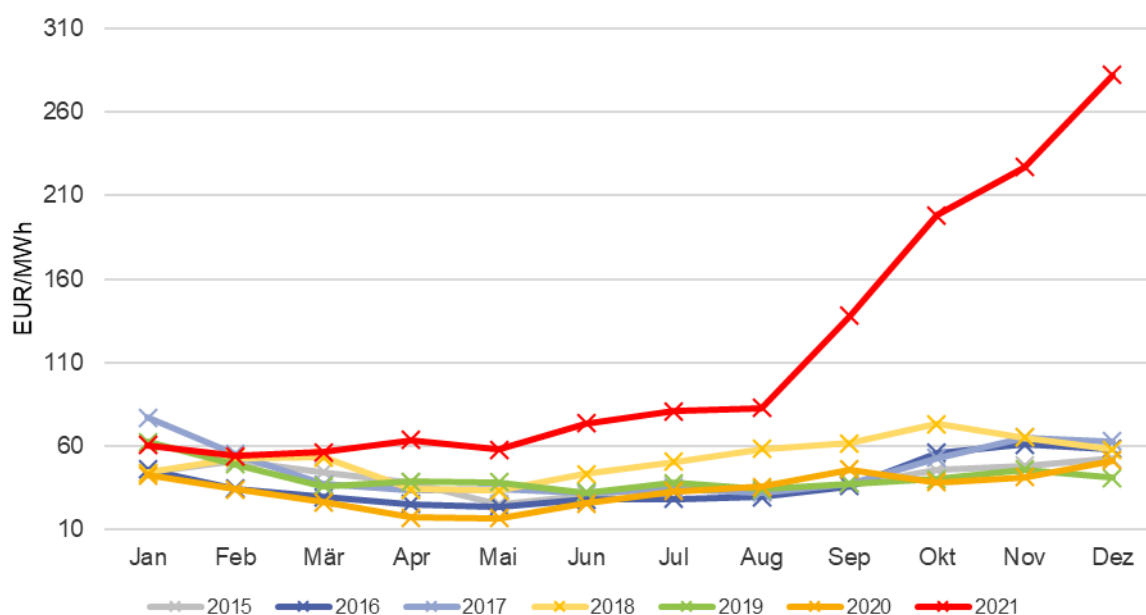


Figure 6: Prix spot mensuels moyens aux enchères Day Ahead suisses. Source des données : EEX

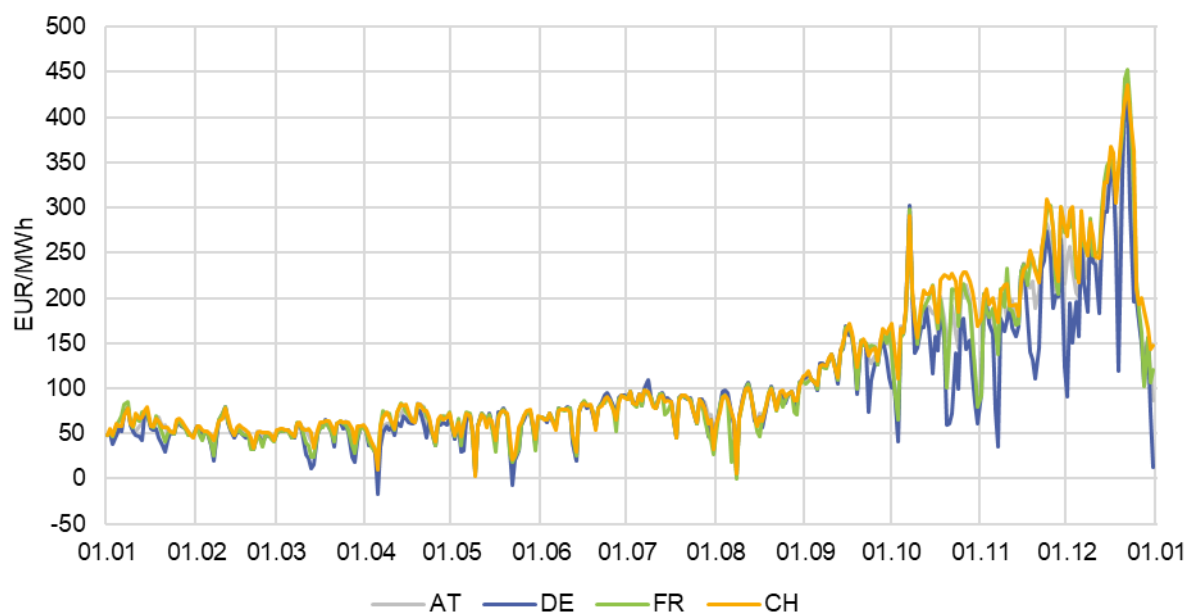


Figure 7: Prix Base Day Ahead pour la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), l'Autriche (AT) et la France (FR).  
Source des données : EEX

En comparant les prix horaires en Suisse avec ceux de l'année précédente, il apparaît que le niveau des prix était extrêmement élevé en 2021. Si, en 2020, 23 heures seulement affichaient plus de 100 EUR/MWh, les prix horaires se présentaient comme suit en 2021 : 3118 heures au-dessus de 100 EUR/MWh, 1481 heures au-dessus de 200 EUR/MWh, 402 heures au-dessus de 300 EUR/MWh, 84 heures au-dessus de 400 EUR/MWh et 6 heures au-dessus de 500 EUR/MWh. Les prix les plus bas étaient aussi plus extrêmes en 2021 (cf. figure 8). Les prix du gaz élevés à partir du deuxième semestre, les prix du charbon et du CO<sub>2</sub> supérieurs à ceux de 2020, une consommation plus importante qu'en 2020 et une moindre production éolienne et solaire ont entraîné une hausse des prix aux enchères quotidiennes Day Ahead.

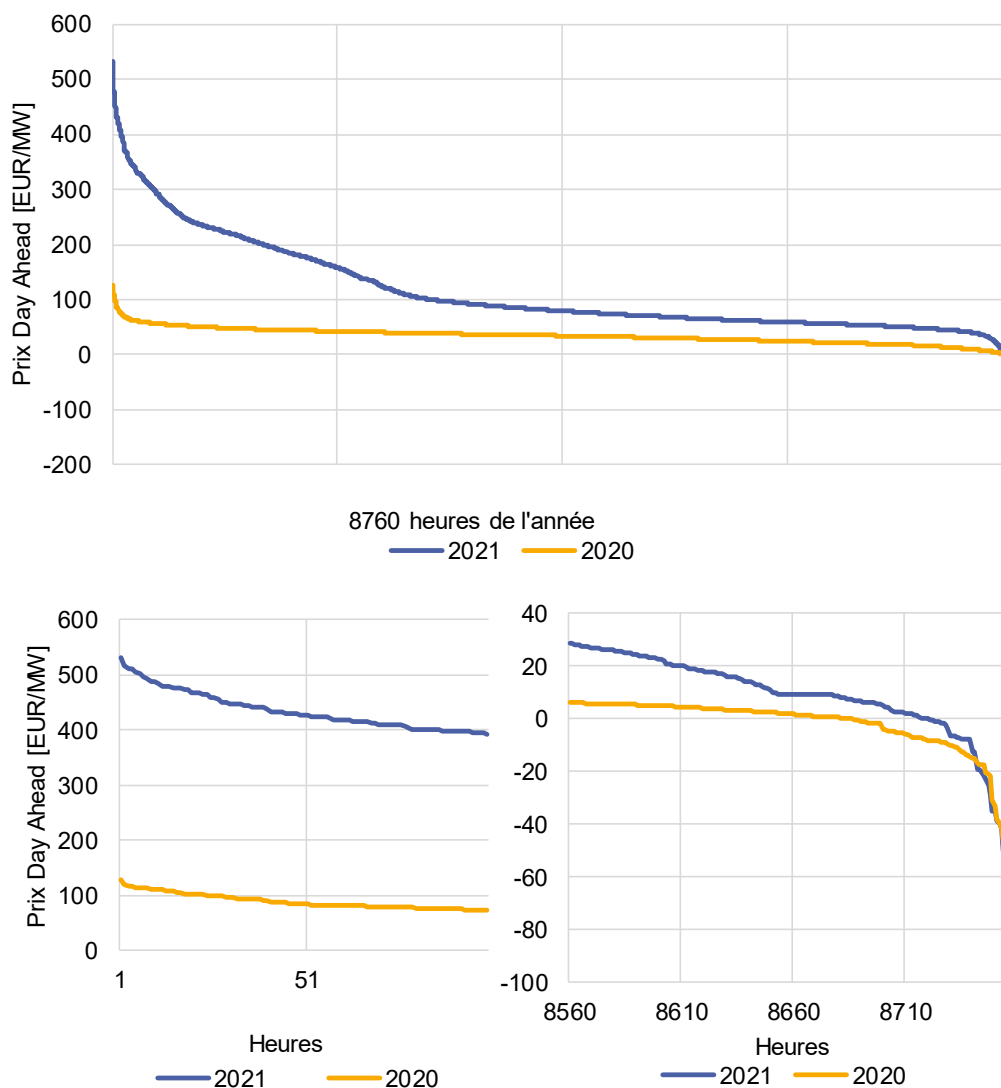


Figure 8: Courbe de durée des prix Day Ahead en Suisse, 2021 et 2020

En haut: toutes les heures de l'année, en fonction du niveau 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 des données : EEX

Outre les hausses tarifaires, la volatilité des prix a fortement augmenté, surtout au quatrième trimestre 2021. La volatilité désigne le degré de fluctuation d'une série de prix négociés au fil du temps. Généralement, on mesure la volatilité par l'écart-type. Le calcul de la volatilité actuelle effective pour une période déterminée (en l'occurrence 30 et 100 jours) se fonde sur les prix Base historiques des enchères Day Ahead à la bourse EPEX Spot pendant la période indiquée, la dernière observation étant le cours le plus récent. En Allemagne, particulièrement au quatrième trimestre, la volatilité des prix Base est très élevée en raison de l'injection des énergies renouvelables. S'il y a beaucoup de vent en Allemagne, les centrales électriques alimentées à la houille ou éventuellement à la lignite fixent les prix au quatrième trimestre. Si le vent est faible, les prix sont fixés par les centrales à gaz, comme en Suisse et en France. Comme l'indique la figure 5, la différence atteint 100 EUR/MWh en décembre 2021 entre les coûts marginaux de la centrale à lignite la plus avantageuse et la moins chère des centrales à gaz. Pendant la semaine de Noël, la forte production renouvelable et les températures douces ont eu pour effet que les prix spot étaient nettement plus bas à la fin qu'au début de décembre. Ceci contribue à expliquer la forte volatilité des prix en décembre 2021.

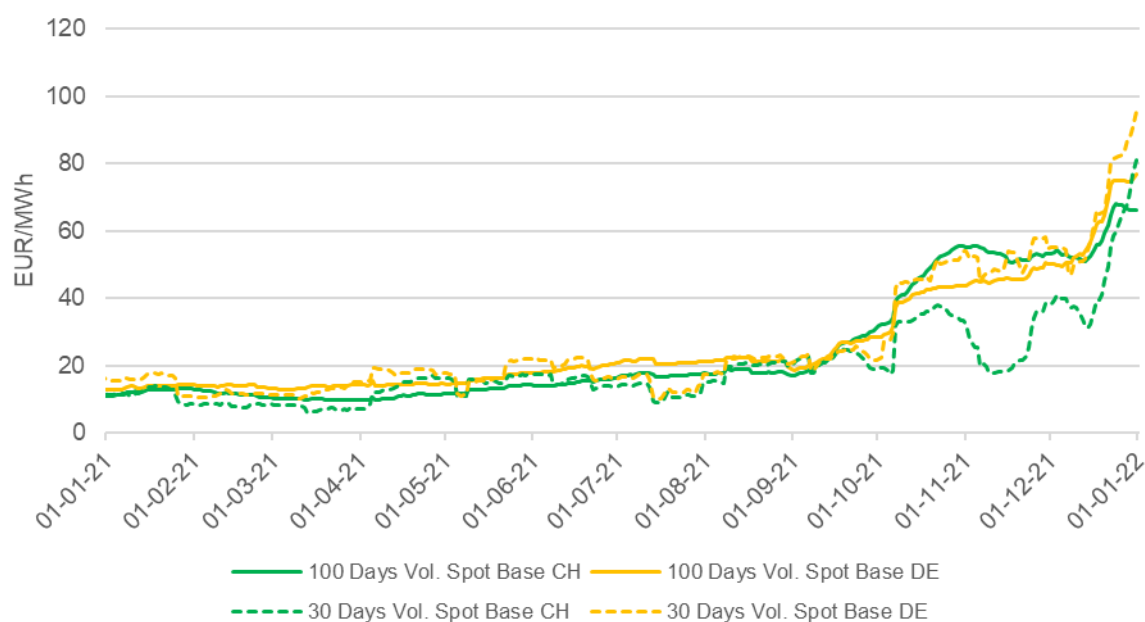


Figure 9: Volatilité actuelle des prix Base Day Ahead en Suisse et en Allemagne. Source des données : EEX

En ce qui concerne la production, la Suisse a connu une année typique (cf. figure 10). 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. La force hydraulique (en particulier les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage) a couvert la charge de pointe.

En 2021, les quatre centrales nucléaires de la Suisse ont fourni une production nette de 18,6 millions de mégawattheures (MWh), contre 23,1 millions de MWh en 2020. Cette baisse s'explique par de longs projets de modernisation dans la centrale nucléaire de Leibstadt (KKL), qui ont entraîné une mise hors service de six mois. Outre des travaux de maintenance et de renouvellement, deux importantes modernisations ont été effectuées dans cette centrale, de sorte que sa production nette globale a baissé pour atteindre 4,8 millions de MWh (2020 : 9,1 millions de MWh). Le remplacement du condenseur et la transformation du système de recirculation du réacteur ont permis de mettre ces deux composants majeurs au niveau actuel de la technique. En outre, les nouvelles parties de l'installation, plus efficaces, permettent à la dernière-née et à la plus puissante des centrales nucléaires suisses d'accroître son rendement tout en conservant la même puissance de réacteur. Malgré les restrictions mentionnées, les centrales nucléaires suisses ont produit en 2021 environ un quart de l'électricité consommée en Suisse.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> [Communiqué de presse de Swissnuclear](#) du 31 janvier 2022, état au 31 janvier 2022

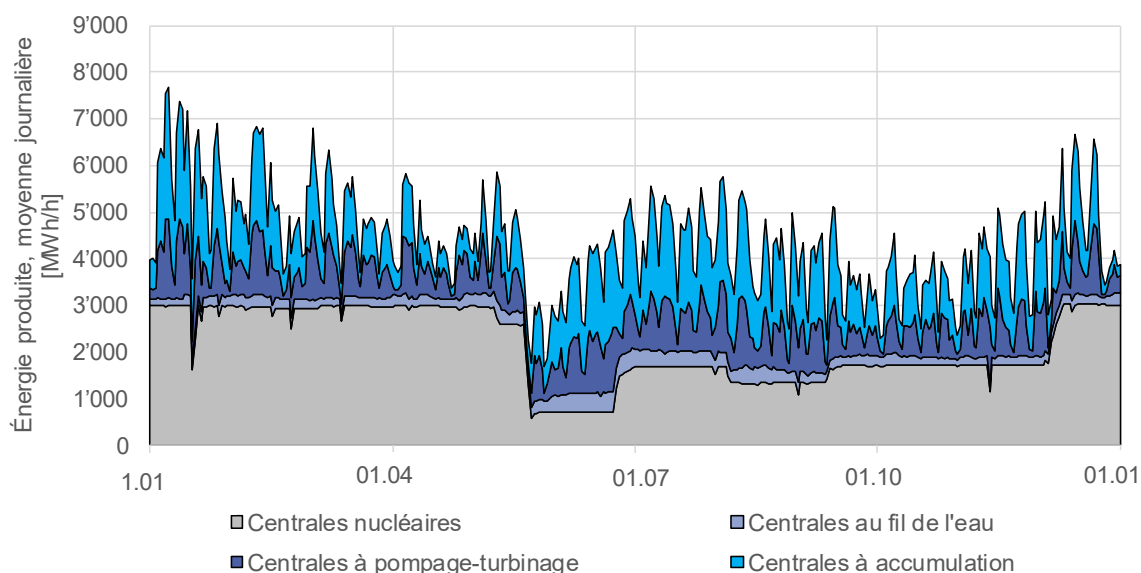


Figure 10: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production

Comme la part des nouvelles énergies renouvelables dans la production électrique actuelle en Suisse est très faible, elle n'est pas représentée dans l'illustration. Source des données : 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 est survenue tardivement en 2021 (cf. figure 11). Comparativement à 2020, l'année a commencé avec beaucoup moins d'eau et le niveau de remplissage total a baissé plus fortement en avril et en mai parce que les prix spot étaient alors plus élevés en 2021 qu'en 2020, lorsque les prix étaient généralement bas en raison des mesures liées au coronavirus. À la fin de 2021, les quantités d'eau turbinées ont été plus importantes qu'un an plus tôt durant la période correspondante, car les prix spot étaient élevés.

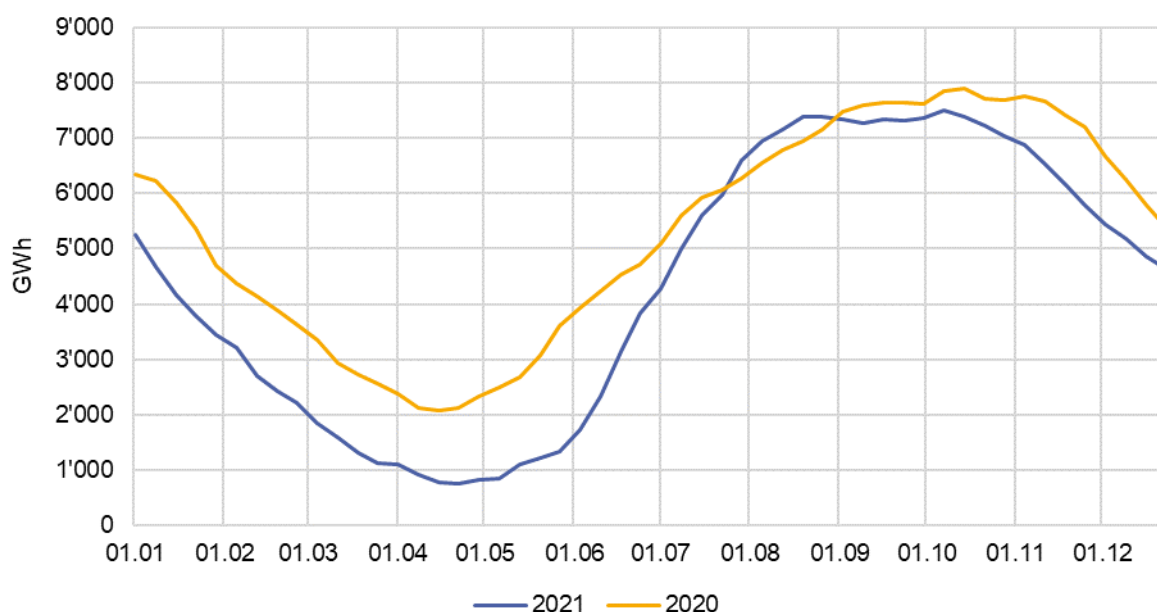


Figure 11: Niveau des lacs de rétention suisses en 2021 et 2020. Source des données : OFEN

En hiver, la disponibilité des centrales nucléaires françaises constitue un facteur particulièrement important des prix spot en Suisse. En raison de la pandémie de coronavirus, la production électrique des centrales nucléaires françaises a été faible entre mars et mi-juillet 2020 par rapport à 2019. Ce bas

niveau a été maintenu au début de 2021. Durant l'été 2021 cependant, les centrales nucléaires françaises étaient plus disponibles qu'en été 2020. Puis, à partir de novembre 2021 seulement, le niveau est de nouveau descendu en dessous de la valeur de l'année précédente, ce qui a également contribué aux prix élevés de l'électricité.

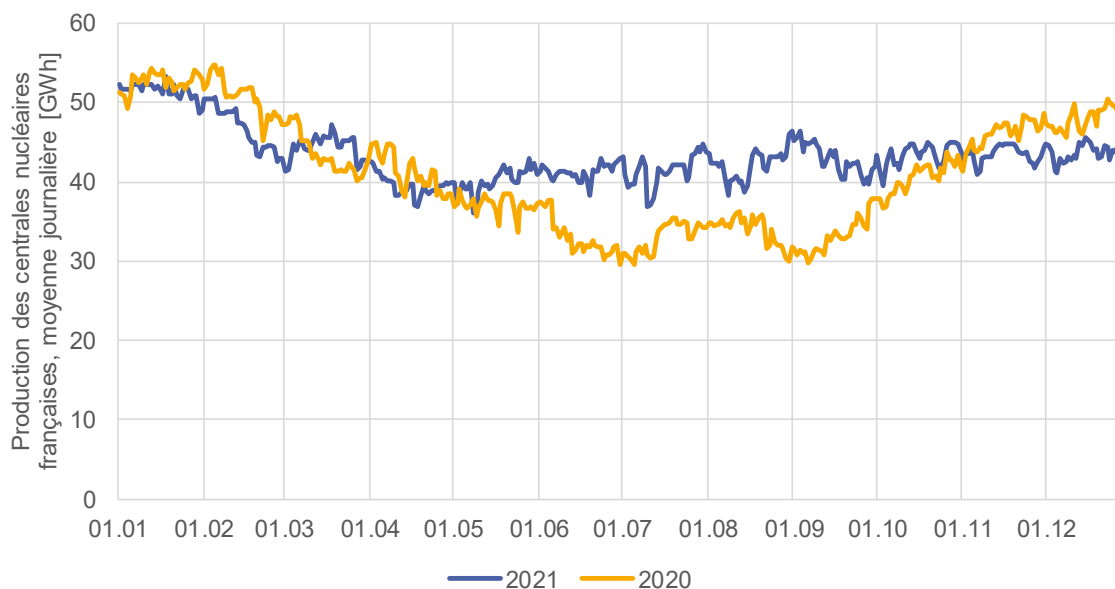


Figure 12: Production des centrales nucléaires françaises en 2021 par rapport à 2020. Source de données : Refinitiv Power Research

La production renouvelable allemande exerce une grande influence sur les prix spot en Allemagne mais aussi en Suisse. La figure 13 présente, en regard de valeurs standards, la production éolienne mensuelle de l'Allemagne en 2021. Par valeurs standards, on entend les niveaux mensuels de production éolienne attendus sur la base des dix dernières années. Le graphique montre que 2021 n'a pas été une année venteuse. En février, mars, juin et de septembre à décembre, la production éolienne est restée nettement en dessous de la norme, ce qui a également contribué à la hausse des prix spot.

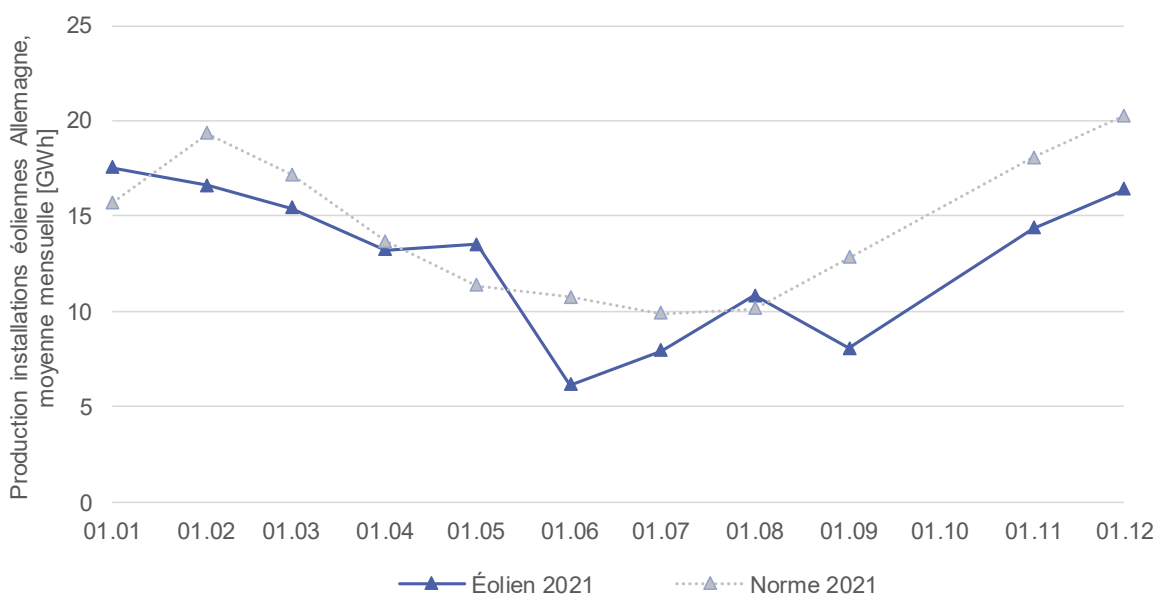


Figure 13: Production des centrales éoliennes allemandes en 2021 vs valeurs standards. Source des données : Refinitiv Power Research

S'agissant des prix spot, la différence entre la charge et la production éolienne et solaire, que l'on appelle charge résiduelle, revêt de l'intérêt. Cette charge résiduelle doit être couverte par les centrales électriques classiques. Si elle est faible, les prix peuvent devenir négatifs, puisqu'il est plus rentable pour certaines centrales thermiques de payer pour que leur électricité soit reprise plutôt que de cesser l'exploitation pendant une brève période (ce qui cause des coûts et sollicite les installations techniques de la centrale)<sup>4</sup>.

La figure 14 fait apparaître la corrélation entre la charge résiduelle et les prix spot en Allemagne. Le prix est d'autant plus élevé que la part de la demande à couvrir par les centrales classiques est importante, puisqu'il faut alors solliciter des centrales qui génèrent des coûts de production plus élevés. Généralement, les prix sont négatifs lorsque la charge résiduelle est inférieure à 10 GW.

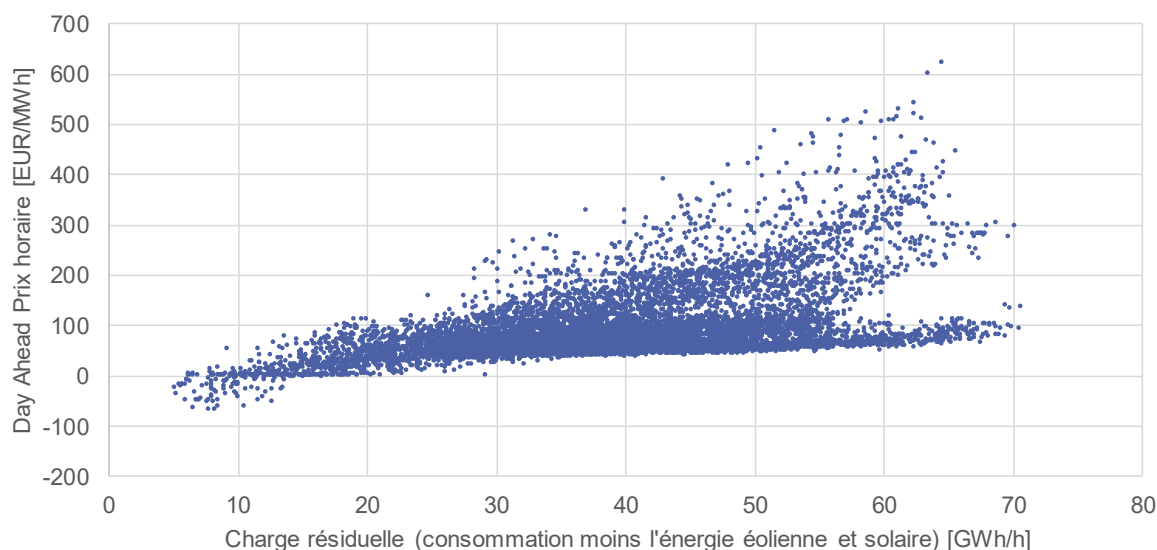


Figure 14: Charge résiduelle vs prix horaire Day Ahead en Allemagne en 2021 : Source des données : EEX, ENTSO-E

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 de l'électricité issue des centrales hydroélectriques suisses est livrée en Italie.

L'aperçu des flux au cours de l'année qu'illustre la figure 15 montre que si la Suisse exporte régulièrement vers l'Italie, elle importe régulièrement aussi de la France. Cette situation est liée au grand nombre de centrales nucléaires en France, dont les coûts de production électrique (coûts marginaux) abaissent le niveau des prix comparativement à la Suisse. À partir de novembre (à l'exception de la semaine de Noël), les exportations de la Suisse vers l'Italie ont nettement diminué. Les prix élevés en Suisse ont eu pour effet que les écarts de prix envers l'Italie se sont réduits de sorte que les exportations étaient moins intéressantes.

Comme l'indiquent la figure 15 et la figure 16, l'évolution saisonnière s'est confirmée en 2021 dans le cas de l'Allemagne. Durant l'hiver, l'électricité étant plus chère en Suisse, nous importons de l'Allemagne. Au printemps et partiellement en été, par contre, l'électricité est souvent moins coûteuse en Suisse grâce à la force hydraulique plus avantageuse, si bien que nous exportons vers l'Allemagne.

<sup>4</sup> Cf. l'étude de l'EiCom: «Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre 2015 et 2020», <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/rapports-et-etudes.html>, état au 1er février 2021.



Comme les centrales éoliennes et solaires allemandes produisent beaucoup et toujours plus d'électricité, les exportations de la Suisse vers l'Allemagne tendent à devenir plus fréquentes, également en hiver, lorsque la production éolienne et/ou solaire y est faible.

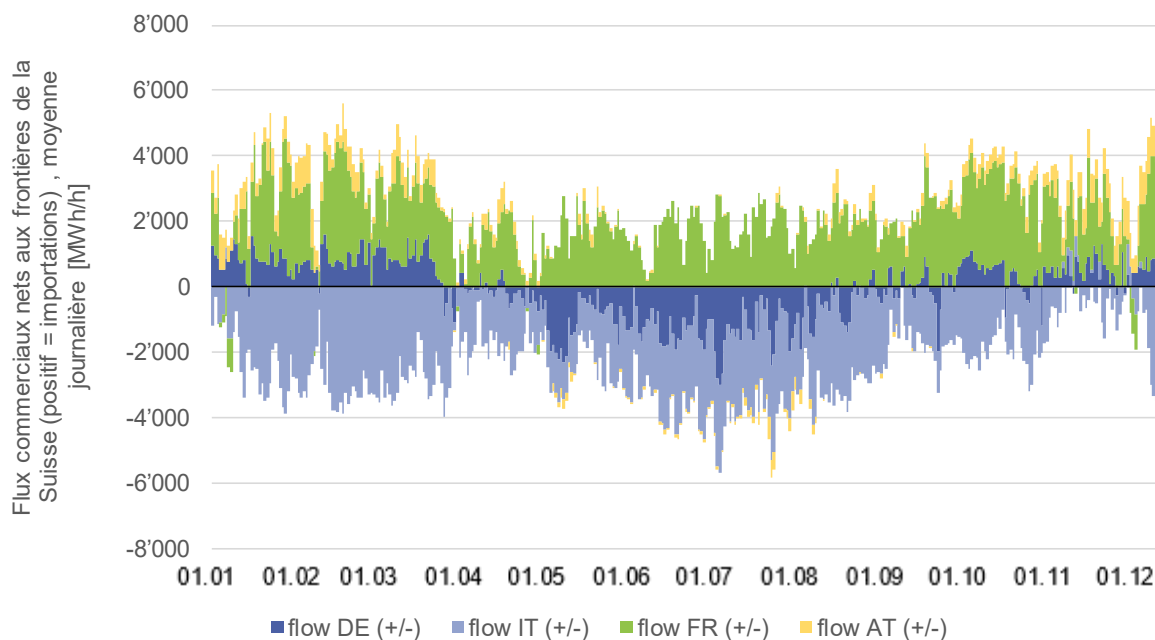


Figure 15: Flux commerciaux nets aux frontières suisses. Source des données : EEX

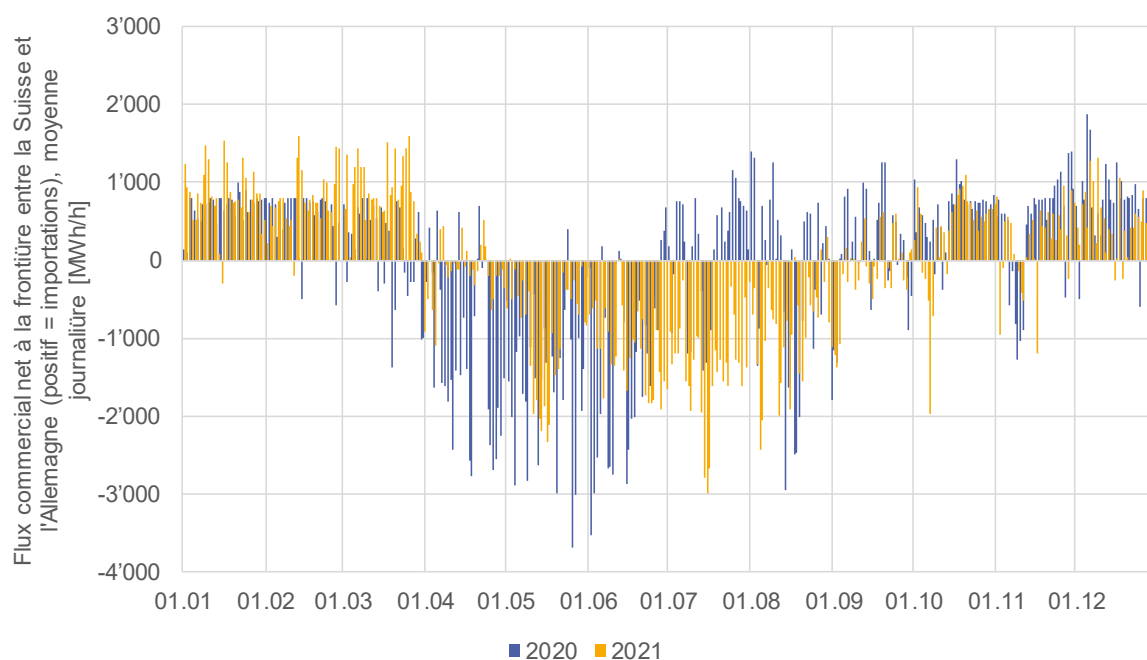


Figure 16: Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne. Source des données : ENTSO-E

Au total, les exportations nettes vers l'Allemagne s'élèvent à 0,77 TWh, ce qui représente une légère hausse par rapport à l'année précédente (0,56 TWh).

Le flux frontalier net pour l'ensemble des frontières suisses présente la même évolution saisonnière que la frontière entre la Suisse et l'Allemagne (cf. figure 17). Ce n'est pas surprenant, puisque les exportations régulières vers l'Italie s'équilibrent plus ou moins avec les importations régulières provenant de la

France. Cependant, au quatrième trimestre 2021, les importations nettes (4 TWh) ont été sensiblement plus importante parce que les exportations vers l'Italie ont été plus faibles en raison des prix élevés. Sur l'ensemble de l'année, la Suisse a été de justesse un importateur net (+0,93 TWh).

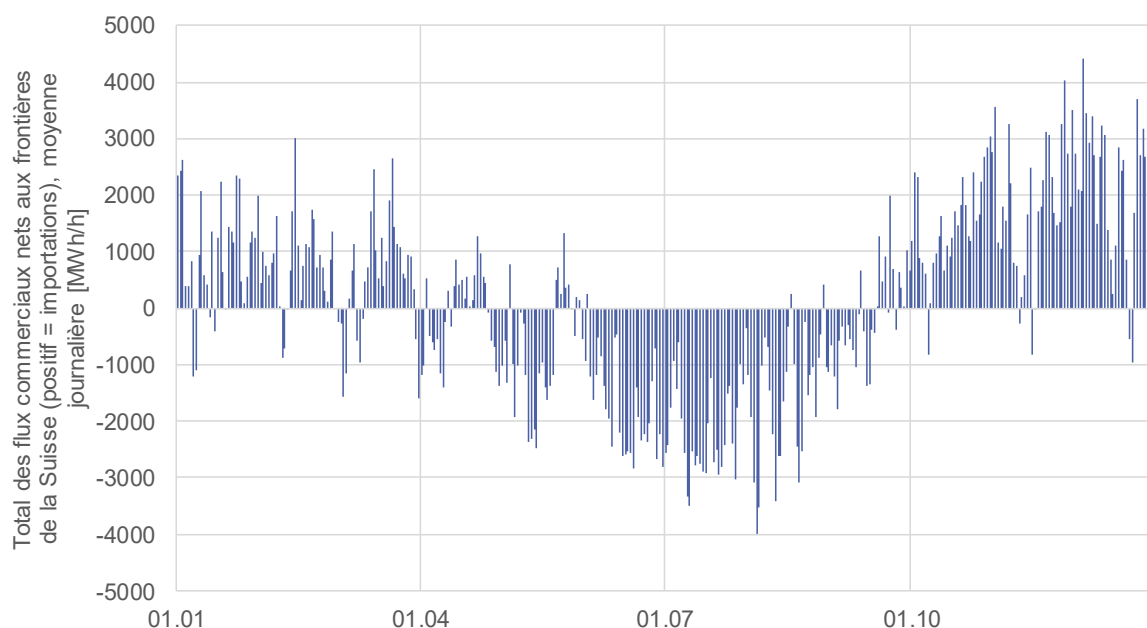


Figure 17: Total des flux commerciaux nets en 2021 aux frontières de la Suisse. Source des données : ENTSOE

## 2.2 Rapport sur le marché à terme : rétrospective 2021

En 2021, les prix suisses de l'électricité pour l'année civile 2022 ont aussi évolué parallèlement aux prix relevés en Allemagne, en France et en Italie. À partir de juillet, l'année 2021 a été marquée par une hausse unique des prix qui fera date. Tandis qu'en Suisse, le prix du produit pour l'année la plus rapprochée oscillait en 2020 dans une fourchette d'environ 15 EUR/MWh (entre 38 et 53 EUR/MWh), les prix du produit pour l'année 2022 ont atteint en 2021 des maxima jamais vus, qui ont culminé en décembre par un prix français de plus de 400 (!) EUR/MWh pour l'année la plus rapprochée (figure 18). Peu après ce pic, les prix ont de nouveau fortement baissé jusqu'à la fin de l'année, mais il en a résulté jusqu'à la fin de 2021 une augmentation de 53 EUR/MWh à 229 EUR/MWh (soit une progression de plus de 330 %) du prix suisse du produit pour l'année de livraison 2022.

Jusqu'à la fin de septembre, à l'instar des années passées, le produit Base italien pour l'année la plus rapprochée était le plus cher. Le prix de son pendant suisse se situait en deuxième position, suivi de près par le prix du produit français pour l'année la plus rapprochée, tandis que l'équivalent allemand était traditionnellement négocié aux prix les plus bas. La forte progression des prix a pour une part inversé cette situation. En outre, le produit français pour les livraisons d'électricité en 2022 (Cal 22 Base français) est devenu plus cher que son homologue suisse (Cal 22 Base suisse) et, en novembre, il a même dépassé le Cal 22 Base italien. À certains moments, ce dernier a même été négocié par la suite en dessous du prix des produits Base suisse et allemand livrables en 2022.

S'agissant des produits trimestriels, les prix du produit Q4 2021 (4<sup>e</sup> trimestre 2021) et du produit Q1 2022 (1<sup>er</sup> trimestre 2022) ont suivi la forte augmentation des prix. Les prix ont certes aussi augmenté aux 2<sup>e</sup> et au 3<sup>e</sup> trimestre 2022, mais dans une mesure relativement modérée.

La figure 18 illustre l'évolution des prix de l'électricité en 2021 pour les livraisons à un an des produits Base en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie.

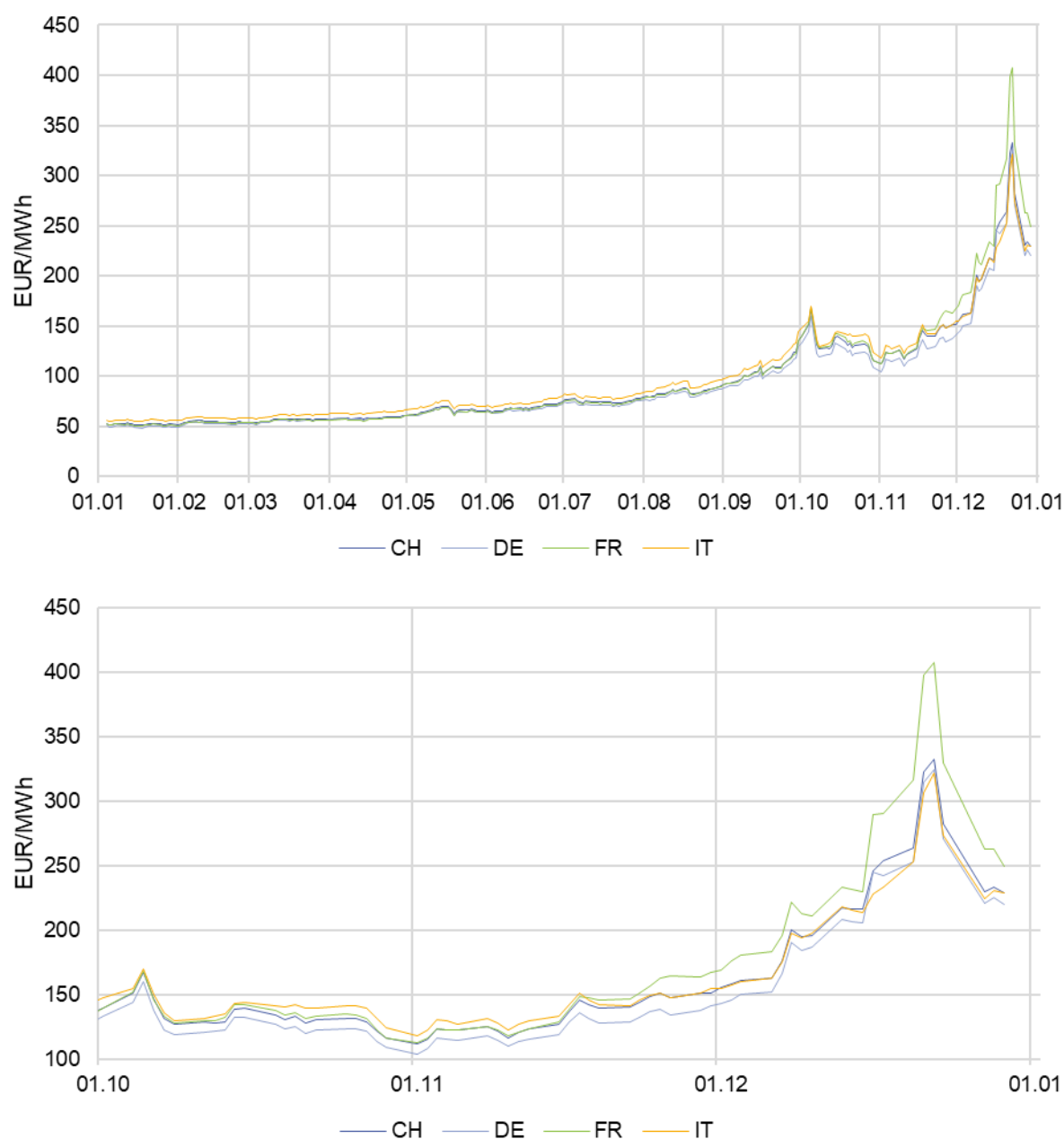


Figure 18: Évolution des prix de l'électricité en 2021 dans le cadre des contrats Base pour 2022 (par souci de mieux illustrer la forte progression des prix au dernier trimestre, la figure du bas présente la période du 1.10. au 31.12.2021. Source des données : EEX

Les prix des produits annuels Cal 23 Base et Cal 24 Base livrés en Suisse n'ont pas suivi la forte variation de prix (figure 19), le marché ayant estimé que cette importante hausse de prix avait un caractère passager. Le Cal 23 Base a atteint près de 150 EUR/MWh à son maximum, soit environ 200 EUR/MWh en dessous du Cal 22 Base. L'augmentation du Cal 24 Base, qui n'a pas même atteint 100 EUR/MWh, a été encore plus faible.

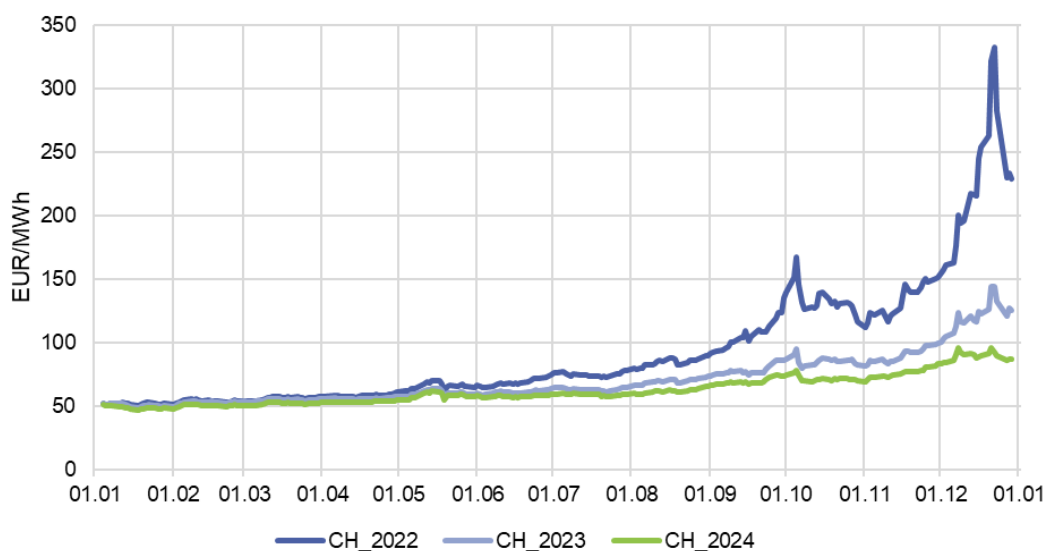


Figure 19: Évolution des prix de l'électricité en 2021 dans le cadre des contrats Base de livraison en Suisse entre 2022 et 2024.  
Source des données : EEX

Les prix de l'électricité sur le marché à terme dépendent fortement du prix des trois matières premières suivantes : gaz, charbon et CO<sub>2</sub> (cf. figure 20).

Entre le début et le milieu de l'année, les prix des certificats CO<sub>2</sub> ont augmenté une première fois de 35 EUR/t pour s'établir dans une fourchette de 50 - 60 EUR/t. Un important facteur de cette hausse a été la négociation du paquet législatif « Ajustement à l'objectif 55 » de la Commission européenne au cours du printemps et de l'été 2021. La Commission européenne y prévoit de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 55 % d'ici à 2030, soit une réduction nettement plus importante que les 40 % discutés préalablement. 13 mesures ont été finalement décidées durant l'été en vue d'atteindre cet objectif. Les discussions et l'adoption des mesures ont induit la forte progression des prix du CO<sub>2</sub> au premier semestre.

Au deuxième semestre, la forte hausse des prix du gaz a favorisé l'augmentation supplémentaire des prix du CO<sub>2</sub>. De ce fait, la compétitivité des centrales au charbon s'est améliorée par rapport aux centrales à gaz et la production électrique des centrales au charbon a augmenté. Comme la production électrique à partir de charbon est plus intensive en émissions de CO<sub>2</sub> que la production d'électricité alimentée au gaz, la demande de certificats de CO<sub>2</sub> a augmenté en conséquence, ce qui a soutenu les prix du CO<sub>2</sub>. De plus, la Conférence des Nations Unies sur le climat s'est tenue en novembre à Glasgow (COP 26) : les mesures et engagements discutés dans ce cadre ont également poussé les prix à la hausse. Enfin, les prix du CO<sub>2</sub> ont atteint un pic proche de 90 EUR/t juste avant la fin de l'année, puis ils ont clos celle-ci à un niveau avoisinant 80 EUR/t.

Les prix du gaz ont eux aussi augmenté continuellement depuis le début de l'année. Le bas niveau des stocks ou des événements comme le blocage du canal de Suez par le porte-conteneurs Ever Given ont poussé les prix à la hausse. Mais la flambée historique, sans précédent, des prix du gaz est survenue à partir du milieu de l'année. Divers facteurs y ont contribué. L'essor économique qui a suivi l'« année covid » 2020 a entraîné une demande de gaz accrue, notamment en Asie. Simultanément, il y avait moins de gaz naturel liquéfié (GNL) sur le marché mondial, notamment parce que des ouragans réduisaient l'offre des États-Unis. En outre, la demande de gaz liquéfié a augmenté au Brésil, où la production électrique alimentée au gaz a remplacé la production d'électricité hydraulique suite à une sécheresse. Par ailleurs, le gaz liquéfié disponible a été davantage écoulé vers l'Asie, où les prix du GNL étaient généralement supérieurs aux prix européens.

Plus tard, en automne, se sont succédées les nouvelles que les livraisons de gaz par le nouveau gazoduc Nordstream 2 ne pourraient s'effectuer qu'avec du retard parce que le processus d'enregistrement

auprès du régulateur allemand (BNetzA) prenait du retard. Simultanément, le niveau des stocks de gaz en Europe du Nord-Ouest a baissé à un plus bas historique, notamment parce que les réservoirs gérés par Gazprom n'avaient pas été remplis comme d'habitude et parce que l'automne était plus froid que d'ordinaire, ce qui a conduit à des vidanges accrus des réservoirs. En outre, des nouvelles ont circulé selon lesquelles les livraisons de gaz russes par les gazoducs existants (par ex. Yamal) se réduisaient, voire s'arrêtaient, et des craintes sont apparues que la crise des réfugiés à la frontière du Bélarus ou le conflit ukrainien n'entravent ou n'empêchent les livraisons de gaz en provenance de la Russie. La situation d'approvisionnement, qui était tendue de ce fait à l'approche de l'hiver, a eu pour effet de propager des craintes de pénurie de gaz sur le marché, ce qui a entraîné un renchérissement du produit annuel 2022, dont le prix est passé d'à peine 30 EUR/MWh à 140 EUR/MWh par moments sur la plateforme allemande NCG<sup>5</sup>. La forte volatilité du marché gazier était aussi frappante lorsque les prix étaient élevés. Les nouvelles – par exemple des déclarations du président russe Putin, l'ajournement de la mise en service de Nordstream 2 ou la réduction par Gazprom des réservations de capacités de transport de gaz par le gazoduc Yamal – ont causé de fortes variations de prix. Finalement, le prix du produit pour l'année la plus rapprochée a clôturé l'année à peine en dessous de 100 EUR/MWh.

Après une baisse de courte durée en début d'année, les cours internationaux du charbon ont progressé au cours de l'année. Au printemps, la hausse des prix a été soutenue par l'assouplissement de l'interdiction d'importer en Chine et par la défaillance temporaire d'infrastructures australiennes du charbon (stations de chargement à Newcastle, interruption des lignes d'approvisionnement à l'intérieur du pays suite aux inondations). La reprise de l'économie asiatique s'y est ajoutée, entraînant avec elle une hausse de la demande de charbon. Cette circonstance est devenue, au deuxième semestre, un important facteur d'accélération de la hausse : en Chine, malgré les efforts du gouvernement chinois, la production de charbon n'a pas pu répondre à la demande toujours croissante, ce qui a poussé les prix du charbon à la hausse dans ce pays tout en accroissant ses besoins d'importer. Comme la Chine représente une grande part du marché mondial du charbon, cette évolution a fortement impacté les prix du charbon en Europe. Finalement, au cours de l'année, le cours du charbon est passé d'à peine 60 EUR/t à près de 80 EUR/t, des pics supérieurs à 100 EUR/t étant enregistrés entretemps.

La figure 20 présente l'évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA<sup>6</sup>), du gaz (NCG/THE<sup>7</sup>) et du charbon (pour la région ARA<sup>8</sup>) en 2021 pour les contrats annuels 2022.

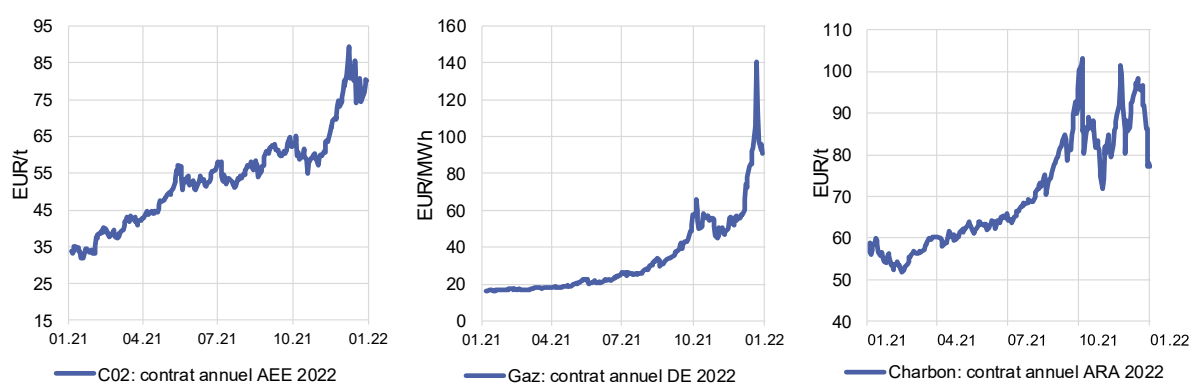


Figure 20: Évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA), du gaz (NCG) et du charbon (pour la région ARA) en 2021 pour les contrats annuels 2022. Source des données : EEX ET Refinitiv Power Research

La figure 21 montre que les prix du gaz et ceux de l'électricité sont le plus fortement corrélés. En particulier lorsque les prix sont très élevés, les variations des prix du gaz ont été déterminantes pour les mouvements des prix de l'électricité, car les centrales à gaz dictaient les prix. On observe un tassement

<sup>5</sup> Le 1<sup>er</sup> octobre 2022, Net Connect Germany (NCG) et la plateforme Gaspool ont fusionné pour former THE (Trading Hub Europe).

<sup>6</sup> EUA: European Emission Allowances (quotas d'émission de l'UE).

<sup>7</sup> NCG: prix de référence pour le prix du gaz allemand de l'exploitant de la zone de marché NetConnect Germany ou Trading Hub Europe.

<sup>8</sup> ARA: Prix de référence pour le charbon thermique livré à l'un des terminaux de transbordement du triangle Amsterdam-Rotterdam-Anvers, le principal marché du charbon en Europe.

des prix du charbon à partir d'un niveau de prix de l'électricité d'environ 100 EUR/MWh (une bonne corrélation entre les prix du charbon et ceux de l'électricité ne s'observe qu'en dessous de ce prix). Les prix du CO<sub>2</sub> ne sont bien corrélés avec ceux de l'électricité que dans des fourchettes de prix limitées et, sur l'ensemble de l'année, ils corréleront le moins avec eux. L'une des raisons en est que les coûts du CO<sub>2</sub> influencent nettement moins les coûts variables des centrales à gaz que les coûts du gaz, ce tout particulièrement lorsque les prix du gaz sont élevés.

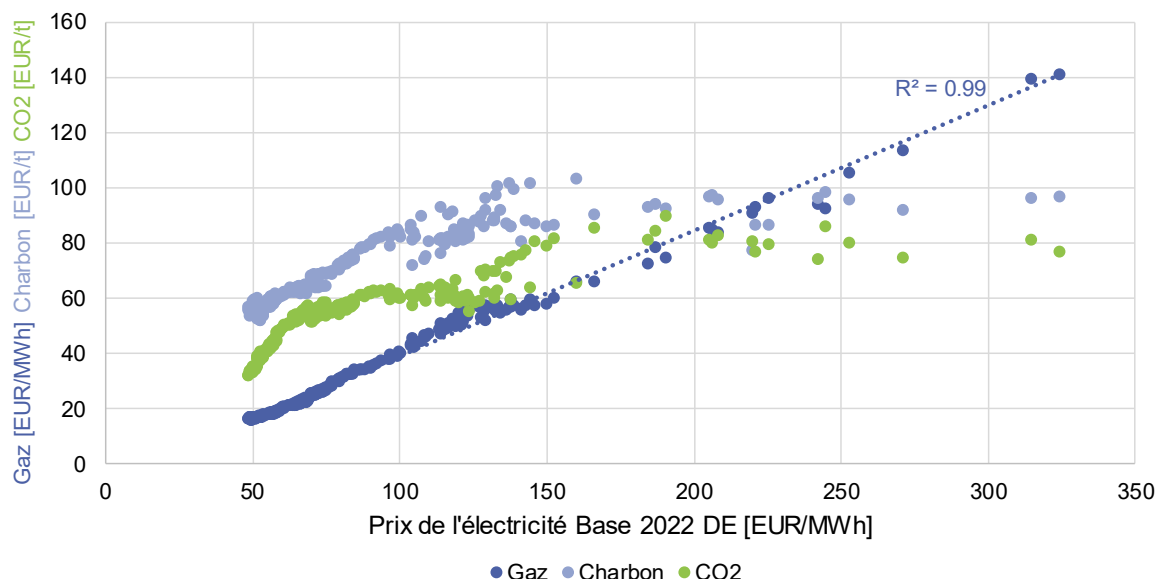


Figure 21: Corrélation entre les prix de l'électricité pour le produit Base 2022 (livré en Allemagne) et le gaz (Base 2022 NCG/THE), le charbon (Base API 2) et le CO<sub>2</sub> (EUA, déc. 2022)

Cependant, d'autres facteurs peuvent influencer les prix des marchés à terme. Par exemple, justement durant la phase de prix élevés à la fin de 2021, la disponibilité réduite des centrales nucléaires françaises a aussi contribué à la hausse des prix. En outre, s'agissant des produits à court terme du marché à terme, les prévisions météorologiques (température, vent, ensoleillement) ont une influence sur les prix.

### 2.3 Les prix spot effectifs ont-ils correspondu ces dernières années aux prix sur le marché à terme suisse ?

Les contrats à terme permettent de se prémunir contre les fluctuations de prix sur le long terme. Les producteurs peuvent couvrir les positions liées à leurs centrales électriques pendant plusieurs années à l'avance à un prix connu aujourd'hui. Sur le marché à terme, les services de distribution des fournisseurs d'électricité peuvent réserver les quantités d'électricité requises par leurs clients à un prix fixe et leur répercuter ce prix majoré de leur marge. Les grands consommateurs (par ex. les entreprises industrielles) peuvent également s'approvisionner en électricité à prix fixe directement sur le marché à terme.

Les enchères Day Ahead du marché spot permettent de clôturer des positions horaires sur la base de l'ordre du mérite.

Les marchés à terme reflètent les attentes des acteurs quant aux futurs facteurs d'influence fondamentaux et, partant, quant aux prix spots probables. Comme les contrats sont négociés sur le marché à terme jusqu'à trois ans à l'avance, qu'en trois ans les coûts des combustibles et les prix du CO<sub>2</sub> peuvent fortement fluctuer et que l'on table à long terme tant sur une production éolienne et solaire que sur une consommation conformes à la norme, il est évident que les prix du marché à terme ne correspondent pas toujours aux prix spot effectifs. L'analyse doit montrer l'amplitude des prix négociés au cours des

cinq dernières années sur le marché à terme suisse dans le cadre des contrats annuels, trimestriels et mensuels correspondants et elle doit indiquer finalement la moyenne des prix spot pour la période de livraison considérée.

Ci-après, l'attention porte uniquement sur les produits trimestriels.

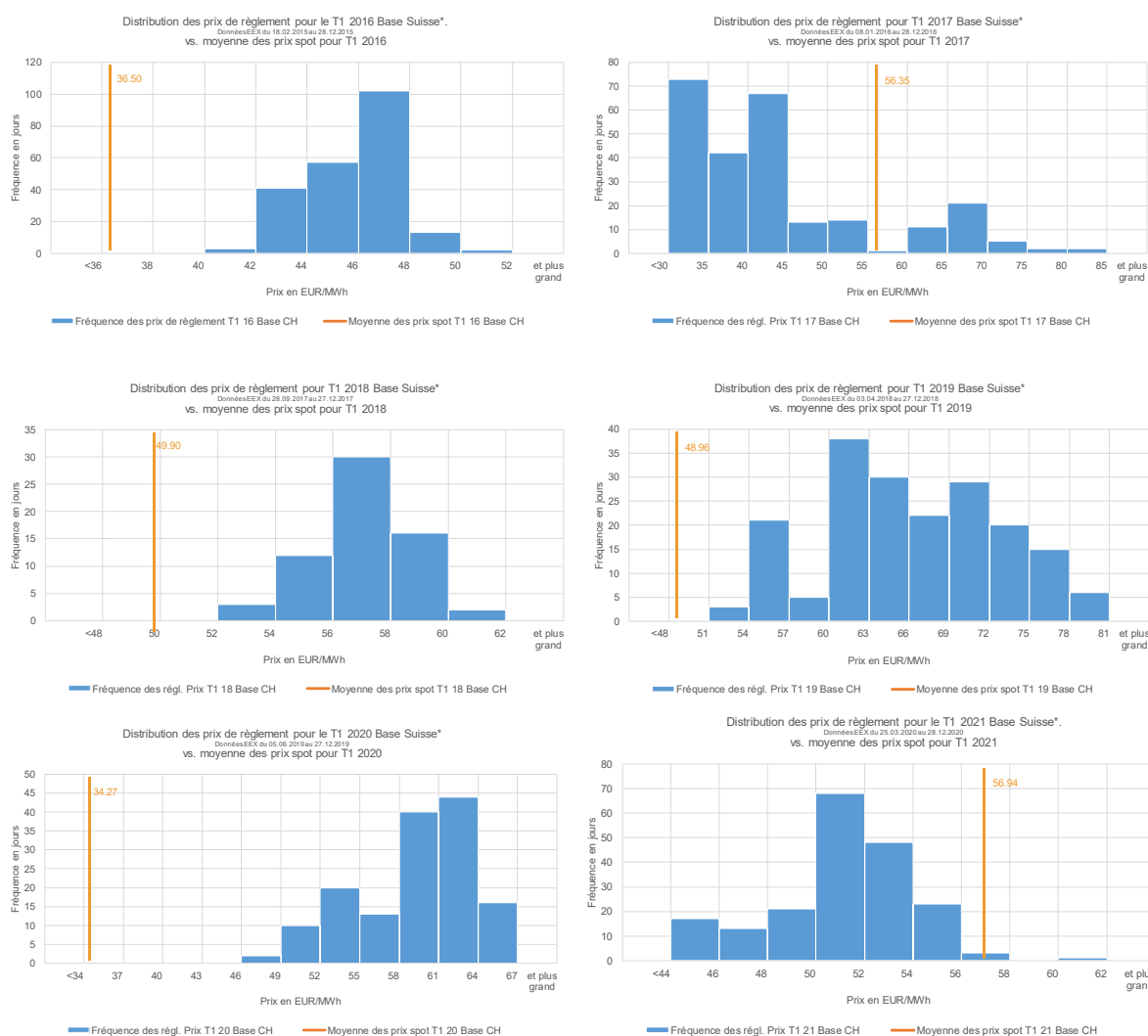


Figure 22: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au premier trimestre vs moyenne des prix spot au premier trimestre des années de livraison 2016 à 2021

Depuis 2016, sur le marché à terme, la tendance est à une surestimation des prix spot pour le premier trimestre (Q1) (cf. figure 22). Les prix spot effectifs au premier trimestre (Q1) des années de livraison 2016, 2018, 2019 et 2020 ont été nettement inférieurs au prix minimum négocié auparavant sur le marché à terme de l'EEX. L'année de livraison 2017, la moyenne des prix spot était de 56,35 EUR/MWh, soit dans la fourchette de prix négociés sur le marché à terme pour le premier trimestre 2017. Au premier trimestre 2021, le prix payé aux enchères Day Ahead était de 56,94 EUR/MWh, ce qui correspondait à la borne supérieure de la fourchette des prix négociés pour ce produit sur le marché à terme.

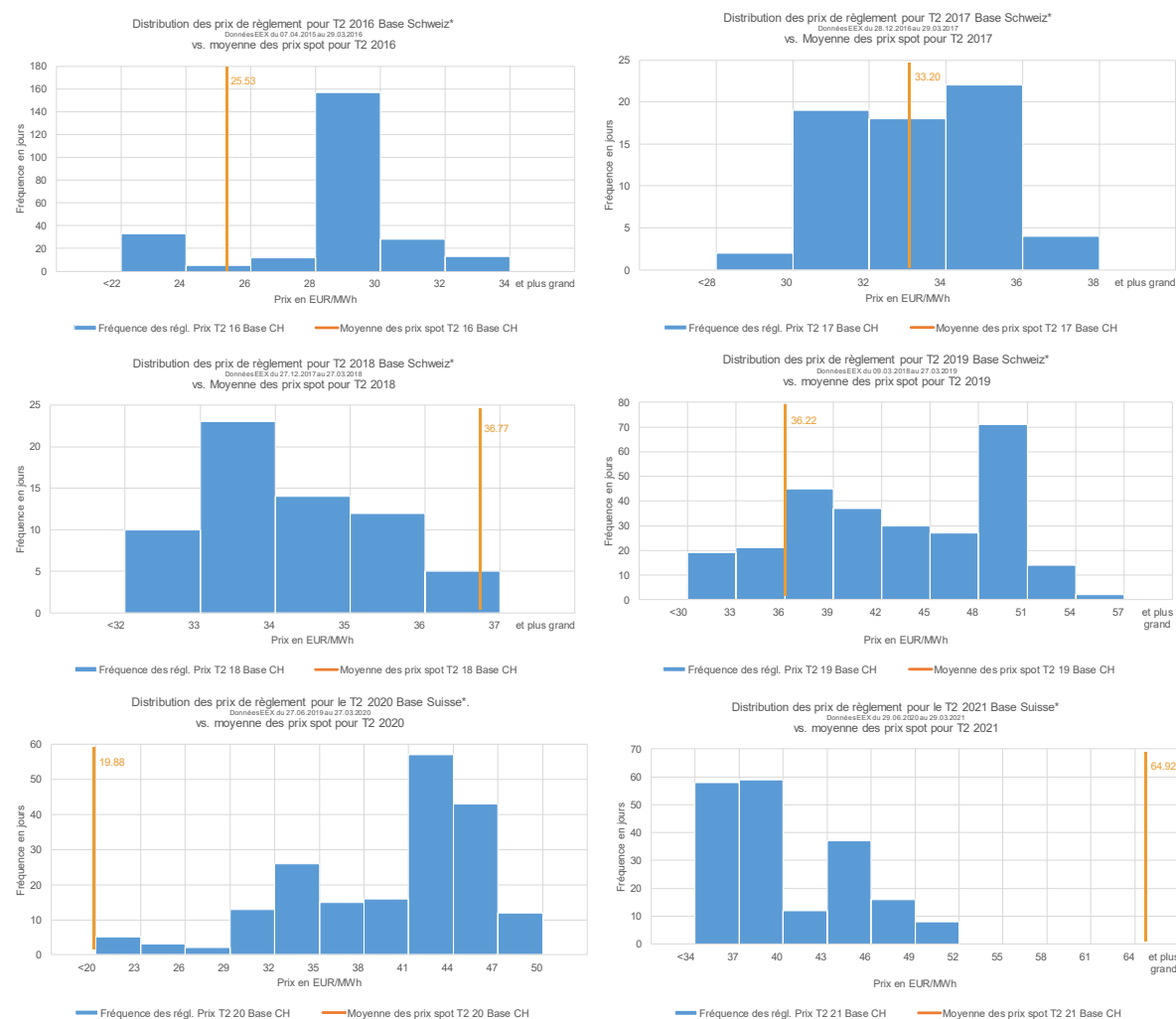


Figure 23: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au deuxième trimestre vs moyenne des prix spot au deuxième trimestre des années de livraison 2016 à 2021

La figure 23 révèle qu'hormis l'année covid 2020 et l'année de livraison 2021, la moyenne des prix spots au deuxième trimestre se situait dans la fourchette des prix négociés sur le marché à terme. Au deuxième trimestre 2021 (Q2 2021), la moyenne des prix spot était de 64,92 EUR/MWh, soit plus de 14 EUR/MWh au-dessus du prix maximum auquel ce produit de livraison avait été négocié sur le marché à terme (50,31 EUR/MWh).



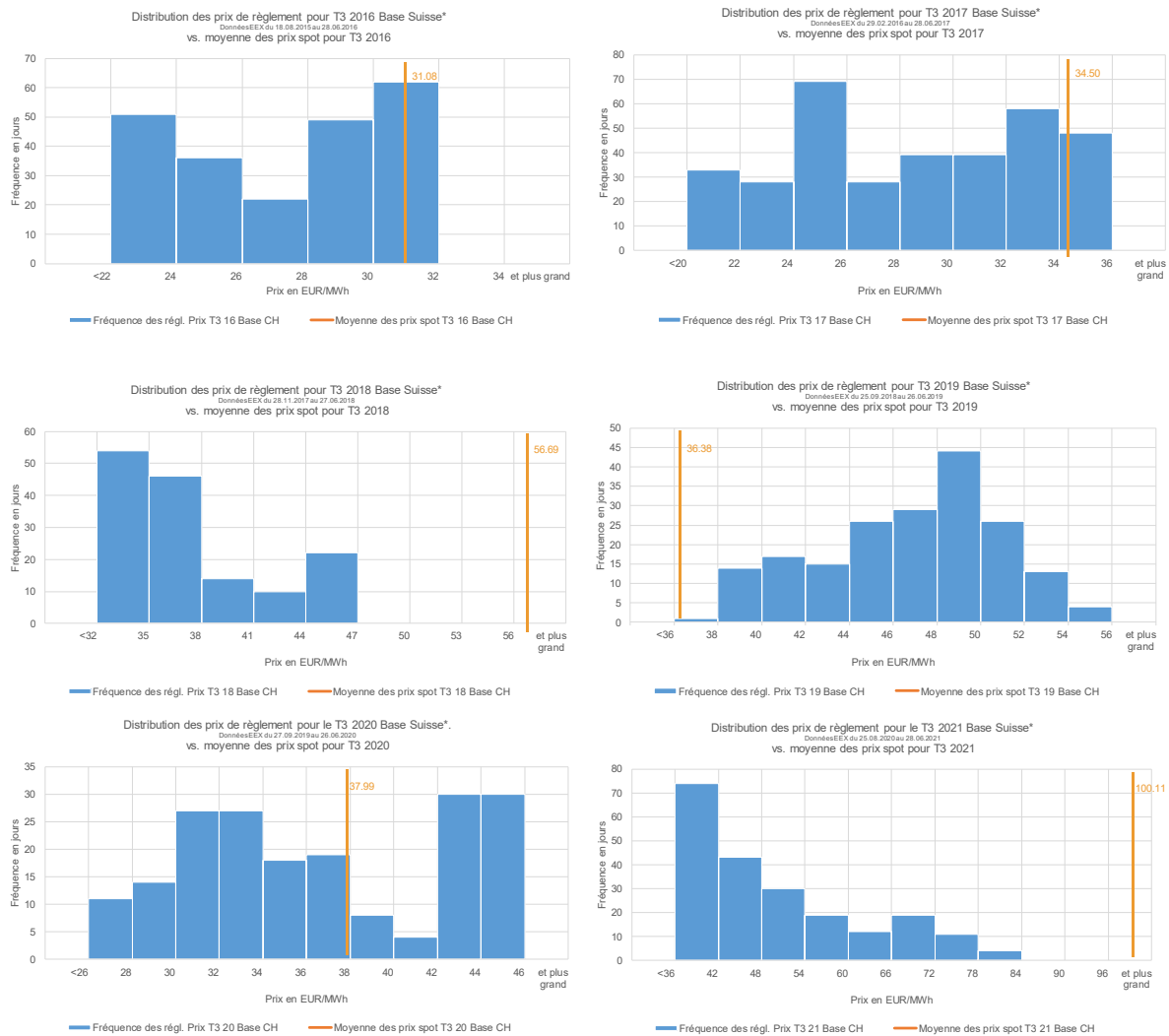


Figure 24: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au troisième trimestre vs moyenne des prix spot au troisième trimestre des années de livraison 2016 à 2021

La figure 24 montre déjà le niveau extraordinairement élevé des prix spot au troisième trimestre 2021 par rapport aux années précédentes. Il apparaît clairement ainsi qu'au troisième trimestre 2021, la moyenne des prix spot (100,11 EUR/MWh) était nettement plus haute que les prix qui avaient été négociés sur le marché à terme. Le prix de règlement le plus élevé pour ce produit à la bourse EEX était de 82,02 EUR/MWh. Les prix spot étaient encore de 18 EUR/MWh supérieurs.

Pour le troisième trimestre 2018 également, le marché à terme a nettement sous-estimé les prix spot. Pour les années de livraison 2016 et 2017, les prix spot effectifs se situaient à la limite supérieure de la fourchette de prix du marché à terme. Pour 2020, les prix spot se trouvaient dans la zone mitoyenne de la fourchette de prix. Quant au troisième trimestre 2019, les prix spot étaient inférieurs au niveau tendanciuellement attendu sur le marché à terme.

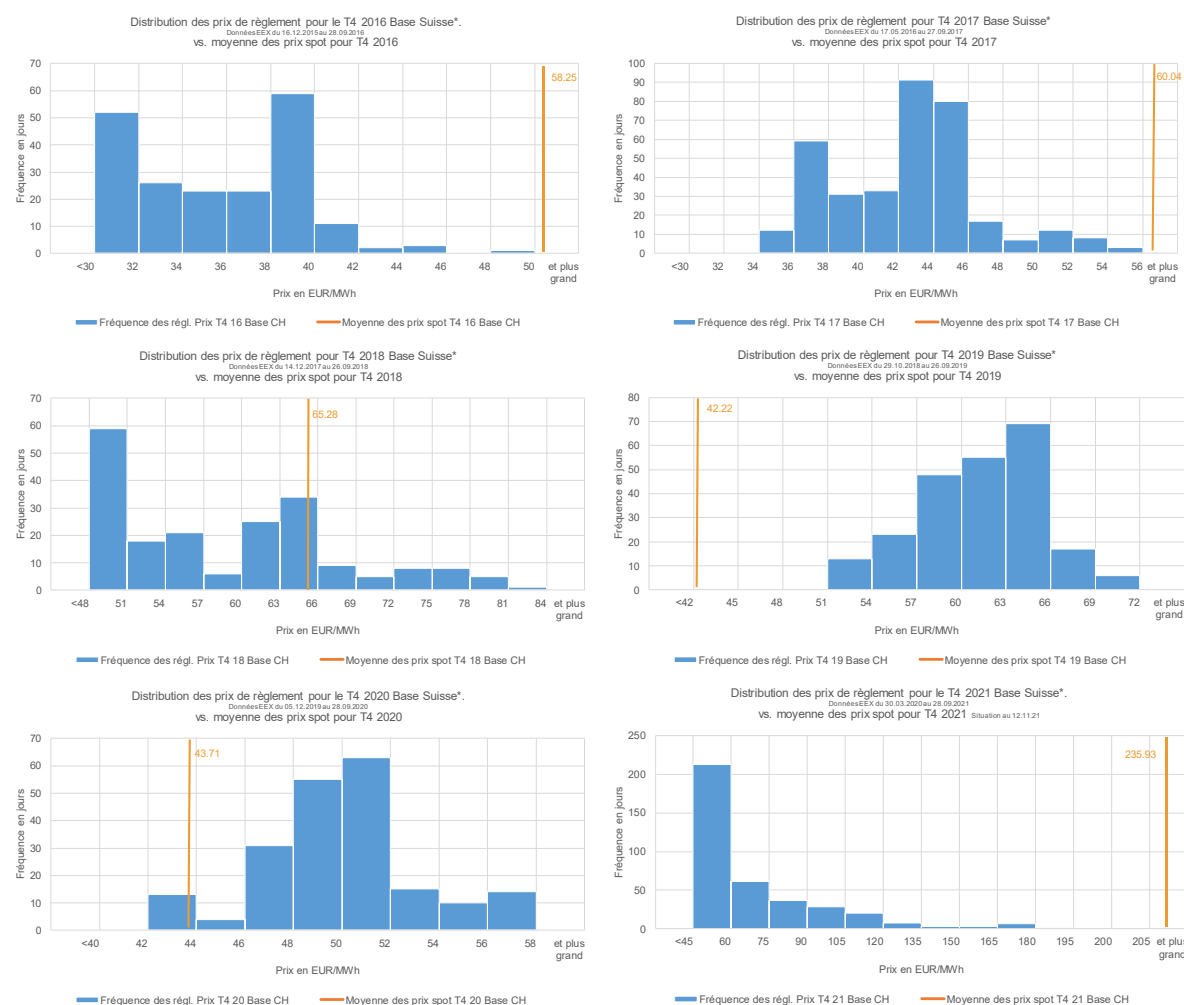


Figure 25: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au quatrième trimestre vs moyenne des prix spot au quatrième trimestre des années de livraison 2016 à 2021

Le quatrième trimestre de 2021 est également frappant (cf. figure 25) : la moyenne des prix spot, de 235,93 EUR/MWh, y est nettement au-dessus de la valeur maximale du marché à terme. S'agissant des années de livraison 2016 et 2017, le marché à terme a tendanciuellement sous-estimé les prix spot au quatrième trimestre, alors qu'il les a plutôt surestimés pour les quatrième trimestres de 2019 et de 2020.

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

#### 3.1 Travail d'analyse et statistique des analyses

En vertu de l'art. 26a OApEI, les acteurs du marché qui sont établis en Suisse (personnes morales ou le cas échéant physiques), qui participent à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et qui, en vertu du règlement REMIT, fournissent aux autorités de l'UE des informations, sont tenus de communiquer simultanément ces informations dans le même format également à l'EICom. Ces informations fournies à l'EICom comprennent les données relatives aux produits de négoce en gros, les données fondamentales et, si elles sont publiées, les informations privilégiées.

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. Le traitement et l'analyse des données collectées permettent d'évaluer ce qui se passe réellement sur les marchés de gros de l'électricité (européens).

Les activités d'analyse de la section Surveillance du marché sont accomplies à l'aide du système de monitoring du marché MMS (Market Monitoring System) : les données fournies sont traitées et évaluées selon des critères prédéfinis en recourant à des alertes, notamment sous l'angle d'éléments suspects qui pourraient révéler une manipulation du marché ou un délit d'initié.

Outre ses propres analyses, l'EiCom reçoit de la part des organes de surveillance des marchés organisés des renseignements relatifs aux particularités concernant les acteurs suisses du marché, à savoir les déclarations de transactions et d'ordres suspects (Suspicious Transaction and Order Reports, STORs).

En 2021, tout comme en 2020, trois incidents de ce type ont été portés à la connaissance de l'EiCom. Les informations et particularités communiquées dans les STORs sont examinées en détail et analysées le cas échéant à l'aide des informations supplémentaires dont dispose l'EiCom. Au besoin, selon les résultats de ces analyses et pour clarifier d'éventuelles questions, l'EiCom a directement pris contact avec les acteurs du marché concernés.

Outre les examens des STORs et les analyses de particularités, déclenchées par les alertes du MMS, l'EiCom a aussi réalisé certaines analyses ad hoc spécifiques à des thèmes (en 2021, elle a réalisé une analyse thématique de moins qu'en 2020).

Le présent rapport concernant la transparence du marché fournit, sous une forme succincte, une mise à jour quant à l'évolution des prix élevés. Surtout, les prix extraordinairement élevés du gaz et de l'électricité ainsi que leurs effets sur les gestionnaires de réseau, l'industrie et les consommateurs finaux ont fait l'objet d'un examen plus attentif. De plus, une analyse a été réalisée concernant les effets des réductions des capacités frontalières liées aux conditions de vent sur l'écart des prix Day Ahead entre l'Allemagne et la Suisse.

L'analyse détaillée des prix élevés de l'électricité en Suisse et dans l'UE de même que les explications sur l'utilisation des frontières suisses entre 2018 et 2021 seront discutées dans le rapport d'activité de l'EiCom 2021.

La figure 26 fournit une vue d'ensemble détaillée de l'activité d'analyse menée par la section Surveillance du marché.

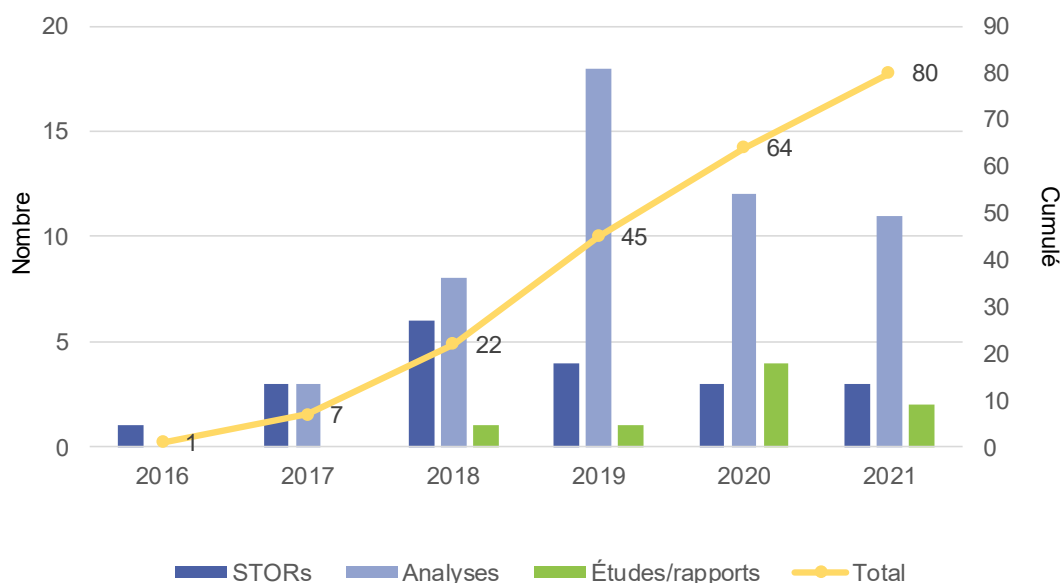


Figure 26: Vue d'ensemble des STORs reçus par l'EiCom

## 3.2 Analyses des évolutions de prix en 2021

### 3.2.1 Analyse de la chute du cours du Base allemand de l'année la plus rapprochée, survenue les 18 et 19 mai 2021 sur le marché à terme

Au premier semestre de 2021, la volatilité des prix sur le marché à terme n'était pas encore aussi forte qu'au second semestre. C'est pourquoi la chute du cours du Base allemand pour l'année la plus rapprochée a généré les 18 et 19 mai une alerte que la section Surveillance du marché a examinée de plus près.

Le 17 mai 2021, le produit Base livrable en Allemagne en 2022 était encore négocié entre 67,5 et 68,5 EUR/MWh. Le 18 mai au matin, les acteurs suisses du marché négociaient encore le Cal 22 Base allemand à 68,2 EUR/MWh. À 17h50, le même produit était négocié à 64,90 EUR/MWh, soit 3,3 EUR/MWh plus bas qu'à l'ouverture. Le 19 mai, la première opération apparaissait dans le système de monitoring du marché MMS à 64,15 EUR/MWh. Le même jour à 18h00, ce produit était négocié à 60,5 EUR/MWh.

Ainsi, en deux jours de négoce, le produit allemand pour l'année la plus rapprochée a perdu 7,7 EUR/MWh et il était 11,3 % plus bas le soir du mercredi 19 mai qu'il ne l'était encore le mardi matin. Cette forte variation du prix d'un produit annuel Base était déjà extraordinaire à ce moment-là, raison pour laquelle elle a fait l'objet d'un examen plus attentif. De même, les activités commerciales menées les deux jours mentionnés par les acteurs suisses du marché ont été analysées de plus près.

Les prix du CO<sub>2</sub> ont été le principal facteur de la forte variation de prix enregistrée sur le marché de l'électricité. La figure 27 illustre par intervalles de 30 minutes, pour la période du 03.05.2021 au 21.05.2021, l'évolution des prix contractuels du CO<sub>2</sub> livrable en décembre 2022. Cette figure montre bien que le prix du CO<sub>2</sub> était négocié autour de 57 EUR/t le 18 mai. Le prix était encore de 52 EUR/t en soirée. Le 19 mai, le prix contractuel tombait par moment en dessous de 50 EUR/t. Le 20 mai, il est remonté au-dessus de 50 EUR/t. Le volume de CO<sub>2</sub> négocié par contrat apparaît extraordinairement élevé tant le 18 que le 19 mai.



Figure 27: Prix contractuels du CO<sub>2</sub> livrable en décembre 2022 pendant la période du 03.05.2021 au 21.05.2021 (ligne orange) et volumes négociés dans le contrat correspondant (histogramme violet). Source des données : Refinitiv Coal Research

Le 18 mai était le jour précédant celui où la Grande-Bretagne a lancé son propre système d'échange de quotas d'émission (SEQUE). Des prises de bénéfices et l'externalisation d'opérations de couverture de fournisseurs exposés au SEQUE britannique ont sans doute causé cette forte pression à la vente. Bien qu'il n'y ait pas de lien entre le système d'échange de quotas d'émission britannique et celui de l'UE, l'important repli de mardi et de mercredi est vraisemblablement provenu de fournisseurs actifs en Grande-Bretagne qui ont profité du prix record pour céder leurs couvertures avant d'entrer dans le système britannique. La variation de prix sur le marché de l'électricité a donc suivi celle du marché du CO<sub>2</sub>, dont la réaction a été produite par des changements du système.

L'analyse révèle également que l'activité de négoce des acteurs suisses pour le Base allemand livrable en 2022 était plutôt importante entre le 18.05.2021 et le 21.05.2021 par rapport à la période qui a précédé et celle qui a suivi (cf. figure 28). Aucune particularité n'a toutefois été constatée.

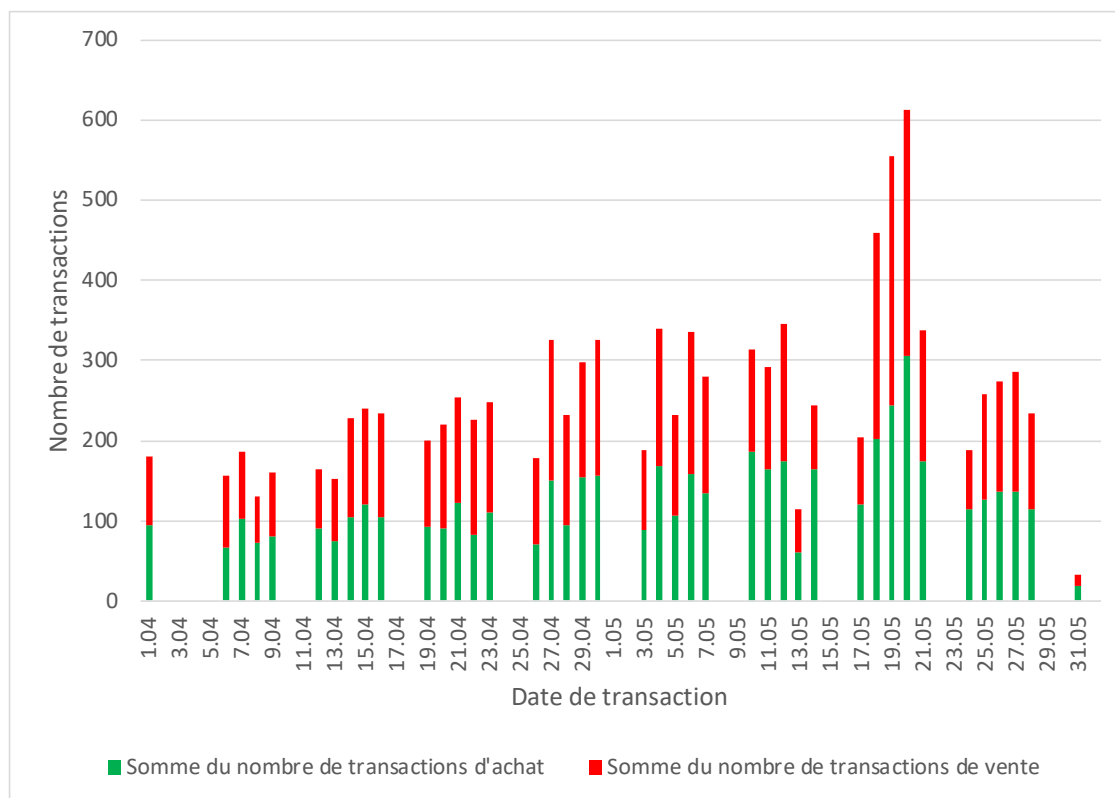


Figure 28: Nombre de transactions entre le 01.04. et le 31.05.2021 par les acteurs du marché suisses pour le Base allemand livrable en 2022

### 3.2.2 Analyse des prix extraordinairement élevés du gaz et de l'électricité ainsi que de leurs effets sur les gestionnaires de réseau, l'industrie et les consommateurs finaux

Dès le mois de septembre, la section Surveillance du marché a étudié les prix élevés du gaz et de l'électricité et analysé leurs effets possibles sur les gestionnaires de réseau, l'industrie et les consommateurs finaux. Dans un premier temps, l'analyse a brièvement montré de combien les prix du gaz et de l'électricité ainsi que ceux du charbon et du CO<sub>2</sub> ont augmenté depuis le début de l'année sur les marchés de gros de l'énergie. En outre, les raisons de ces hausses de prix ont été expliquées. Ce thème a été déjà traité au point 2.2, Rapport sur le marché à terme : rétrospective 2021.

Dans un deuxième temps, on a étudié les effets possibles sur les gestionnaires de réseau. En octobre, au Royaume-Uni, les conséquences des prix élevés étaient déjà critiques. Divers fournisseurs d'énergie ont alors déjà déposé leur bilan.

Pour les fournisseurs d'énergie suisses, la situation n'est pas aussi critique qu'à l'étranger. En Suisse, grâce à la méthode du prix de revient majoré (méthode « cost plus »), les fournisseurs d'énergie peuvent répercuter leurs coûts d'énergie sur les clients finaux de l'approvisionnement de base. De ce fait, dans l'approvisionnement de base, les incitations à spéculer (en n'ayant pas encore couvert, au moment de la publication des tarifs, la totalité des besoins d'approvisionnement de base pour l'année suivante) sont plutôt faibles. En Suisse, la plupart des petites entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) sont actives dans l'approvisionnement complet ou dans l'approvisionnement complet structuré. En choisissant l'approvisionnement complet, elles optent pour un modèle de fourniture dans lequel le prix convenu s'applique à la consommation sans que la quantité consommée ne soit fixée. Les prix leur sont donc connus avant la livraison et elles ne s'exposent pas à un risque de compensation. Leur fournisseur –

généralement une grande EAE ou un producteur – assume le risque de prix spot élevés / des prix de l'énergie d'ajustement. Les fournisseurs sont quant à eux souvent des producteurs qui bénéficient actuellement largement du haut niveau des prix.

Mais certains fournisseurs d'énergie qui n'avaient pas encore acheté toute la quantité d'énergie au moment de la publication des tarifs ont dû acheter à des prix nettement plus élevés que prévu (l'EiCom a reçu à tout le moins une demande écrite correspondante). De ce fait, les tarifs qu'ils avaient calculés, déjà approuvés par l'EiCom, pourraient être trop bas. Le secrétariat technique de l'EiCom s'appuie sur une pratique établie de longue date concernant les adaptations tarifaires postérieures ou en cours d'année. Selon cette pratique, une adaptation après coup des tarifs de l'énergie publiés n'est pas admissible. Ce principe découle d'une part du délai légal de publication des tarifs, qui pourrait être aisément déjoué par la possibilité d'adaptations a posteriori. En outre, les tarifs énergétiques publiés constituent des bases de décision pour les éventuelles décisions des consommateurs finaux (habilités à changer de fournisseurs) d'exercer leur droit au changement de fournisseurs. Dans le contexte actuel de hausse des prix de l'électricité, cette pratique interdit d'adapter les tarifs de l'énergie après leur publication à la fin d'août. Comme à l'accoutumée, le fournisseur d'énergie peut compenser les écarts entre le produit des tarifs et le coût d'achat effectif par les différences de couverture au cours des années suivantes.

Mais des variations aussi importantes des prix peuvent accroître les risques de crédit et de liquidité des entreprises suisses d'approvisionnement en énergie (grandes EAE et producteurs) très actifs sur le marché de gros. En Suisse, le négoce d'électricité s'effectue surtout hors cote (« over the counter, OTC »), bien que les transactions boursières aient augmenté ces dernières années. Cf. encadré ci-après : risques de liquidité liés aux activités de couverture (« hedging »).

Ces derniers temps, les risques de crédits ont également augmenté pour les fournisseurs suisses d'énergie. Si des contreparties font défaut pour cause d'insolvabilité, il se peut que des opérations à terme déjà conclues doivent être renégociées sur le marché à des conditions nettement plus chères. Ce peut être problématique du point de vue financier.

### **Risques de liquidité liés aux activités de couverture («hedging»)**

Pour se prémunir contre les importantes variations de prix et réduire ainsi le risque de marché, les exploitants de centrale électrique vendent leur production d'électricité sur le marché de gros trois ans déjà avant la livraison physique. Les futurs flux de liquidités sont ainsi mieux prévisibles et une certaine rentabilité est garantie. Mais réduire le risque de marché par une couverture signifie aussi accroître d'autres risques : le risque de crédit et le risque de liquidité. Si les ventes des positions d'une centrale électrique sont conclues de gré à gré sur le marché OTC (« over the counter »), le risque de crédit augmente. Si la transaction est effectuée en bourse, le risque de crédit est exclu, mais le risque de liquidité est entier. Des conventions supplémentaires EFET, comme l'annexe sur le soutien du crédit (Credit Support Annex), permettent de réduire les risques de crédit au détriment des risques de liquidité, comme à la bourse.

L'ECC est l'organisme de compensation pour la Bourse EPEX SPOT (marché spot) et la Bourse EEX (marché à terme). En sa qualité d'acteur central, l'ECC assume le risque de contrepartie pour toutes les affaires conclues sur ses marchés partenaires. En cas de défaillance d'un compensateur, l'ECC garantit les paiements aux compensateurs qui ne faillissent pas. La gestion du risque de contrepartie est donc une composante essentielle des affaires de l'ECC. Des sûretés financières sont exigées des acteurs du marché pour qu'ils puissent négocier en bourse. Les paiements liés à l'évaluation du marché sont qualifiés de marge de variation (« variation margin ») : les mouvements défavorables du marché génèrent des demandes de paiement, tandis que les mouvements favorables du marché constituent des actifs du compte sur marge (« margin account »). La marge de variation cumulée représente un bénéfice ou une perte : au jour de l'échéance, la marge de variation cumulée constitue la perte globale d'une position non rentable tenue jusqu'à son échéance et le bénéfice global d'une position bénéficiaire. Si un acteur du marché a vendu 1 MW Cal 22 Base (8760 MWh) à l'EEX et que le prix de l'électricité pour le produit annuel augmente de 100 EUR/MWh, l'acteur du marché doit fournir 876 000 EUR à titre de garantie, soit le montant du risque désormais encouru par la Bourse. Lors de la livraison de l'énergie, le montant de cette sûreté est restitué à l'acteur du marché. En outre, l'acteur du marché doit déposer au préalable une marge initiale (« initial margin ») à titre de sûreté pour le cas où le prix changerait fortement jusqu'à la livraison de l'électricité. La volatilité du marché joue un rôle important dans les calculs de la marge initiale.

Comme les prix de l'électricité ont fortement augmenté récemment, la valeur de marché des ventes réalisées antérieurement à l'EEX pour les futures livraisons d'électricité est nettement négative. Le prix pour les années de livraison 2022 et 2023 était nettement plus bas il y a deux ans. De ce fait, les bourses et les contreparties avec lesquelles une annexe de soutien du crédit a été signée exigent des versements de marge, afin de couvrir les pertes latentes sur opérations de couverture. Plus les variations de prix et par conséquent la volatilité du marché sont importantes, plus les versements de marge sont élevés. Il ne faudrait pas sous-estimer ce besoin de liquidités, car dans le pire des scénarios il pourrait conduire une entreprise à la faillite.

Il importe de comprendre que les centrales électriques (en particulier les centrales hydrauliques et les centrales nucléaires) ont gagné en valeur en raison du niveau élevé des prix. Comme les producteurs vendent généralement l'électricité jusqu'à trois ans à l'avance sur le marché à terme, l'augmentation des prix ne se manifeste positivement pour eux qu'avec du retard. S'agissant des liquidités, les défis sont posés par la réglementation boursière, puisque soudainement un nombre beaucoup plus important de sûretés doivent être déposées. Mais, dans le négoce de l'énergie, ces sûretés doivent être restituées aux acteurs du marché dès qu'ils ont livré l'électricité. L'argent ne se trouve guère sur un compte bloqué que jusqu'à l'accomplissement du contrat. Ce système, qui est censé protéger les acteurs du marché contre les préjudices financiers au cas où l'un d'eux ferait défaut, est donc justifié. Le défi consiste aujourd'hui à déterminer s'il faudrait éventuellement adapter le système, dans le domaine de l'énergie, afin d'empêcher que des entreprises rentables ne manquent de liquidités en cas de variations extrêmes des prix et que la sécurité d'approvisionnement ne s'en trouve menacée.

L'industrie, elle aussi, ressent le haut niveau des prix. À l'étranger, certaines entreprises industrielle et agricoles (notamment un important fabricant d'engrais) ont temporairement cessé de produire en raison de la cherté du gaz. Le géant européen de l'engrais, Yara International, a également annoncé réduire sa production d'ammonium de 40 % compte tenu des coûts élevés<sup>9</sup>. En ce qui concerne l'industrie suisse, les effets dépendent du nombre d'acteurs se trouvant directement dans le libre marché et des modalités de leur stratégie d'achat. S'ils ont déjà beaucoup acheté à l'avance sur le marché à terme, ils ressentent nettement moins l'augmentation des prix que si leurs coûts énergétiques reposent sur l'indice du marché Day Ahead. L'EiCom n'a pas connaissance, en Suisse, d'entreprises industrielles qui auraient cessé leur production en raison de la hausse des coûts énergétiques.

Divers entretiens informels ont été conduits avec des EAE pour estimer les conséquences des hausses du prix de l'énergie sur les clients finaux suisses. Ces hausses de prix sont répercutées par les tarifs, avec un décalage temporel, sur les clients finaux et les clients industriels. Cependant, si les tarifs des fournisseurs reposent seulement sur leurs coûts de revient, les changements de prix sur le marché de gros ne devraient pas impacter leurs tarifs.

### 3.2.3 Analyse de l'impact des réductions de capacités frontalières dues aux conditions de vent sur l'écart de prix Day Ahead entre l'Allemagne et la Suisse

En octobre 2021, pendant la forte augmentation des prix de l'électricité, il était frappant de constater que les différences de prix entre l'Allemagne et la Suisse atteignaient plus de 200 EUR/MWh dans les enchères Day Ahead. Plusieurs raisons l'expliquent.

Premièrement, il faut noter que les capacités de transport électrique d'Allemagne en Suisse dépendent beaucoup de la production électrique éolienne allemande. La figure 29 l'illustre.

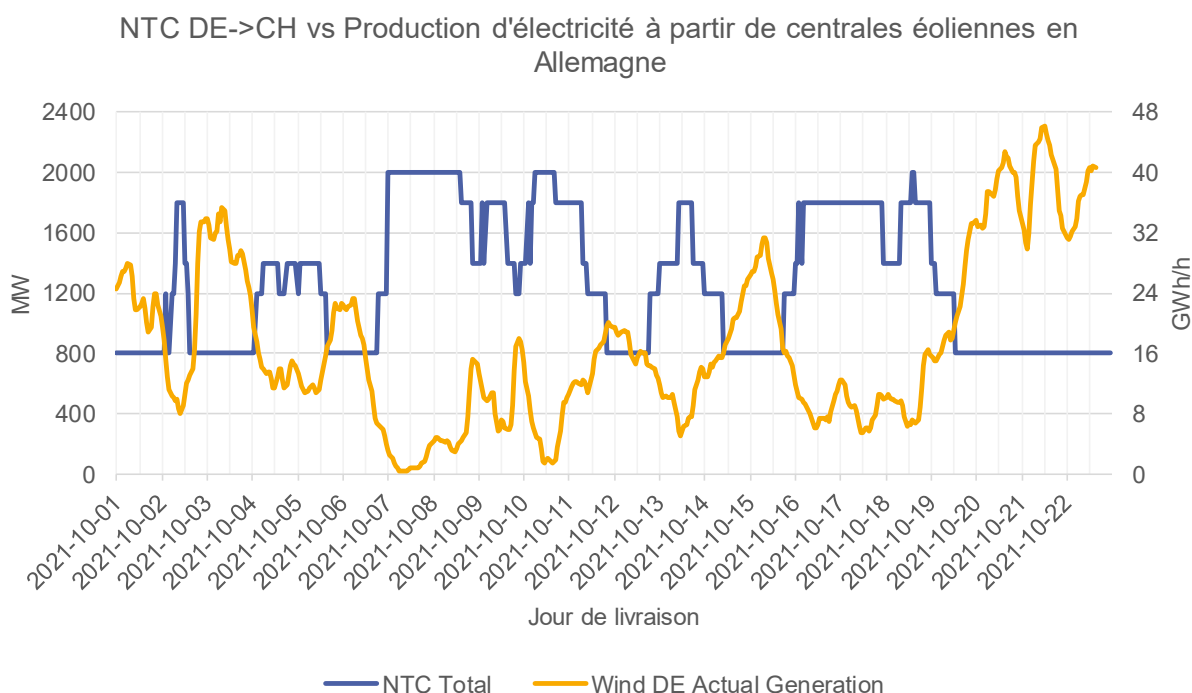


Figure 29: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) ; axe de droite : production électrique horaire des éoliennes allemandes (en mer et sur terre)

Plus la production électrique éolienne est importante, plus la capacité disponible pour importer de l'électricité d'Allemagne est restreinte.

<sup>9</sup> <https://www.agrarheute.com/markt/diesel/diesel-heizuel-strom-so-verdammt-teuer-585701>



La raison de cette diminution réside dans la sollicitation des réseaux. Si la Suisse demande beaucoup d'électricité (bon marché) allemande en cas de production éolienne importante en Allemagne, les capacités du réseau domestique allemand atteignent leurs limites de charge. L'électricité éolienne ne peut pas être transportée vers le sud et en Suisse. Des centrales électriques de réserve doivent donc produire de l'électricité dans le sud de l'Allemagne, afin de satisfaire la demande suisse. Il en résulte des coûts de réseau élevés pour l'Allemagne. Pour éviter cette situation, la capacité frontalière en direction de la Suisse est réduite en cas de forte production éolienne, de manière à empêcher d'importants flux électriques vers la Suisse.

La figure 30 montre que les différences de prix (« spreads ») étaient nettement plus grandes lorsque la capacité frontalière était réduite que lorsqu'elle était importante. Ce graphique montre aussi que le prix de la capacité frontalière de l'Allemagne vers la Suisse qui a été mise aux enchères la veille est également plus élevé lorsque l'offre de capacité (NTC Day-Ahead) est réduite.

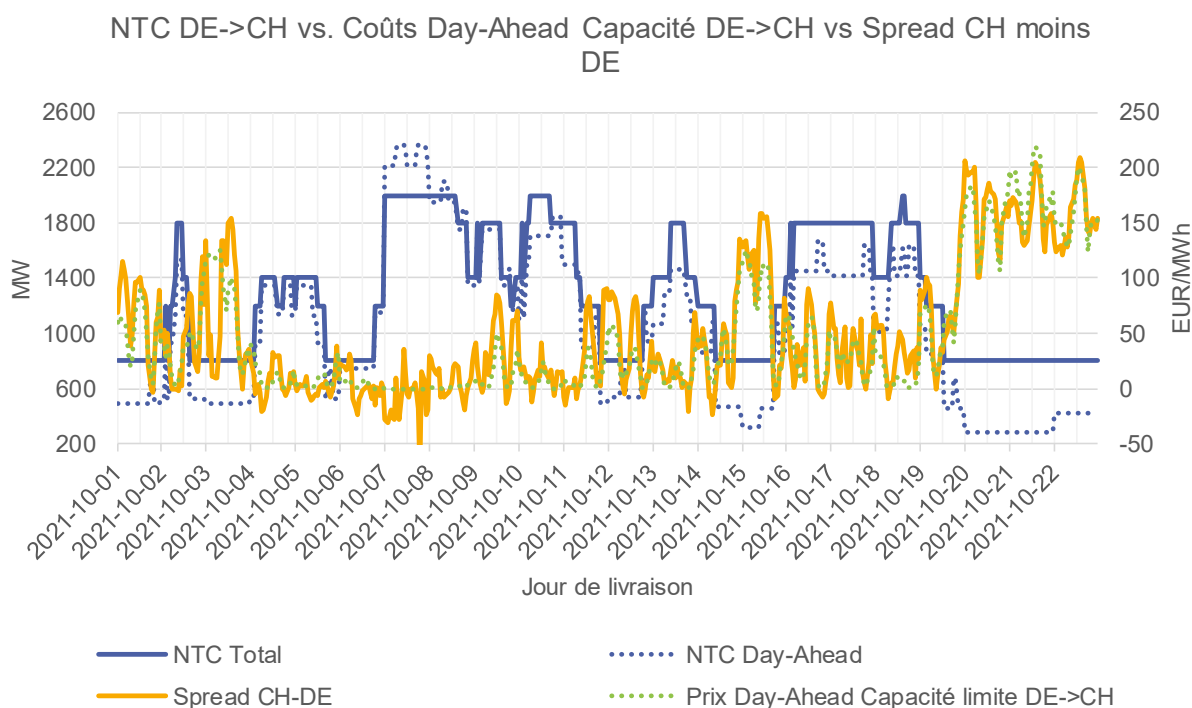


Figure 30: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) et capacité de transport frontalière DE ->CH mise aux enchères Day Ahead (NTC Day Ahead) ; axe de droite : coût de la capacité du réseau de transport (prix Day Ahead de la capacité frontalière) et différence des prix de l'énergie entre la Suisse et l'Allemagne pour les enchères Day Ahead entre le 01.10.2021 et le 22.10.2021.

S'il y a beaucoup de vent en Allemagne, les prix y sont généralement dictés par les centrales électriques alimentées à la lignite. En France et en Italie, par contre, si la demande est élevée et/ou que l'offre est faible, les coûts marginaux des centrales à gaz déterminent les prix. En octobre, les prix du gaz étant élevés, les coûts marginaux des centrales à gaz étaient nettement supérieurs à ceux des centrales alimentées à la lignite (figure 5).

Le prix en Suisse dépend quant à lui fortement des coûts marginaux des centrales hydroélectriques. Ces coûts marginaux sont fonction de la quantité d'électricité qui peut être importée de l'étranger, des prix de ces importations et du niveau des prix sur les marchés à terme européens. Une centrale hydroélectrique vend son électricité au meilleur prix possible, raison pour laquelle leurs offres aux enchères Day Ahead dépendent également du prix auquel se vend l'électricité sur les marchés à terme. En octobre, les prix ont fortement augmenté sur le marché à terme (cf. points 2.2 et 3.2.3).

Si la capacité frontalière de l'Allemagne vers la Suisse est réduite, il n'est pas possible d'importer suffisamment d'électricité allemande (bon marché) pour couvrir la demande suisse. La Suisse doit alors produire elle-même davantage de courant ou en importer d'autres pays à des prix plus élevés. Dans de

telles circonstances, le prix de l'électricité en Suisse s'aligne sur des niveaux de prix nettement supérieurs.

La rétrospective de la figure 31, qui présente la situation pendant la même période en 2020, montre que la réduction des capacités de transport frontalières (NTCs) en octobre 2021, alors que la situation des prix était tendue sur les marchés à terme, a induit des différences de prix nettement plus grandes entre la Suisse et l'Allemagne : en 2020, l'écart des prix de l'énergie est normalement resté inférieur à 50 EUR/MWh alors même que les capacités frontalières étaient réduites.

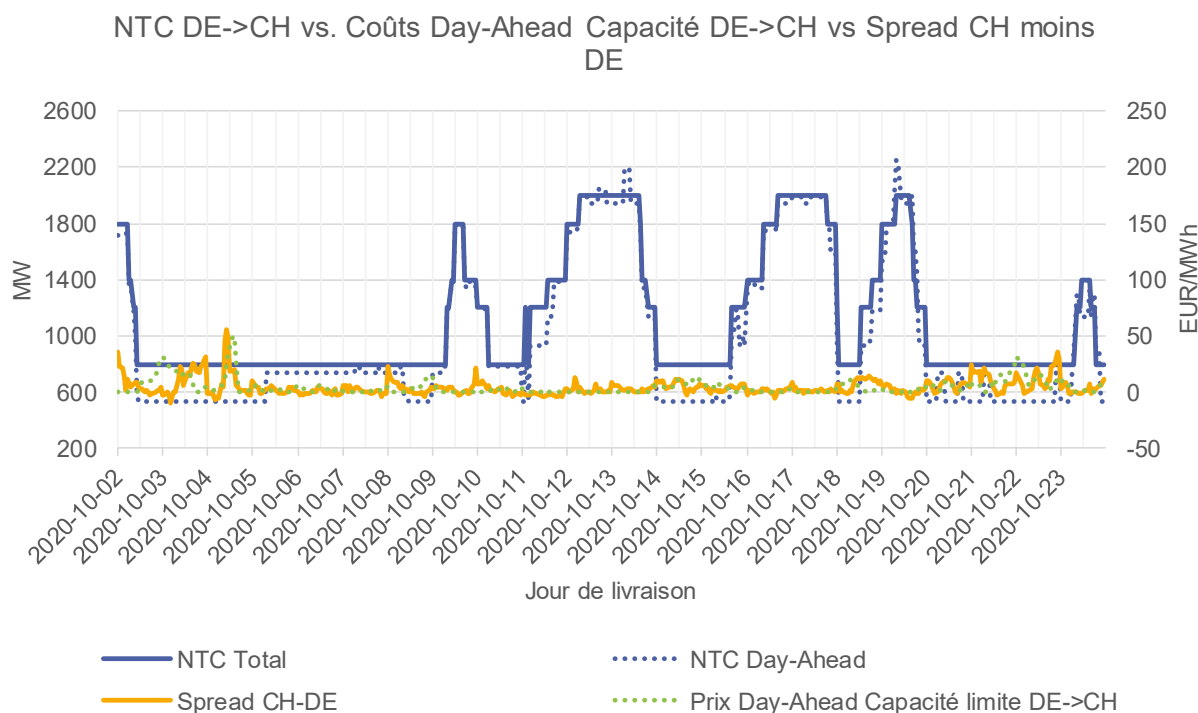


Figure 31: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) et capacité de transport frontalière DE->CH mise aux enchères Day Ahead (NTC Day Ahead) ; axe de droite : coût de la capacité du réseau de transport (prix Day Ahead de la capacité frontalière) et différence des prix de l'énergie entre la Suisse et l'Allemagne pour les enchères Day Ahead entre le 02.10.2021 et le 23.10.2021

Si la capacité d'importation de l'Allemagne vers la Suisse devait être réduite plus souvent, voire durablement, par exemple en raison de l'absence d'un accord sur l'électricité ou de la règle minRAM de 70 %<sup>10</sup>, il faudrait s'attendre non seulement à une détérioration de la sécurité d'approvisionnement, mais aussi à des différences de prix plus importantes et plus fréquentes par rapport à l'Allemagne, c'est-à-dire à des prix sensiblement plus élevés en Suisse.

## 4 La loi sur l'approvisionnement en électricité : la base légale de la surveillance du marché

La base légale de la surveillance du marché est définie aux art. 26a à 26c de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Ces articles prévoient que l'EiCom doit recevoir les mêmes données sur les transactions de produits de gros et la disponibilité des centrales électriques que celles transmises aux autorités de l'UE en vertu du règlement (UE) n° 1227/2011 (règlement UE REMIT). L'EiCom exploite un système d'information et peut traiter les données.

<sup>10</sup> Cf. rapport de l'EiCom [Prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'UE](#).

Dans ce contexte, le conseiller national Jürg Grossen a déposé le 7 décembre 2021, avec 17 cosignataires, une initiative parlementaire intitulée *Accroître la transparence et l'intégrité du marché de gros de l'électricité pour garantir des prix équitables aux consommateurs*<sup>11</sup>. Le libellé de l'initiative est le suivant:

*Le Conseil fédéral préparera et soumettra au Parlement les bases légales qui permettront d'assurer une surveillance efficace du marché de gros de l'électricité, et notamment de sanctionner les manipulations de marché et l'exploitation d'informations privilégiées.*

Cette initiative se justifie notamment par le danger que représentent les distorsions de prix dues aux délits d'initié et aux manipulations de prix non détectées. Les prix faussés envoient quant à eux des signaux erronés aux investisseurs, ce qui compromet les investissements dans les nouvelles sources d'énergie renouvelables, les investissements de renouvellement nécessaires et les opérations de rénovation des infrastructures d'approvisionnement en électricité. Des prix manipulés peuvent également se traduire par une augmentation des prix de l'électricité pour le consommateur final. Le découplage croissant du marché suisse de l'UE entraîne aussi une diminution de la liquidité du marché suisse, raison pour laquelle il est de plus en plus important de disposer d'un monitoring du marché de gros de l'électricité.

Cette initiative parlementaire vise à créer un marché suisse de gros de l'électricité transparent et intègre, qui puisse prévenir les comportements fautifs et garantir des prix équitables de manière à contribuer à un approvisionnement en électricité optimal du point de vue économique.

Au moment de la rédaction du présent rapport sur la transparence du marché, cette initiative parlementaire n'avait pas encore été traitée et la date de son traitement n'était pas encore connue. Une acceptation de l'initiative parlementaire permettrait à l'EiCom d'améliorer sa surveillance du marché de gros de l'électricité en Suisse. Ceci accroîtrait la crédibilité des signaux tarifaires et la confiance dans le bon fonctionnement d'un marché de gros équitable. En outre, la coopération avec les autorités de régulation des pays voisins dans le domaine de l'électricité s'en trouverait facilitée, puisque les bases juridiques de la Suisse seraient harmonisées avec celles de l'UE.

## **5 Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché**

### **5.1 Coopération en Suisse et à l'étranger**

Les échanges avec les autorités de régulation de l'énergie des pays environnants quant à la surveillance et à l'intégrité du marché se sont poursuivis virtuellement au cours de la deuxième année de pandémie de coronavirus. Ces réunions de coordination permettent de discuter diverses approches de surveillance et d'observation du marché, y compris des événements et développements actuels sur le marché. Vers la fin de l'année, les discussions ont prioritairement visé les effets du haut niveau des prix, non seulement de l'électricité mais surtout des autres matières premières, sur le marché et les acteurs du marché.

Une ou deux fois par an, les sections Surveillance du marché de l'EPEX Spot et de l'EiCom se rencontrent pour discuter de thèmes d'intérêt commun et pour échanger sur les actuels développements.

La rencontre bilatérale avec SIX, d'ordinaire annuelle, a eu lieu deux fois en 2021, parce que la surveillance du marché de SIX a été reprise par Christian Müller et que, de ce fait, de nouveaux systèmes sont en exploitation et que l'infrastructure a été adaptée. Lors de la deuxième rencontre, l'instrument de surveillance du marché, désormais basé sur l'intelligence artificielle, a été présenté en temps réel.

L'échange d'expériences méthodologiques annuel avec l'Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA) a notamment permis de thématiser l'utilisation accrue d'opérations algorithmiques et à haute fréquence ainsi que leur impact sur la surveillance du marché.

<sup>11</sup> <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20210510>

Des échanges thématiques avec Swissgrid ont eu lieu tout au long de l'année.

Les travaux dans le domaine européen se sont également poursuivis sans restriction. L'EiCom a continué de participer aux séances du groupe de travail pour l'intégrité et la transparence du marché (Market Integrity and Transparency Working Group, CMIT) du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of the European Energy Regulators, CEER). Cette année également, ce groupe de travail a mené auprès des autorités européennes de régulation (ANR) une enquête sur l'état de la mise en œuvre du règlement REMIT dans les États membres de l'UE. Même si la législation nationale et non pas REMIT s'applique en Suisse, l'EiCom soutient cette initiative depuis le début en participant à l'élaboration de l'enquête et, depuis cette année, à l'évaluation et à l'analyse des informations transmises. L'enquête menée cette année révèle que l'état de mise en œuvre du règlement REMIT évolue de manière très disparate dans les différents pays de l'UE, comme les années passées, en ce qui concerne les ressources en personnel allouées, l'équipement technique et les échanges avec l'ACER. Globalement, on relève des progrès, mais en raison de la pandémie de COVID-19 et des restrictions qui en ont résulté, le travail de surveillance des régulateurs européens de l'énergie a été entravé.

Par ailleurs, le secrétariat technique de l'EiCom a participé au forum REMIT, organisé cette année en ligne par l'ACER. La conférence se concentrait principalement cette année sur les 10 ans de REMIT. Ce jubilé a fourni l'occasion de célébrer, de retracer le chemin parcouru, de considérer les réalisations, de relever les problèmes et de se tourner vers l'avenir en visant ce qu'il faudrait faire pour améliorer le système de régulation. Dans ce contexte, on a surtout discuté des principaux futurs défis de REMIT ces deux à trois prochaines années, comme le transfert des activités de négoce vers des marchés à l'horizon toujours plus rapproché et, partant, vers des marchés plus flexibles. Dans le cadre des différents groupes, on a discuté des meilleures approches envisageables pour relever ces défis. On a également ouvertement abordé la question de savoir s'il faudrait un REMIT II et l'on a discuté des adaptations à réaliser, parmi celles proposées, et de la forme qu'il conviendrait de leur donner.

Dans ce contexte, l'ACER a engagé une procédure de demande d'informations supplémentaires auprès des opérateurs du marché de l'électricité désignés (*Nominated Electricity Market Operators*, NEMOs), qui veillent au couplage intrajournalier unique sur le marché (*Single Intraday Coupling*, SIDC). Ces informations sont nécessaires pour reconstituer la dynamique du négoce et la perspective locale sur le carnet de commandes commun du SIDC, afin de permettre à l'ACER d'accomplir complètement son mandat de surveillance des marchés de gros de l'électricité conformément à l'art. 7 du règlement REMIT. La mise à disposition des informations pertinentes à l'ACER lui permet de surveiller efficacement, selon les directives prévues par le règlement REMIT, l'intégrité et la transparence du marché européen de gros, en particulier du marché intrajournalier unique.

Comme la surveillance et l'intégrité du marché représentent un domaine thématique transfrontalier, les échanges thématiques avec les sections de surveillance du marché des autres régulateurs revêtent une grande importance. L'EiCom continue donc d'entretenir ces échanges également sur le mode virtuel.

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

Les effets de la pandémie de coronavirus ont également affecté les activités d'observation du marché en 2021. Malgré l'obligation temporaire du télétravail, les activités opérationnelles et le monitoring du marché de gros de l'électricité suisse ainsi que les activités des acteurs suisses du marché dans l'Union européenne ont été maintenus dans une salle sécurisée (contrairement à certaines autorités de régulation de pays environnants).

Un moment fort a été l'organisation de l'atelier de surveillance du marché, qui avait été annulé un an plus tôt en raison de la pandémie de coronavirus. Comme prévu l'année précédente, l'atelier était placé sous la devise : « Trading algorithmique – conséquences dans le négoce de l'énergie ». Il a eu lieu pour

la première en ligne le 28 mai 2021. Dans la première partie de cet atelier ont été présentés les principaux aspects du rapport 2020 relatif à la transparence du marché ainsi que deux analyses actuelles de la surveillance du marché. La deuxième partie de la manifestation se concentrait sur le négoce algorithmique de l'énergie en l'éclairant sous divers angles. Dans ce cadre, le négoce algorithmique a été considéré du point de vue académique et les effets sur les transactions boursières d'un recours accru aux algorithmes ont été présentés. En outre, l'EiCom a présenté les résultats de l'enquête sur l'utilisation d'algorithmes dans le négoce de l'électricité par des acteurs du marché suisses et sa communication sur le trading algorithmique. Pour terminer, l'Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA) a présenté un cas REMIT lié à l'utilisation d'algorithmes dans le commerce du gaz en Allemagne et le responsable de la compliance d'un acteur du marché a présenté des exemples pratiques. Plus certains marchés ne pourront être desservis que par des algorithmes, plus le risque sera grand que de petites entreprises ne puissent plus participer au marché parce que le coût d'établissement d'un algorithme est trop important. Un sondage ultérieur a révélé qu'une mise à jour de l'enquête de 2019 sur l'utilisation d'algorithmes dans le négoce de l'énergie serait d'un grand intérêt. Il serait très intéressant de voir comment les chiffres évoluent au fil des années.

Il était aussi intéressant d'observer les effets sur les prix du marché de l'éclipse solaire partielle survenue le 10 juin 2021 aux heures de midi. On a observé en Allemagne, aux heures de midi, un petit pic sur le marché Day Ahead lors duquel le prix du marché est passé de 73 EUR/MWh à 82 EUR/MWh. Le fait que les effets sur les prix n'ont pas été aussi forts que pendant la dernière éclipse de soleil est intéressant. Cette dernière éclipse s'était manifestée clairement dans les prix intrajournaliers. Ces effets plus faibles sur les prix de marché sont vraisemblablement dus à ce qu'il existe désormais de nombreuses possibilités d'absorber à court terme les changements d'injection et de besoins (par ex. les enchères intrajournalières de 15 minutes la veille et de meilleures prévisions grâce auxquelles les acteurs du marché sont mieux préparés). En Suisse, toutefois, les effets sur le prix Day Ahead ont été à peine perceptibles en raison des faibles quantités d'énergie photovoltaïque injectées.

Sur le marché de gros, les prix spot et du marché à terme ont fortement augmenté surtout à partir d'août 2021 (le Base suisse pour l'année civile 2022 était négocié aux environs de 52,5 EUR/MWh au début de l'année et notait 229 EUR/MWh à la fin de 2021). C'est pourquoi, à partir de cette période, les questions de journalistes et de clients finaux sont devenues plus nombreuses concernant les effets du niveau élevé des prix de l'électricité et du gaz sur les tarifs des clients finaux. Toutes les questions ont reçu une réponse complète. Le point 3.2.2. apporte des explications supplémentaires quant aux éléments contextuels de ces évolutions de prix.

Outre les rapports hebdomadaires sur les marchés spot et à terme, enrichis de commentaires sur le marché, et du rapport Transparence du marché en 2020, 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 tant du côté de la production que du côté de la consommation. Ces documents sont publiés sur la page web de l'EiCom à la rubrique « Rapports et études ».

## 6 Perspectives

Les prix de gros resteront-ils à leur niveau élevé actuel ? L'avenir le dira. Les prévisions à long terme sont très incertaines s'agissant de l'évolution d'importants facteurs influençant les prix comme la crise ukrainienne, le début des livraisons de gaz par le nouveau gazoduc Nordstream 2, la disponibilité des centrales nucléaires françaises, les décisions politiques relatives au marché du CO<sub>2</sub>, les températures, l'ensoleillement et les conditions de vent. Actuellement, le marché ne croit pas encore à une détente, si l'on en juge selon les prix du produit annuel 2023, encore négocié aujourd'hui nettement au-dessus de 100 EUR/MWh.

Eu égard à la hausse et à la volatilité des prix vers la fin de 2021, on peut se demander si, outre le monitoring des aspects de la production et du réseau sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement, il ne faudrait pas observer aussi dans quelle mesure les exigences commerciales et financières des

bourses et des organismes de compensation n'engendrent pas un problème systémique susceptible de menacer la sécurité de l'approvisionnement.

Les règles appliquées en matière de marge depuis la crise financière peuvent impliquer, lorsque les prix sont élevés et que les volatilités sont fortes sur le marché, des exigences de liquidités (journalières) extraordinairement importantes. Le problème des négociants en énergie est qu'ils ne disposent pas, contrairement aux banques, de grandes quantités de liquidités, car leurs liquidités sont engagées.

Les organismes de compensation centraux et les bourses sont soumis à la réglementation du marché financier de l'UE. Ils ne peuvent donc pas octroyer de dérogation aux négociants en matières premières. Afin d'éviter de tels développements sur le long terme, il pourrait s'avérer nécessaire d'éventuellement adapter les directives relatives aux opérations de compensation en faveur des négociants en matières premières ou d'évaluer la possibilité que les organismes de compensation puissent adapter les paramètres de leurs modèles de marge dans les situations extrêmes, en accord avec leurs autorités de surveillance et dans un cadre prescrit.

Actuellement, l'EiCom n'est pas en mesure de déceler et d'estimer à l'avance de telles évolutions du marché et leurs éventuelles conséquences, car les opérations sur le marché de l'électricité (ordres et transactions) avec la Suisse pour pays de livraison ne sont pas couvertes à ce stade par les art. 26a ss OApEI et elles ne font donc pas l'objet de rapports à l'EiCom. Par conséquent, celle-ci ne peut pas assumer cette tâche. La révision prochaine de la LApEI, prévue pour 2022, offre une occasion de changer cette situation.

En 2021 également, certains nouveaux cas de manipulation du marché ont été relevés sur le marché de gros de l'énergie de l'UE. L'ACER a ouvert 61 nouveaux cas et clôturé 41 cas jusqu'à la fin du troisième trimestre 2021. À l'échelle de l'UE, on observe une augmentation du nombre de sanctions pour violation des dispositions de REMIT, certaines se traduisant par de lourdes peines pécuniaires.

Dans ce contexte, il est intéressant que l'Ofgem ait sanctionné un troisième cas de manipulation de marché concernant la mise à disposition d'informations trompeuses aux exploitants de système sur le marché des compensations. En se fondant sur REMIT, les autorités de régulation de l'UE peuvent, en décelant de tels cas, identifier des mécanismes de marché constituant potentiellement une menace pour la sécurité de l'approvisionnement et réduire le risque de comportements fautifs à l'avenir.

Dans la perspective d'un développement de REMIT, la question a été posée de savoir s'il faut centraliser davantage les compétences d'application et harmoniser les sanctions. REMIT devrait être développé, afin de conserver la confiance dans les marchés. Dans ce contexte, l'établissement des rapports REMIT pourrait bénéficier d'une plus grande flexibilité lors du relevé des données. Par exemple, une flexibilité accrue pour le domaine de l'application, les définitions sous-jacentes et les modalités de communication des données permettrait à REMIT de mieux rester en phase avec les développements du marché, certains de ces développements étant générés par la plus forte intégration du marché (par ex. le couplage du marché, le développement du SIDC et l'apparition de plateformes sur les marchés de compensation). C'est pourquoi le nombre des fichiers de données faisant l'objet de rapports continuera d'augmenter au cours des années à venir. Le recours accru au négoce algorithmique et le développement technologique – intelligence artificielle (AI), apprentissage automatique, etc. – entraînera des changements supplémentaires.

## Liste des figures

Figure 1: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EiComau 31.12.2021 .....	4
Figure 2: Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès des autorités de régulation de l'UE .....	5
Figure 3: Données communiquées depuis que l'obligation de rendre compte est en vigueur. Les données fondamentales contiennent les données de production des centrales électriques, les données de consommation, la disponibilité des capacités frontalières, les flux commerciaux frontaliers, les avis de panne d'infrastructures électriques, etc. ....	7
Figure 4: Répartition des contrats standards entre négoce à court terme et marché à terme .....	8
Figure 5 : Coûts marginaux des centrales électriques alimentées à la lignite (rouge) , à la houille (gris) et au gaz (vert) sur la base des produits pour le charbon, le gaz et le CO <sub>2</sub> négociés pour le mois le plus rapproché .....	10
Figure 6: Prix spot mensuels moyens aux enchères Day Ahead suisses. Source des données : EEX	10
Figure 7: Prix Base Day Ahead pour la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), l'Autriche (AT) et la France (FR). Source des données : EEX .....	11
Figure 8: Courbe de durée des prix Day Ahead en Suisse, 2021 et 2020 .....	12
Figure 9: Volatilité actuelle des prix Base Day Ahead en Suisse et en Allemagne. Source des données : EEX.....	13
Figure 10: Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production .....	14
Figure 11: Niveau des lacs de rétention suisses en 2021 et 2020. Source des données : OFEN .....	14
Figure 12: Production des centrales nucléaires françaises en 2021 par rapport à 2020. Source de données : Refinitiv Power Research .....	15
Figure 13: Production des centrales éoliennes allemandes en 2021 vs valeurs standards. Source des données : Refinitiv Power Research .....	15
Figure 14: Charge résiduelle vs prix horaire Day Ahead en Allemagne en 2021 : Source des données : EEX, ENTSO-E .....	16
Figure 15: Flux commerciaux nets aux frontières suisses. Source des données : EEX.....	17
Figure 16: Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne. Source des données : ENTSO-E.....	17
Figure 17: Total des flux commerciaux nets en 2021 aux frontières de la Suisse. Source des données : ENTSO-E .....	18
Figure 18: Évolution des prix de l'électricité en 2021 dans le cadre des contrats Base pour 2022 (par souci de mieux illustrer la forte progression des prix au dernier trimestre, la figure du bas présente la période du 1.10. au 31.12.2021. Source des données : EEX.....	19
Figure 19: Évolution des prix de l'électricité en 2021 dans le cadre des contrats Base de livraison en Suisse entre 2022 et 2024. Source des données : EEX.....	20
Figure 20: Évolution des prix du CO <sub>2</sub> (EUA), du gaz (NCG) et du charbon(pour la région ARA) en 2021 pour les contrats annuels 2022. Source des données : EEX ET Refinitiv Power Research .....	21
Figure 21: Corrélation entre les prix de l'électricité pour le produit Base 2022 (livré en Allemagne) et le gaz (Base 2022 NCG/THE), le charbon (Base API 2) et le CO <sub>2</sub> (EUA, déc. 2022) .....	22
Figure 22: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au premier trimestre vs moyenne des prix spot au premier trimestre des années de livraison 2016 à 2021.....	23
Figure 23: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au deuxième trimestre vs moyenne des prix spot au deuxième trimestre des années de livraison 2016 à 2021 .....	24
Figure 24: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au troisième trimestre vs moyenne des prix spot au troisième trimestre des années de livraison 2016 à 2021 .....	25
Figure 25: Distribution des prix de règlement EEX pour le produit Base CH au quatrième trimestre vs moyenne des prix spot au quatrième trimestre des années de livraison 2016 à 2021 .....	26
Figure 26: Vue d'ensemble des STORs reçus par l'EiCom .....	27
Figure 27: Prix contractuels du CO <sub>2</sub> livrable en décembre 2022 pendant la période du 03.05.2021 au 21.05.2021 (ligne orange) et volumes négociés dans le contrat correspondant (histogramme violet). Source des données : Refinitiv Coal Research.....	28
Figure 28: Nombre de transactions entre le 01.04. et le 31.05.2021 par les acteurs du marché suisses pour le Base allemand livrable en 2022 .....	29

Figure 29: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) ; axe de droite : production électrique horaire des éoliennes allemandes (en mer et sur terre).....	32
Figure 30: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) et capacité de transport frontalière DE ->CH mise aux enchères Day Ahead (NTC Day Ahead) ; axe de droite : coût de la capacité du réseau de transport (prix Day Ahead de la capacité frontalière) et différence des prix de l'énergie entre la Suisse et l'Allemagne pour les enchères Day Ahead entre le 01.10.2021 et le 22.10.2021.....	33
Figure 31: Axe de gauche : capacité de transport frontalière totale DE->CH (NTC totale) et capacité de transport frontalière DE->CH mise aux enchères Day Ahead (NTC Day Ahead) ; axe de droite : coût de la capacité du réseau de transport (prix Day Ahead de la capacité frontalière) et différence des prix de l'énergie entre la Suisse et l'Allemagne pour les enchères Day Ahead entre le 02.10.2021 et le 23.10.2021.....	34

## Liste des tableaux

Tableau 1: Liste des RRM affiliés à l'EICOM au 31 décembre 2021 .....	6
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 .....	9



## Glossaire

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
ACM	Autoriteit Consument & Markt (régulateur néerlandais)
AM	Apprentissage machine
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
BNetzA	Bundesnetzagentur (régulateur allemand)
CEER	Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of the European Energy Regulators)
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 (groupe de travail du CEER pour l'intégrité et la transparence du marché)
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 («futures»))
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Platform (plateforme de l'EEX sur la transparence)
EICom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
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)
EUA	Quotas d'émission de l'UE (European Union Emission Allowances)
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
IA	Intelligence artificielle
IIP	Plateforme d'information privilégiée (Inside Information Platform)
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NCG	Prix de référence pour le prix du gaz allemand de l'exploitant de la zone de marché NetConnect Germany
NEMO	Opérateur du marché de l'électricité désigné (Nominated Electricity Market Operator)
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l'énergie
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (régulateur britannique)
OMP	Marchés organisés (Organised Market Places)
OTF	Système organisé de négociation (Organised Trading Facility)
PIIEC	Projets importants d'intérêt européen commun
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
REMIT	Réglementation concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)
RRM	Fournisseur de données externes affiliés (Registered Reporting Mechanism)
SIDC	Couplage de marchés unique intrajournalier (Single Intraday Coupling)

STOR	Déclarations de transactions et d'ordres suspects (Suspicious Transaction and Order Report)
Terna	Gestore della rete di trasmissione italiana (gestionnaire de réseau italien)
TIM	Transparence et intégrité du marché (Market Integrity and Transparency, MIT)
TTF	Point de négoce virtuel du réseau gazier néerlandais et prix de référence pour le marché du gaz aux Pays-Bas
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
URE	Urząd Regulacji Energetyki (régulateur polonais)
VPP	Centrale électrique virtuelle (Virtual Power Plant)
XBID	Marché infra-journalier transfrontalier (Cross-Border Intraday)