



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Commission fédérale de l'électricité ElCom**

---

# **Transparence du marché en 2022**

## **Rapport de l'ElCom**

---

Berne, juin 2023

## Table des matières

<b>Avant-propos de Sita Mazumder .....</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>9</b>
<b>2.1    Rapport sur le marché spot : rétrospective 2022.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2    Rapport sur le marché à terme – rétrospective 2022.....</b>	<b>24</b>
<b>2.3    Rapports hebdomadaires au Conseil fédéral.....</b>	<b>31</b>
<b>3      Activités de l'ElCom en matière de surveillance du marché .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1    Statistique des analyses 2022.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2    Travaux d'analyse en 2022 .....</b>	<b>33</b>
3.2.1 Analyse de l'impact des énergies renouvelables sur les volumes et les prix des marchés Day-Ahead et Intraday en Suisse, en Allemagne et en France.....	33
3.2.2 Analyse des volumes de transactions à la bourse EEX (volumes de transactions réalisées à la bourse vs volumes de transactions compensées à la bourse) .....	36
3.2.3 Trois Light Reporting Case EPEX SPOT .....	39
3.2.4 Rapports sur les rampes en cas de pannes de centrales électriques.....	40
<b>4      Suivi des liquidités .....</b>	<b>41</b>
<b>4.1    Calcul des paramètres de marge à des fins de suivi de l'évolution des liquidités d'un portefeuille de référence.....</b>	<b>41</b>
<b>4.2    Rapports mensuels internes concernant le marché de gros et la situation en matière de liquidités des acteurs suisses du marché .....</b>	<b>43</b>
<b>4.3    Décisions de l'ElCom concernant la transmission de données relatives à des opérations de négoce d'électricité conclues.....</b>	<b>43</b>
<b>4.4    Nouvelles tâches de surveillance inscrites dans la LFiEI.....</b>	<b>44</b>
<b>5.      Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE) .....</b>	<b>45</b>
<b>6.      Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché .....</b>	<b>46</b>
<b>6.1    Coopération en Suisse et à l'étranger.....</b>	<b>46</b>
<b>6.2    Autres activités en lien avec la transparence et la surveillance .....</b>	<b>47</b>
<b>7.      Perspectives .....</b>	<b>47</b>
<b>Liste des illustrations .....</b>	<b>49</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>50</b>
<b>Glossaire .....</b>	<b>51</b>

## Avant-propos de Sita Mazumder

L'année 2022 a été marquée par la guerre en Ukraine. Le conflit a fait exploser les prix de l'énergie et mis la sécurité de l'approvisionnement face à de grands défis, non seulement en Suisse mais aussi dans toute l'Europe. Les tâches supplémentaires qui en ont résulté ont beaucoup occupé la section Surveillance du marché de l'EICOM. Parmi ces tâches, citons la collaboration au sein de nouvelles entités, l'établissement de rapports de suivi supplémentaires – notamment les rapports hebdomadaires destinés au Conseil fédéral – ainsi que le soutien apporté à d'autres services internes et externes dans l'exécution de leurs tâches et projets de surveillance. Cela n'a pourtant pas empêché l'EICOM d'élaborer, en sus des rapports et analyses habituels, les études ci-dessous.

### **Analyse de l'impact des énergies renouvelables sur les volumes et les prix des marchés Day-Ahead et Intraday en Suisse, en Allemagne et en France (mai 2022)**

Présentée au ch. 3.2.1, cette étude analyse les effets du développement des énergies renouvelables sur les volumes négociés et les prix du marché de gros. Elle montre que ce développement réduit les importations et augmente par conséquent la sécurité de l'approvisionnement en électricité. De plus, en raison de l'essor des énergies renouvelables et du développement des stratégies de négociation automatisées, le marché Intraday a beaucoup gagné en popularité auprès des acteurs du marché. Enfin, l'analyse visait à montrer comment les volumes négociés et les prix ont évolué sur les marchés à court terme ainsi que sur les marchés Day-Ahead et Intraday pour les livraisons en Suisse, en Allemagne et en France.

### **Analyse des volumes négociés sur EEX (volumes négociés versus volumes compensés) (octobre 2022)**

Résumée au ch. 3.2.2, l'analyse présente les volumes négociés ou enregistrés en 2022 à la Bourse européenne de l'énergie (European Energy Exchange, EEX) pour les marchés de l'électricité suisse, allemand, français et italien par rapport aux années précédentes. Petit avant-goût : la Suisse se distingue des autres pays.

Assurer le suivi du marché suisse reste un défi, car les données nécessaires à cet effet ne sont pas toutes disponibles. Le Conseil fédéral entend donc créer davantage de transparence grâce à la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE), qu'il a mise en consultation le 16 décembre 2022. Cette loi obligera les acteurs du marché de gros de l'électricité en Suisse à communiquer à l'EICOM des informations concernant leurs transactions et leurs ordres. Elle interdira en outre formellement les opérations d'initiés et les manipulations de marché. La LSTE représente la première étape du dispositif réglementaire qui remplacera la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI), dont la validité expire fin 2026.

Enfin, deux thématiques de première importance – les liquidités et la sécurité de l'approvisionnement – ont fait ressortir les liens étroits existant entre la réglementation des marchés financiers et celle des marchés de l'énergie. Les échanges de l'EICOM avec l'autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA) se sont donc intensifiés, ce dont il faut se féliciter. Ceux avec les autres autorités nationales de régulation (ANR) de l'Union européenne ont par contre quelque peu diminué, par manque de ressources de part et d'autre.

Certaine que le présent rapport sur la transparence du marché vous livrera un aperçu intéressant de la surveillance du marché par l'EICOM, je vous en souhaite une agréable lecture.

*Sita Mazumder*

# 1 Surveillance du marché en Suisse : faits et chiffres

En application de l'art. 26a<sup>bis</sup> 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 physiques) qui participent à un marché de gros de l'électricité dans l'Union européenne (UE) et sont tenus, en vertu du règlement (UE) n° 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 (ElCom). Cela inclut l'enregistrement auprès de l'ElCom (art. 26a<sup>bis</sup>, al. 4, OApEI) et la transmission des données d'enregistrement correspondantes.

Depuis le début des obligations de fournir des informations et de s'enregistrer, qui sont nées avec l'entrée en vigueur du règlement REMIT en 2015 et – pour les entreprises électriques ayant leur siège en Suisse et participant aux marchés de l'UE – avec l'application subséquente de l'art. 26a<sup>bis</sup>, al. 4, OApEI, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom n'a cessé d'augmenter. En 2022, huit nouvelles entreprises ont rempli leur obligation de s'enregistrer en vue d'assurer la communication de leurs données conformément aux art. 26a<sup>bis</sup> ss OApEI. Pour quatre d'entre elles, le processus d'enregistrement a été clos dans l'année, si bien que fin 2022, comme le montre la Figure 1, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom était passé à 86. Il n'y a pas eu de désenregistrements en 2022.

Une liste des entreprises électriques établies en Suisse et enregistrées auprès de l'ElCom en application de l'art. 26a<sup>bis</sup>, al. 4, OApEI est disponible sur le site web de l'ElCom, section Surveillance du marché. Cette liste est mise à jour deux fois par année.

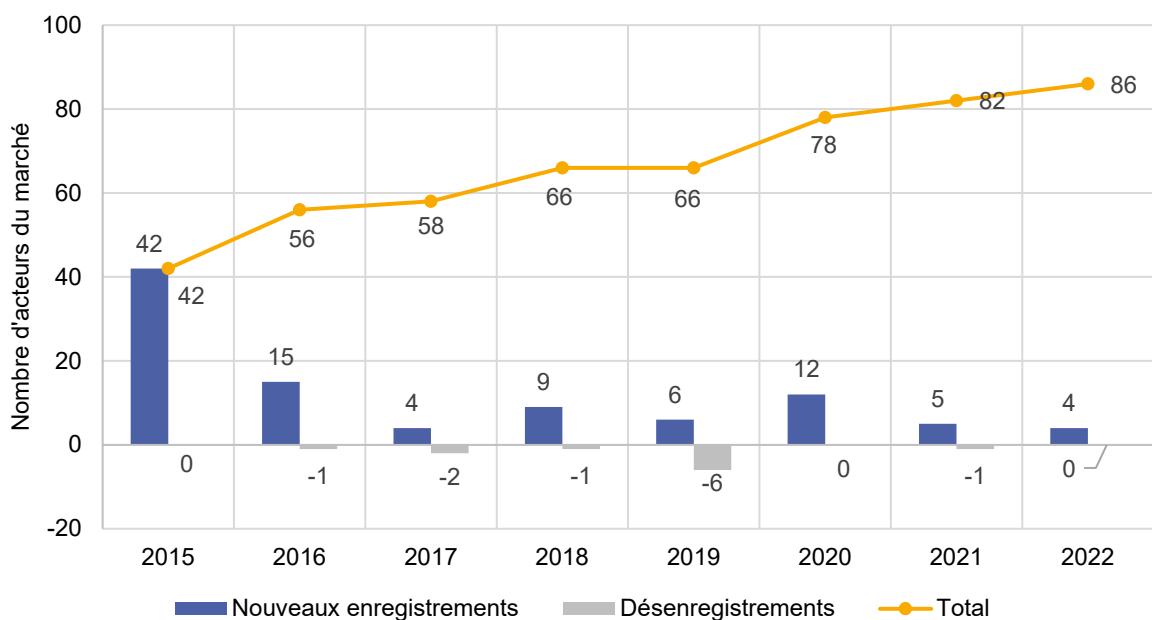


Figure 1 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'ElCom au 31 décembre 2022<sup>2</sup>

Les changements observés en 2022 par rapport à l'année précédente concernent non seulement le nombre d'acteurs du marché enregistrés, mais également leur répartition selon le pays où ils ont procédé à leur enregistrement REMIT initial. Comme les années précédentes, le régulateur allemand *Bundesnetzagentur* (BNetzA) figure en première position : il a été choisi par plus de la moitié des acteurs

<sup>1</sup> Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, [EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](http://EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex (europa.eu)), état : 1<sup>er</sup> février 2022

<sup>2</sup> Lorsqu'il n'y a pas d'indication de la source des données, il s'agit d'évaluations de l'ElCom basées sur ses propres données.

du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse. Suit le régulateur néerlandais *Autoriteit Consument & Markt* (ACM), qui a délogé l'autorité de régulation britannique *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) de la deuxième position. L'Ofgem est en effet passée du deuxième au sixième rang en raison du Brexit : les acteurs du marché qui avaient effectué leur enregistrement REMIT initial auprès du régulateur britannique avant la sortie du Royaume-Uni de l'UE ont dû, fin 2021, se réenregistrer auprès de l'autorité de régulation d'un État membre de l'UE et, par conséquent, se réinscrire également auprès de l'EICOM avec le nouveau code ACER attribué par cette autorité. Si l'Ofgem figure encore dans la vue d'ensemble des acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EICOM au 31 décembre 2022, c'est parce que le réenregistrement de trois des acteurs concernés – ayant tous leur siège à Londres – auprès d'un autre régulateur n'était pas encore clos. Cela devrait cependant être très rapidement le cas<sup>3</sup>.

Comme l'année précédente, l'autorité de régulation italienne *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) occupe la troisième position, avec toujours huit enregistrements, de nouveau suivie par le régulateur français *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) avec sept acteurs suisses du marché, soit un de plus qu'en 2021. Le nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'autorité autrichienne *Energie-Control GmbH* (E-Control) est resté le même, à savoir cinq. Quant aux régulateurs polonais *Urząd Regulacji Energetyki* (URE) et espagnol *Comisión Nacional de Energía* (CNE), ils comptent chacun un enregistrement de plus d'un acteur du marché établi en Suisse. Il ressort en outre de la vue d'ensemble du nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès des autorités de régulation de l'UE en 2022 que l'on en trouve désormais un enregistré auprès de l'autorité irlandaise et un autre auprès de l'autorité belge. Enfin, la vue d'ensemble inclut une entreprise qui n'exerce des activités de négoce qu'en Suisse, mais s'est néanmoins enregistrée volontairement auprès de l'EICOM en 2016 (voir la Figure 2).

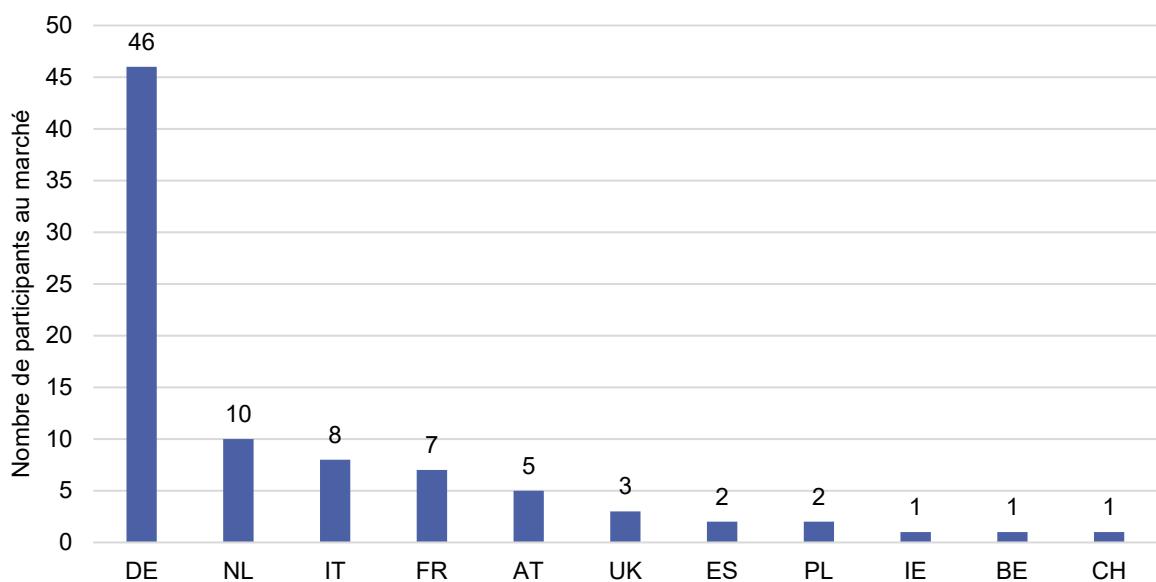


Figure 2 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès des autorités de régulation de l'UE

En 2022 également, les informations sur les opérations de négoce d'énergie réalisées sur les marchés de l'électricité de l'UE par les acteurs du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse ont été transmises exclusivement par l'intermédiaire de fournisseurs de données externes, appelés *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), eux-mêmes connectés à la base de données de l'EICOM. Comme le

<sup>3</sup> Selon l'art. 9, par. 5, REMIT, les acteurs du marché communiquent rapidement à l'autorité de régulation nationale tout changement survenu en ce qui concerne les informations fournies dans le formulaire d'enregistrement (voir aussi [Questions and answers on REMIT \(europa.eu\)](#), 19 janvier 2023). Cela vaut aussi pour l'enregistrement auprès de l'EICOM. Chaque acteur du marché enregistré auprès de cette dernière doit donc veiller en permanence à ce que les données d'enregistrement transmises à l'EICOM soient à jour. Les changements, quels qu'ils soient, doivent être immédiatement saisis dans l'outil d'enregistrement de l'EICOM.

montre la vue d'ensemble disponible sur le site web de l'ElCom, section Surveillance du marché, et reproduite dans le Tableau 1 ci-dessous, le nombre de RRM est resté inchangé en 2022.

Il n'est toujours pas permis aux acteurs du marché de transmettre directement à l'ElCom les données soumises à l'obligation de fournir des informations, à moins qu'ils n'aient obtenu le statut de RRM, délivré en bonne et due forme par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), comme ce fut le cas pour Total Gas & Power Ltd.

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 enregistrés auprès de l'ElCom au 31 décembre 2022

En 2022, un nouveau RRM a présenté une demande de connexion à la base de données de l'ElCom et le processus de connexion était toujours en cours à la fin de l'année. Il convient de souligner que ce processus ne dure généralement pas plus de deux mois. Selon la rapidité et le succès des tests réalisés sur les différents environnements informatiques, il est même parfois plus court, rarement plus long. Une telle prolongation du délai est en particulier observée lorsque l'acteur du marché concerné choisit un RRM qui n'est pas encore connecté aux systèmes informatiques de l'ElCom. Le cas échéant, l'acteur du marché doit charger le RRM de prendre contact en avance avec l'ElCom et de remplir le formulaire de demande (*Access Form for Registered Reporting Mechanisms*) disponible sur le site web de cette dernière. Il s'agit de lancer ainsi le processus de connexion du RRM suffisamment tôt pour garantir que la transmission des données à l'ElCom puisse démarrer au moment voulu et sans accrocs.

Il faut également rappeler que le lancement du processus de connexion d'un RRM par l'ElCom a pour condition indispensable que le RRM soit déjà certifié en tant que tel par l'ACER et enregistré auprès d'elle.

Les acteurs du marché nouvellement enregistrés, ayant leur siège ou leur domicile en Suisse et soumis à l'obligation de fournir des informations, qui choisissent un RRM figurant sur la liste des RRM de l'ElCom sont tenus d'informer explicitement le RRM que le reporting à l'ElCom fait partie intégrante de son mandat et de co-signer un contrat séparé ou une annexe au contrat principal le stipulant expressément. Sans ce mandat explicite, il arrive fréquemment que les données ne soient pas transmises à l'ElCom.

Outre les données relatives aux transactions commerciales déclarées par les RRM, l'ElCom reçoit les données fondamentales et les publications sur les informations privilégiées. Celles-ci lui parviennent par ses propres interfaces avec les plateformes pour la transparence du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSOE-E) et respectivement de la Bourse européenne de l'énergie (European Energy Exchange, EEX).

Pour la déclaration des informations privilégiées, les acteurs du marché peuvent également se servir d'autres plateformes pour la transparence, dites *Inside Information Platforms* (IIP). La seule condition pour que les déclarations qui y sont publiées soient également acceptées par l'ElCom est que la plateforme concernée ait été auditee par l'ACER et qu'elle figure sur la liste des IIP agréées par cette dernière, à disposition sur le portail REMIT. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, une déclaration par l'intermédiaire

du site web de l'entreprise ou des médias sociaux peut être utilisée comme source supplémentaire pour la publication d'informations privilégiées, mais n'est actuellement plus suffisante ni efficace.

À l'époque, les acteurs du marché ayant leur siège ou leur domicile en Suisse avaient été informés par courrier électronique de cette nouveauté dans les règles de l'ACER relatives à la publication d'informations privilégiées et invités par la même occasion, après avoir sélectionné la plateforme pour la transparence dont ils entendaient se servir pour publier leurs informations privilégiées, à adapter les indications correspondantes dans l'outil d'enregistrement de l'EICOM. Deux ans plus tard, un petit nombre d'entreprises n'ont toujours pas rempli cette obligation. Début 2023, elles ont donc été sommées une dernière fois de procéder à cette adaptation.

Il est recommandé aux entreprises qui, selon leur propre estimation et selon toute probabilité, n'accéderont jamais à des informations privilégiées – ni dans le cadre de leurs propres activités ni par l'intermédiaire de tiers –, de saisir dans l'outil d'enregistrement de l'EICOM, à l'endroit réservé à la déclaration de la plateforme pour la transparence dédiée à la publication des informations privilégiées, l'indication <http://na>, pour *non applicable*.

Pour garantir une observation rigoureuse du marché, la section Surveillance du marché recueille également d'autres informations. Les prix de clôture pour l'électricité, le gaz et le CO<sub>2</sub> sur l'EEX et sur l'EPEX SPOT ou les prix du charbon de Refinitiv, par exemple, servent de références pour ses différentes études et analyses. En 2022, sont venues s'y ajouter les données de la chambre de compensation European Commodity Clearing (ECC). Enfin, les informations sur le niveau de remplissage des lacs de retenue en Suisse, sur les disponibilités des centrales électriques des pays voisins ainsi que d'autres informations provenant en partie de sources publiques, comme MétéoSuisse, sont également recueillies et utiles pour différentes activités de surveillance du marché.

Depuis l'entrée en vigueur de l'obligation de fournir des informations, fin 2015, on observe une augmentation continue non seulement du nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'EICOM, mais également de la quantité de données transmises à cette dernière par les RRM, sur mandat de ces acteurs. En 2022, cette tendance à la hausse s'est même nettement accélérée par rapport aux années précédentes. Avec près de 60 millions d'opérations de marché (transactions et ordres), le nombre de déclarations a augmenté de 14,3 millions par rapport à 2021, dont 11,2 millions uniquement pour ordres. Cette croissance globale de plus de 30 % s'explique principalement par une tendance à effectuer des opérations de négociation à échéances de plus en plus courtes et par l'utilisation accrue d'algorithmes de négociation automatisé qui en découle.

Relevons en outre parmi les nouveautés de 2022, l'adoption et l'entrée en vigueur de la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI) qui prévoit un mécanisme de sauvetage visant à protéger ces entreprises contre les risques systémiques qu'elles encourent sur les marchés européens de l'énergie. L'entrée en vigueur de cette loi a marqué le début de l'obligation des acteurs du marché dits d'importance systémique de renseigner sur les opérations de négociation d'énergie conclues sur le marché suisse (art. 19, al. 2, LFiEI). Étant donné que la fourniture de ces informations n'a commencé qu'en novembre 2022, la quantité de données reçues à la fin de l'année était encore insignifiante (13 493 déclarations). C'est pourquoi nous avons renoncé à les présenter sur la Figure 3. Pour en savoir plus sur cette nouvelle tâche de surveillance de l'EICOM, voir le chapitre 4.4 du présent rapport.

Le nombre de contrats non standard a reculé de 12 % par rapport à l'année précédente. L'essentiel de ce recul s'explique par les communications de corrections de 2021.

Les rapports relatifs aux données fondamentales ainsi que les déclarations d'informations privilégiées sont également à la baisse. Dans la première de ces deux catégories, on a enregistré un peu plus de 5,2 millions de déclarations, soit près de 800 000 de moins que l'année précédente. L'EICOM n'ayant pas modifié les paramètres de consultation de ces catégories, cela représente une diminution de 13,4 %. Parmi les causes de cette diminution figurent notamment le nombre moins élevé de déclarations

(prévues et imprévues) d'indisponibilités de transmission (*transmission unavailabilities*) dans les principaux pays voisins ainsi que des problèmes techniques affectant les instruments de reporting. Dans la seconde catégorie, le recul du volume de données a atteint 46 %. Il s'explique par un changement d'ordre technique (adaptation de la version d'un schéma) apporté aux systèmes informatiques de l'ElCom, qui était encore en cours d'implémentation fin 2022.

Au total, depuis le début de l'obligation de fournir des informations en 2015, plus de 278 millions de données ont été communiquées à l'ElCom. La Figure 3 présente une vue d'ensemble détaillée de la répartition des communications par trimestre ainsi qu'une courbe illustrant la tendance générale de la transmission de données.

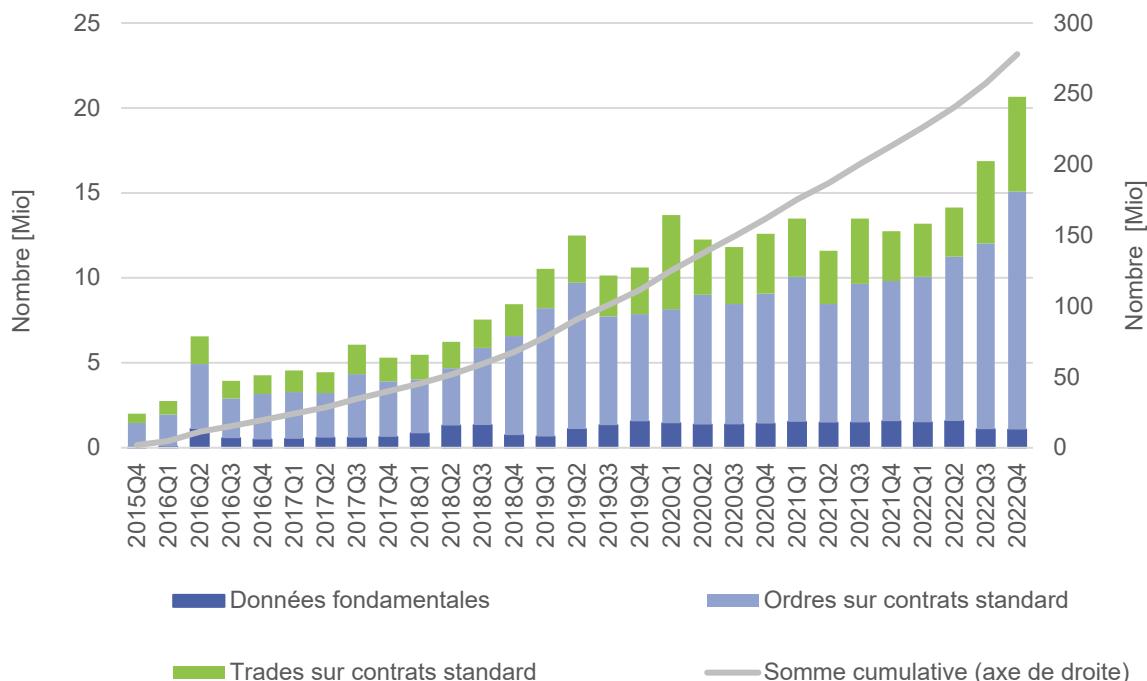


Figure 3 : Données communiquées depuis que l'obligation de fournir des informations est en vigueur<sup>4</sup>

En 2022 également, les contrats standard ont constitué la grande majorité des déclarations d'opérations de marché. Leur nombre a même augmenté de plus de 30 % par rapport à l'année précédente, passant ainsi de 42,3 à 55,8 millions. Le rapport entre le négoce à court terme et le marché à terme est cependant resté le même, ce qui s'explique principalement par des périodes de livraison plus courtes pour les contrats à court terme et par conséquent davantage de transactions et d'ordres, ainsi que par un plus grand nombre d'enchères Intraday.

Comme les années précédentes, avec un ratio de 95 %, le négoce à court terme vient largement en tête. Il présente une tendance au glissement des enchères à court terme (2020 : 41 % ; 2021 : 37 %) vers le négoce continu Intraday (2020 : 53 % ; 2021 : 58 %), qui s'est poursuivie et même accélérée en 2022. En outre, depuis septembre 2021, les enchères Intraday Suisse-Italie ne sont plus implicites, ce qui a certainement eu des répercussions sur le nombre de transactions et d'ordres pour la Suisse. En 2022, les trois quarts des données reçues par l'ElCom concernaient des transactions du négoce continu Intraday.

<sup>4</sup> Les données fondamentales incluent les données de production des centrales électriques, les données de consommation, la disponibilité de capacités transfrontalières, les flux commerciaux transfrontaliers, les avis de panne d'infrastructures électriques, etc.

En 2022 également, les déclarations concernant des opérations à terme, notamment des *futures* et des *forwards*, n'ont représenté que 5 % des données transmises (voir Figure 4). La plupart des opérations à terme sont exécutées par l'intermédiaire de courtiers ou sur l'EEX.

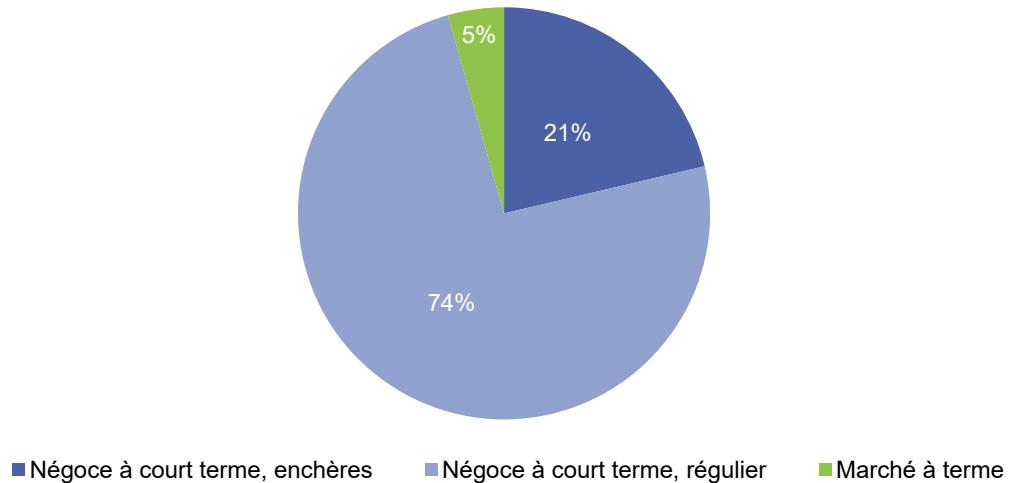


Figure 4 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et marché à terme

## 2 Vue d'ensemble du marché

L'EICOM a poursuivi en 2022 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 des marchés du CO<sub>2</sub>, du gaz et du charbon comme principaux facteurs d'influence des prix des marchés de gros de l'électricité.

Les changements significatifs du point de vue de l'EICOM et les particularités dans les mouvements de prix en 2022 sont résumés dans le présent chapitre.

### 2.1 Rapport sur le marché spot : rétrospective 2022

En 2021, nous avions déjà constaté des prix spot élevés, notamment au second semestre, mais l'année 2022 a été caractérisée par des prix encore plus élevés, et beaucoup plus volatils.

Le Tableau 2 révèle que cette évolution n'avait pas été anticipée 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 2022. 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. La différence entre le dernier cours de clôture de l'EEX et le prix spot effectif est indiquée. 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).

Periode de livraison	Produit de livraison	Moyenne des prix spot en EUR/MWh à l'enchère Day Ahead par pays de livraison					Dernier prix de règlement EEX avant le trading spot (prix de référence du marché à terme)	Date du dernier prix de règlement à l'EEX	Dernier prix de règlement EEX moins la moyenne du prix spot à l'enchère Day Ahead
		CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR			
2022	Base	281.66	235.46	275.89	46.21	5.78	229.14	29.12.2021	-52.52
Q1 22	Base	245.83	184.62	232.19	61.21	13.64	294.87	29.12.2021	49.04
Q2 22	Base	226.14	186.98	225.99	39.17	0.15	281.54	29.03.2022	35.40
Q3 22	Base	425.40	375.75	429.73	49.65	-4.33	323.49	28.06.2022	-101.91
Q4 22	Base	227.90	192.84	214.15	35.06	13.75	634.37	28.09.2022	406.47
janv.22	Base	219.36	167.73	211.42	51.63	7.94	256.02	31.12.2021	36.66
févr.22	Base	208.62	128.80	185.55	79.82	23.07	229.22	31.01.2022	20.60
mars.22	Base	305.90	251.94	295.09	53.96	10.81	251.40	28.02.2022	-54.50
avr.22	Base	227.49	165.73	233.10	61.76	-5.61	276.67	31.03.2022	49.18
mai.22	Base	197.07	177.48	197.43	19.59	-0.36	213.09	29.04.2022	16.02
juin.22	Base	254.85	218.03	248.40	36.81	6.45	207.34	31.05.2022	-47.51
juil.22	Base	383.07	315.00	400.87	68.07	-17.79	332.61	30.06.2022	-50.46
août.22	Base	487.72	465.18	492.49	22.54	-4.77	430.50	29.07.2022	-57.22
sept.22	Base	404.75	346.12	394.70	58.63	10.05	584.32	31.08.2022	179.57
oct.22	Base	184.22	152.65	178.97	31.57	5.26	392.64	30.09.2022	208.42
nov.22	Base	219.10	173.63	191.88	45.47	27.22	263.86	31.10.2022	44.76
déc.22	Base	280.10	251.62	270.89	28.48	9.21	355.69	30.11.2022	75.59

Tableau 2: Prix moyens journaliers pour les enchères Day-Ahead d'EPEX SPOT par rapport au dernier prix du marché à terme négocié sur EEX par période de livraison et pays de livraison

La moyenne des prix spot pour l'année de livraison 2022 est de 281.66 EUR/MWh pour la Suisse, soit plus élevée que pour la France et pour l'Allemagne, et 145% plus élevée que pour l'année précédente (le prix spot moyen pour 2021 était de 114.92 EUR/MWh). À la fin de 2021, le prix Base du marché à terme pour une livraison d'électricité en Suisse durant l'année de livraison 2022 était de 229.14 EUR/MWh. Le prix du marché à terme pour 2022 était donc d'environ 53 EUR/MWh inférieur au prix du marché spot. Les produits pour le troisième trimestre ainsi que pour les mois de mars, juin, juillet, et août ont eux aussi été négociés au préalable sur le marché à terme à un cours nettement plus bas qu'ultérieurement sur le marché spot. En ce qui concerne les autres périodes de livraison, la situation est inversée. Le cas le plus extrême est pour la période de livraison du quatrième trimestre, période pour laquelle le prix du marché à terme était supérieur au prix spot de 406.47 EUR/MWh. Suivent les mois de septembre et octobre pour lesquels les prix à terme étaient supérieurs aux prix spot de 179.57 EUR/MWh et respectivement 208.42 EUR/MWh. Ces prix élevés reflètent l'anticipation par les acteurs du marché d'une période à risque de pénurie en fin 2022, notamment suite à la forte augmentation des prix spot en été 2022 (prix spot supérieurs aux prix du marché à terme, comme mentionné plus haut). Les températures au-dessus de la norme pour la saison ont également participé à la divergence importante entre les prix spot et les prix du marché à terme durant le dernier trimestre 2022. Les températures plus clémentes ont fait baisser davantage les prix spot que ce qui était attendu par le marché pour la même période.

Ce sont majoritairement des problèmes du côté de l'offre, et non pas de la demande, qui ont contribué à la hausse des prix de l'électricité. La réduction de l'approvisionnement en gaz russe vers l'Europe, spécialement au deuxième semestre (voir Figure 5), l'arrêt de près de la moitié des centrales nucléaires françaises, ainsi que les problèmes d'approvisionnement en charbon de par le faible niveau d'eau sur les principales voies d'acheminement ont mis sous pression les quantités d'électricité disponibles, le tout dans un contexte de températures au-dessus de la norme et de sécheresse, spécialement durant les mois d'été.

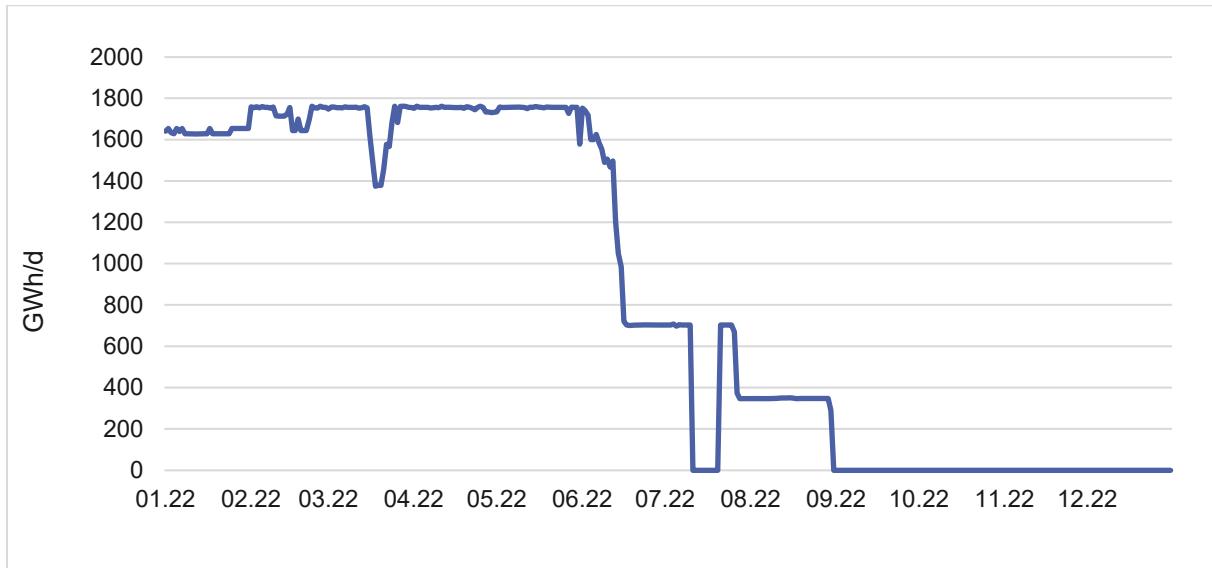


Figure 5 : Nominations quotidiennes de gaz Nord Stream 1, en 2022 (GWh/j). Source des données : Network Data - Nord Stream AG ([nord-stream.info](http://nord-stream.info))

Suite à ces contraintes liées à l'offre d'électricité, les centrales électriques à gaz sont devenues les unités qui ont déterminé les prix sur les marchés de gros de l'énergie.

À partir du mois de mars, les prix du gaz à court terme (c'est-à-dire sur le marché Day-Ahead) ont très fortement augmenté, dépassant les 200 EUR/MWh pour certains contrats, avant de retomber. De forts mouvements de prix se sont répétés en été, lorsque les prix pour les livraisons en Day-Ahead gaz TTF, ont augmenté à partir de juin, et on rejoint le maximum fin août 2022, dépassant les 300 EUR/MWh pour le marché Day-Ahead gaz TTF.

La Figure 6 illustre cette évolution des prix du gaz avec les contrats Day-Ahead dans le hub hollandais TTF.



Figure 6 : Prix en EUR/MWh en 2022 pour les contrats de fourniture TTF Day-Ahead. Source des données : EEX

Cette situation a fortement influencé les coûts marginaux des centrales à gaz et, partant, le prix de l'électricité. La Figure 7 présente les coûts marginaux des centrales à gaz et des centrales à charbon, sur la base des contrats évolutifs pour le mois suivant pour le gaz, le charbon et le CO<sub>2</sub>. Cette figure

montre que si les centrales à gaz avaient des coûts marginaux légèrement supérieurs que ceux des centrales à charbon au début de l'année, un changement est survenu dès février 2022, mois à partir duquel les coûts marginaux pour les centrales à gaz sont passés largement au-dessus des coûts marginaux des centrales à charbon.

Le premier pic de prix du gaz survient le 24 février, avec un prix de règlement du mois suivant qui passe à 135.08 EUR/MWh par rapport à 87.95 EUR/MWh la veille. Peu de temps après, le prix du gaz augmente à nouveau fortement, atteignant les 230 EUR/MWh le 7 mars 2022. Parmi les raisons qui ont contribué à ces deux épisodes de fortes augmentations de prix, il y a le début du conflit en Ukraine, les vives discussions au sujet d'un nouvel accord pour le paiement du gaz russe en roubles, à la place d'euros ou de dollars, et les déclarations faites par le président du Conseil de l'UE, Charles Michel et du Parlement européen qui annonçaient que les importations de pétrole et de gaz de Russie devaient être stoppées à l'avenir. Finalement, le prix du gaz pour le mois suivant a atteint son maximum fin août 2022 à 337.24 EUR/MWh, ce qui a poussé les coûts marginaux maximums des centrales à gaz au-dessus de 700 EUR/MWh. Les prix spot de l'électricité reflètent également cette augmentation de prix du gaz et l'augmentation des coûts marginaux des centrales à gaz justement (cf. Figure 7).

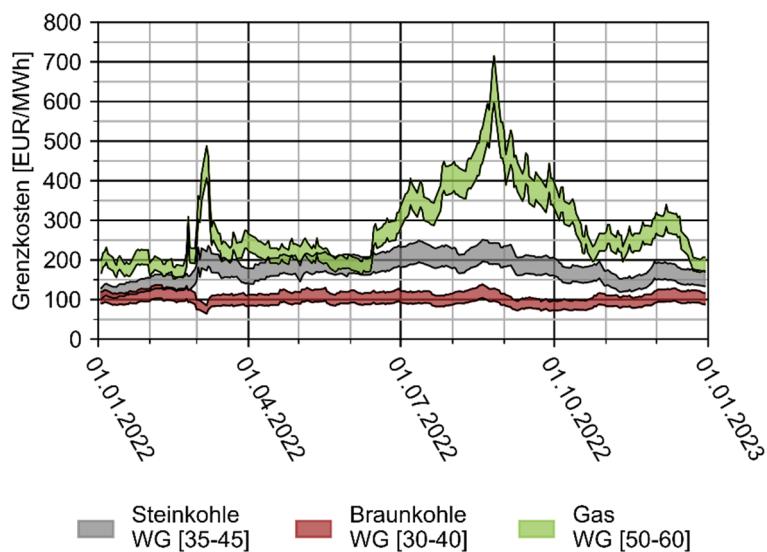


Figure 7 : Coûts marginaux des centrales électriques alimentées à la lignite (rouge), à la houille (gris) et au gaz (vert) sur la base des produits pour le charbon, le gaz et le CO2 négociés pour le mois le plus rapproché

La Figure 8 présente, pour la Suisse, les prix mensuels moyens aux enchères Day-Ahead depuis 2018. Les prix de 2022 sont extraordinairement élevés, en particulier en mars 2022 et à partir du deuxième semestre. Il est aussi également visible que la forte augmentation de prix avait déjà débuté en 2021, et spécialement dès septembre 2021.

Sur l'ensemble de l'année, les prix suisses étaient supérieurs aux prix allemands et français. 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 46 EUR/MWh sur l'ensemble de l'année, et de 5,78 EUR/MWh entre la Suisse et la France (colonne CH-FR). En Suisse, le prix Base Day-Ahead a atteint son maximum de l'année le 30 août 2022 (724.87 EUR/MWh). La Figure 9 illustre l'évolution de ces prix Day-Ahead pour la Suisse, la France, l'Allemagne et l'Autriche. Dès le mois de janvier, et sur une bonne partie de l'année, l'injection d'importantes quantités d'énergie éolienne en Allemagne ont poussé le prix spot allemand à la baisse, tandis que le prix suisse est resté sensiblement plus haut. Effectivement, les prix se découlent rapidement entre la Suisse et l'Allemagne, lors de périodes caractérisées par une forte production éolienne. Au contraire, lorsque la production des énergies renouvelables est plus faible, les prix ont tendance à se rapprocher entre les deux pays.

En ce qui concerne la France, en avril le prix français a été totalement découplé des autres marchés, avec des prix de l'heure juste en dessous de 3'000 EUR/MWh (heures 8 et 9 du 4 avril 2022 respectivement à 2'987.78 EUR/MWh et 2'712.99 EUR/MWh), en partie en raison des problèmes liées aux centrales nucléaires françaises. Cela a amené à une augmentation des prix maximums horaires dans le marché couplé Day-Ahead Européen de 3'000 EUR/MWh à 4'000 EUR/MWh.

Conformément à la méthodologie des prix de compensation maximaux et minimaux harmonisés (HMMCP) (article 41 paragraphe 1 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 (règlement CACM)), le prix de compensation maximal harmonisé pour le marché couplé Day-Ahead (SDAC) est augmenté de 1'000 EUR/MWh si le prix de compensation dépasse une valeur de 60 % du prix de compensation maximal harmonisé pour le SDAC dans au moins une unité de temps de marché (typiquement un bloc d'une heure dans le cas français) au cours d'une journée dans une zone d'enchères individuelle ou plusieurs zones d'enchères.

Cette méthodologie d'augmentation des prix maximums harmonisés a été conçue pour garantir que le marché « ferme » en tout temps, c'est-à-dire que l'offre et la demande aient toujours un prix auquel elles puissent se rencontrer et donc garantir des échanges sur les marchés en tout temps. Cependant, ce mécanisme qui augmente le prix plafond a aussi été critiqué du fait qu'il participe à la création d'anticipations de prix élevé pour les périodes de livraisons futures, ce qui a un impact direct sur les prix du marché à terme.

Le 23 août 2022 le SDAC a annoncé une nouvelle augmentation du prix de règlement maximum harmonisé pour le marché Européen couplé Day-Ahead à 5'000 EUR/MWh à partir du 20 septembre 2022. Cependant, cette augmentation de 4'000 EUR/MWh à 5'000 EUR/MWh a été annulée. La méthodologie d'augmentation des prix maximums a aussi été annulée et mise sous révision, après confirmation de l'ACER et de la Commission Européenne, de manière à convier un message de confiance aux marchés. Suite à la réception de la proposition des NEMO's en septembre 2022, ACER a revu et modifié la méthodologie du prix maximum et minimum harmonisés (« Harmonized Maximum and Minimum Clearing Price, HMMCP »). Cette nouvelle méthodologie de calcul est entrée en vigueur le 11.01.2023 sur le Single Day-Ahead Coupling et sur les enchères locales. La méthodologie approuvée permet une augmentation plus graduelle du prix maximum sur le Single Day-Ahead Coupling et pour les enchères locales ainsi qu'un processus de diminution progressif du prix minimum. En plus des obligations réglementaires sur l'enchère SDAC, EPEX SPOT a pris la décision d'aligner la méthodologie pour les enchères Suisses (CH Day-Ahead, CH-IDA1 et CH-IDA2).

Le tableau suivant présente les nouveaux critères qui doivent être atteints pour déclencher le mécanisme de hausse/baisse sur le SDAC, et par conséquent sur les marchés d'enchères suisses.

Description	Ancienne méthodologie jusqu'au 10.01.2023	Nouvelle méthodologie à partir du 11.01.2023
Limites des prix de référence	-500EUR/MWh; 4'000EUR/MWh	-500EUR/MWh; 4'000EUR/MWh
Définition du pic de prix	Clearing prix supérieur à 60 % du prix de référence maximum dans les zones d'offres couplées	Clearing prix supérieur à 70 % du prix de référence (min/max) dans les zones d'offres couplées à l'exclusion des zones de repli et des zones virtuelles
Conditions de déclenchement pour prix maximum	1 pic de prix en une seule zone de soumission d'offres	2 pics de prix dans une même zone de soumission d'offres dans un délai de 30 jours
Conditions de déclenchement pour prix minimum	N/A	2 pics de prix dans une même zone de soumission d'offres dans un délai de 30 jours
Période de transition pour le prix maximum	5 semaines	28 jours
Période de transition pour le prix minimum	N/A	28 jours
Traitement de la période de transition pour les prix minimum et maximum	Possibilité de déclencher l'ajustement du prix maximum et minimum	Pas de possibilité de déclencher l'ajustement du prix maximum et minimum
Paliers d'augmentation pour le prix maximum	1'000 EUR/MWh	500 EUR/MWh
Application au prix minimum de prix de référence	Non	Oui
Paliers de diminution pour le prix minimum	N/A	100 EUR/MWh
Abaissement du prix maximum	Non	Non
Abaissement du prix minimum	Non	Non

Tableau 3: Aperçu de la méthodologie HMMCP

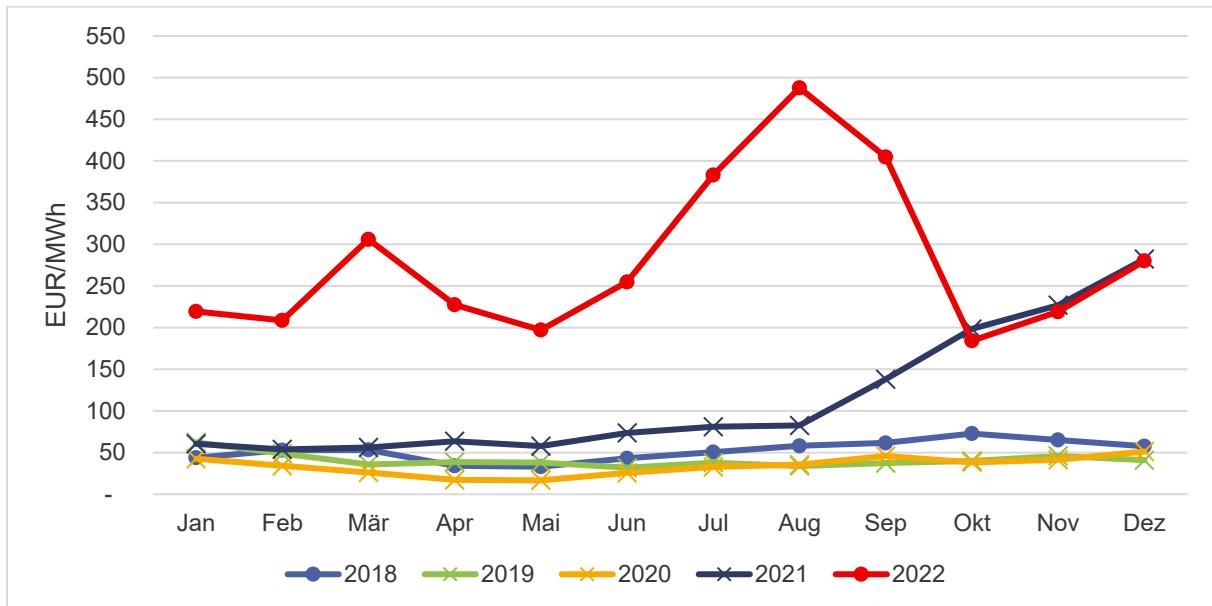


Figure 8 : Prix spot mensuels moyens aux enchères Day-Ahead suisses. Source des données : EEX

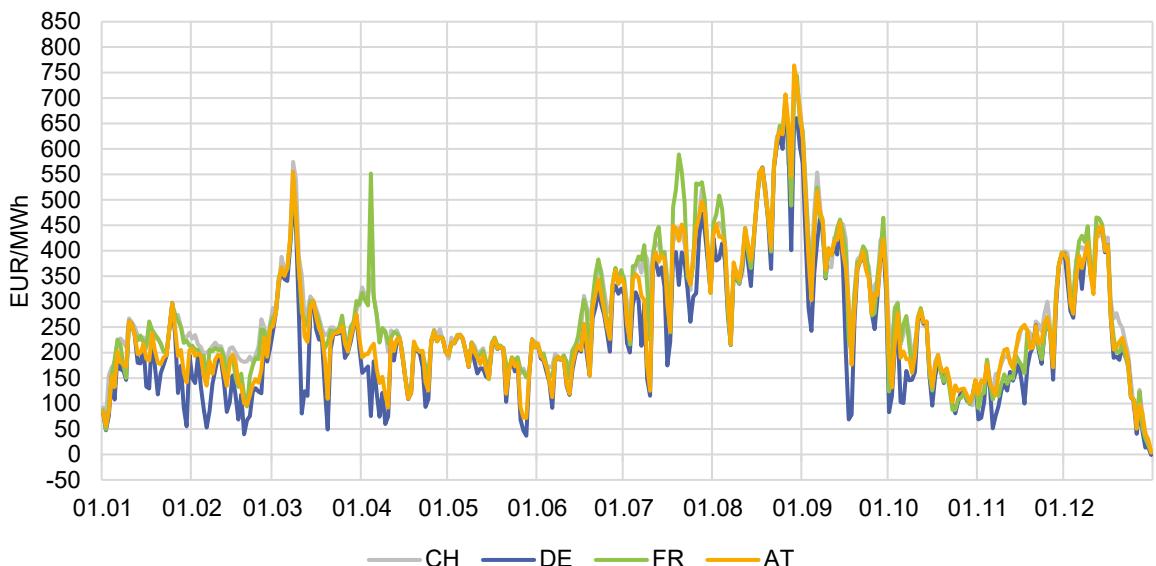


Figure 9 : Prix Base Day-Ahead pour la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), l'Autriche (AT) et la France (FR). Source des données : EEX

En comparant les prix horaires en Suisse avec ceux de l'année précédente, il apparaît que le niveau des prix était extrêmement élevé en 2022. Si, en 2020, 23 heures seulement affichaient plus de 100 EUR/MWh, il y en avait 3118 en 2021 et 8427 en 2022 ! Les prix horaires se présentaient comme suit en 2020, 2021 et 2022 :

Année	Nombre d'heures dont le prix est supérieur à :						
	> 100 EUR/MWh	>200 EUR/MWh	>300 EUR/MWh	> 400 EUR/MWh	> 500 EUR/MWh	> 600 EUR/MWh	> 700 EUR/MWh
2020	23	0	0	0	0	0	0
2021	3118	1418	402	84	6	0	0
2022	8427	6371	3132	1513	561	197	66

Tableau 4 : Nombre d'heures dont le prix est supérieur à plusieurs seuils sur le marché Day-Ahead suisse en 2020, 2021 et 2022.

Les prix les plus bas étaient eux moins extrêmes en 2022 qu'en 2021 (cf. Figure 10). Les prix du gaz élevés, la baisse de disponibilité nucléaire française, les prix du charbon et du CO<sub>2</sub> supérieurs à ceux de 2021, ont entraîné une hausse des prix aux enchères quotidiennes Day-Ahead.

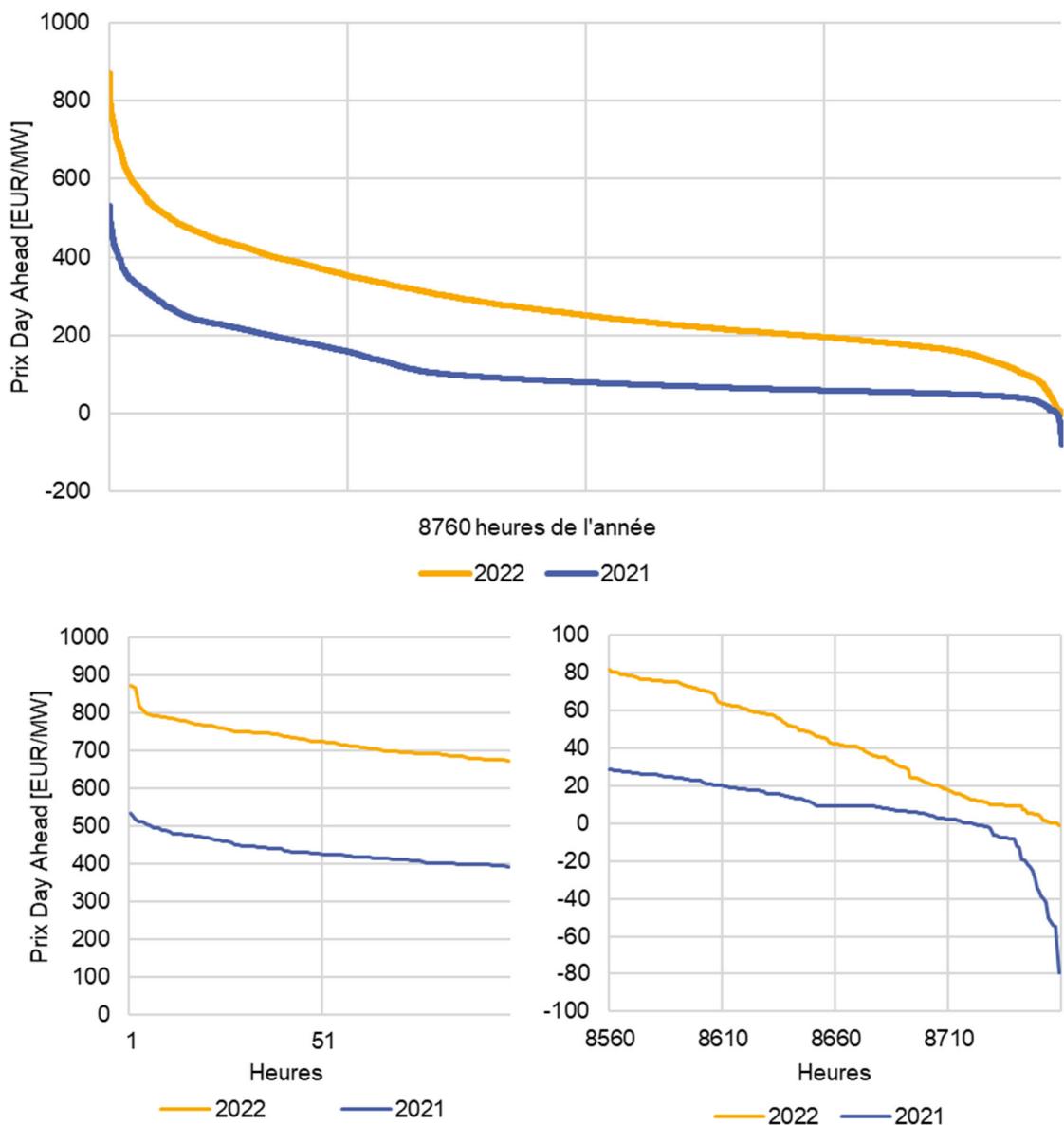


Figure 10 : Courbe de durée des prix Day-Ahead en Suisse, 2021 et 2022.

En haut : toutes les heures de l'année, classées selon le niveau des prix, en bas à gauche : les cent heures avec les prix les plus élevés, en bas à droite : les deux cents heures avec les prix les plus bas. Source des données : EEX

Outre les hausses tarifaires, la volatilité des prix a fortement augmenté, notamment par rapport à 2021 et d'autant plus au deuxième semestre 2022. 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. De manière générale, la volatilité des prix Base est particulièrement élevée en Allemagne en raison de l'injection des énergies renouvelables. S'il y a beaucoup de vent en Allemagne, la charge résiduelle baisse fortement, c'est-à-dire que la charge devant être couverte par d'autres moyens de production que le renouvelable baisse, et les centrales électriques alimentées à la houille ou éventuellement au lignite fixent les prix. Ces centrales ayant un coût marginal plus faible que le gaz fixent donc un prix inférieur. 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 11, la différence entre les coûts marginaux de la centrale à lignite la plus avantageuse et la moins chère des centrales à gaz atteint environ 375 EUR/MWh en août 2022.

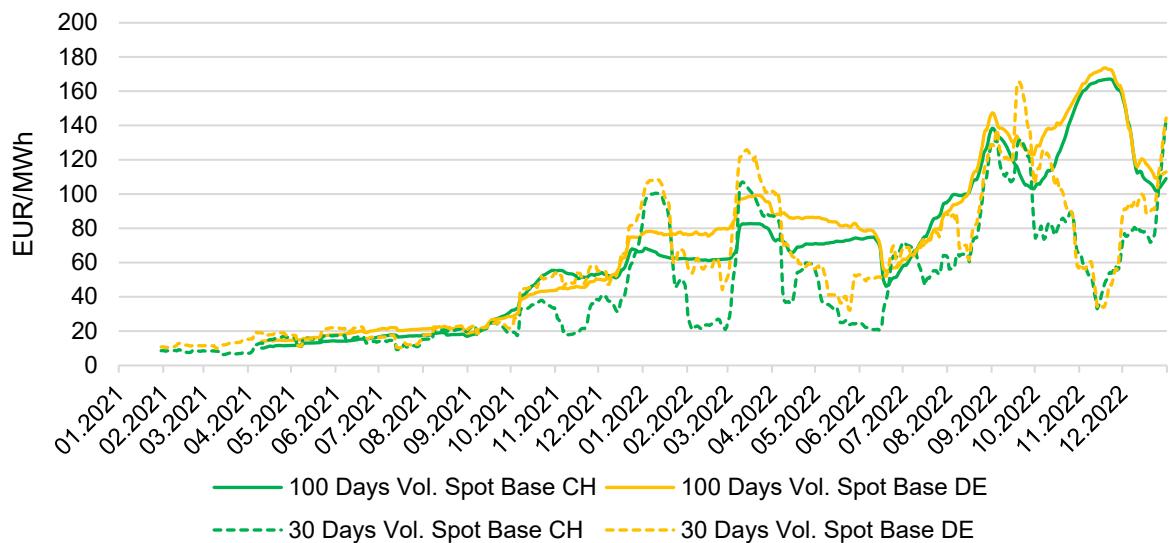


Figure 11 : Volatilité actuelle des prix Base Day-Ahead en 2021 et 2022 en Suisse et en Allemagne. Source des données : EEX

En ce qui concerne la production, la Suisse a connu une année typique (cf. Figure 12). Les centrales nucléaires (CN) ont produit l'énergie en ruban, avec des baisses pendant les périodes de 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.

Par rapport à 2021, en 2022 les centrales nucléaires suisses étaient plus disponibles, et ont produit plus. En 2022, les quatre centrales nucléaires de la Suisse ont fourni une production nette de 23,2 millions de mégawattheures (MWh), contre 18,6 millions de MWh en 2021 et 23,1 millions de MWh en 2020. Le retour à une production similaire à celle de 2020, après la baisse enregistrée en 2021, s'explique par la fin des projets de modernisation dans la centrale nucléaire de Leibstadt (KKL), qui avaient entraîné une mise hors service de six mois en 2021.<sup>5</sup> Les centrales nucléaires ont pu produire à un niveau en ligne avec 2020 malgré les quelques restrictions de production liées à la température des rivières qui ont eu lieu en été 2022. La production nucléaire correspond donc à environ 40% de la consommation totale de la Suisse la même année.

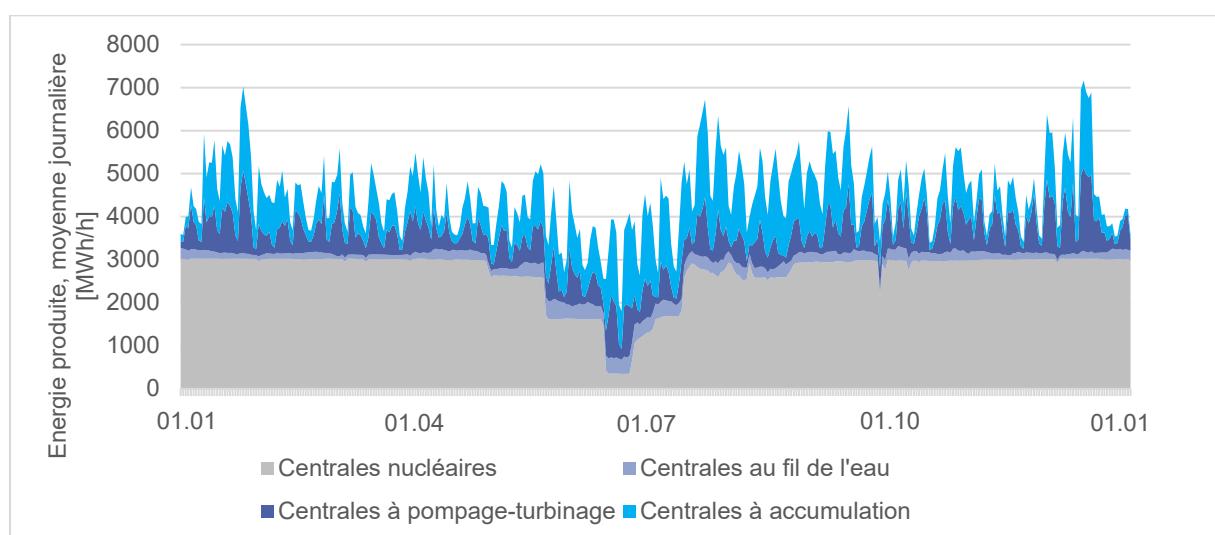


Figure 12 : Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production

<sup>5</sup> [Site internet de Swissnuclear](#), consulté le 15.02.2023.

La part des nouvelles énergies renouvelables (éolien et solaire) dans la production actuelle d'électricité en Suisse étant très faible, nous renonçons à la représenter dans la figure. 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 2022, tout comme en 2021, en mai (cf. Figure 13). Comparativement à 2021, l'année a commencé avec un niveau d'eau similaire, mais le niveau de remplissage total a baissé moins fortement en février parce que les prix spot durant ce mois étaient plus bas en livraison qu'attendu par le marché à terme au début de l'hiver. En été 2022 le niveau des lacs était par contre plus bas qu'en 2021, signe de la forte sécheresse estivale. Les fortes pluies en Septembre ont fait que le niveau des lacs était similaire en Octobre. À la fin de 2022, le niveau d'eau des lacs était plus important qu'un an plus tôt durant la période correspondante, ce qui est en partie dû au faible turbinage, car le marché attendait un prix plus élevé pour le premier trimestre 2023 qu'à fin 2022.

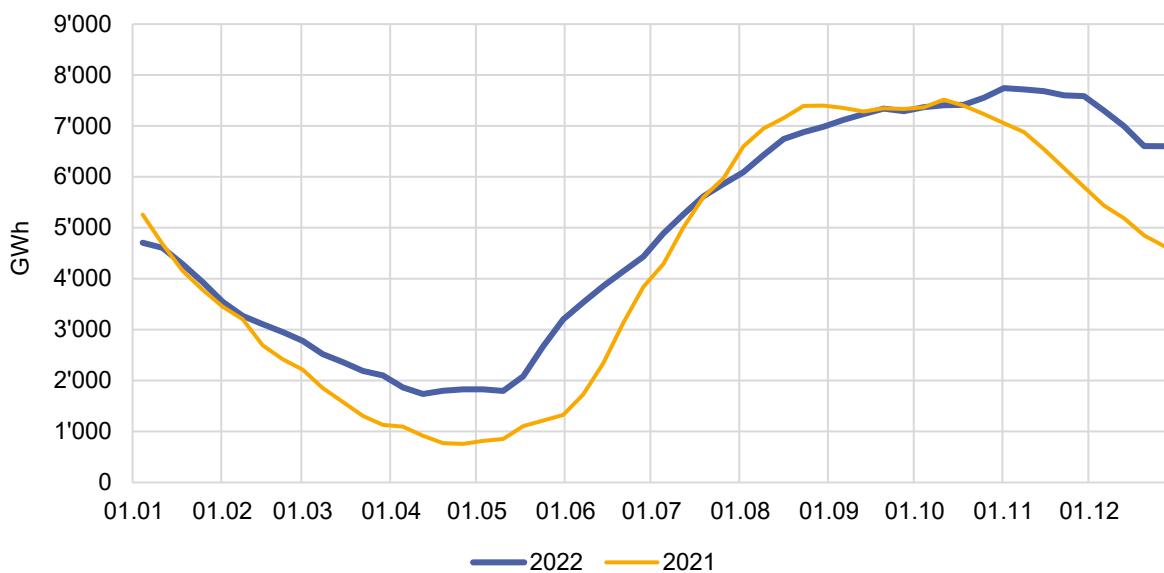


Figure 13 : Niveaux de remplissage des lacs d'accumulation en Suisse en 2022 et 2021. Source de données : OFEN

En hiver, la disponibilité des centrales nucléaires françaises constitue un facteur particulièrement important des prix spot en Suisse. En effet, la Suisse importe généralement de l'électricité française en hiver. La production électrique des centrales nucléaires françaises (279 TWh en 2022, contre 380 TWh en 2019, 335 TWh en 2020 et 361 TWh en 2021) a été faible en 2022 pour plusieurs raisons.<sup>6</sup> Premièrement, de nombreuses centrales ont subi des maintenances, période durant lesquelles leur production était réduite. Deuxièmement, des problèmes de corrosion ont affecté un grand nombre de réacteurs. Troisièmement, le climat particulièrement chaud et sec des mois d'été a forcé les centrales à réduire leur production.

Par exemple, au 15 août 2022, 28 des 56 réacteurs nucléaires que compte la France étaient à l'arrêt. Il s'agissait pour une part de questions de maintenance, mais douze d'entre eux étaient paralysés en raison de problèmes de corrosion. A ce moment la durée pour laquelle les réacteurs allaient rester hors-ligne n'était pas clair, surtout pour les réacteurs ayant des problèmes de corrosion. Dans ce contexte, le fait que seule la moitié des centrales soit en activité a renforcé le sentiment d'inquiétude dans le marché, et ce d'autant plus que la moitié d'entre elles tournaient au ralenti en raison de la sécheresse. Cet imprévu de taille s'est ajouté à la baisse des approvisionnements en gaz russe et a renforcé la situation de crise sur le marché à court terme. Les prix sur le marché Day-Ahead, en forte augmentation

<sup>6</sup> Les données proviennent des [Bilan Electrique](#) de RTE. La production a été réduite en 2020 des suites de la pandémie de COVID-19 et la diminution de la demande en électricité.

à ce moment, reflétaient cette inquiétude. Suite à ces arrêts, la campagne de mise en route a également pris du retard. Début décembre 2022, 20 réacteurs nucléaires se trouvaient toujours à l'arrêt.

Ainsi, la disponibilité nucléaire plus basse a été atteinte le 3 septembre à 22,9 GW (contre 36 GW en 2021), et, finalement, en 2022 la production d'électricité d'origine nucléaire française a été la plus basse depuis plus de 20 ans (Figure 14).<sup>7</sup>

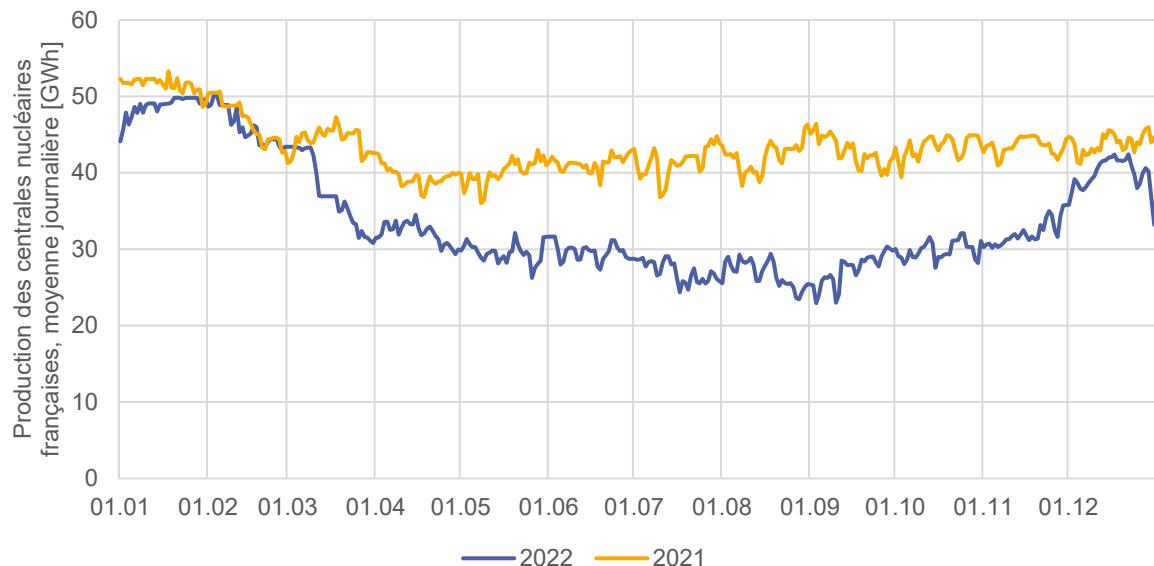


Figure 14 : Production des centrales nucléaires françaises en 2022 par rapport à 2021. Source des données : Refinitiv Power Research

La production renouvelable allemande exerce une grande influence sur les prix spot en Allemagne mais aussi en Suisse. La Figure 15 présente, en regard de la norme, la production éolienne mensuelle de l'Allemagne en 2022. La norme correspond au niveau mensuel de production éolienne attendue sur la base des dix dernières années. Le graphique montre que 2022 n'a pas été une année particulièrement venteuse, mis-à-part en début d'année, avec le mois de février largement au-dessus de la norme, et avril légèrement au-dessus de la norme. Cela se reflète dans les prix spot plus faible en début d'année, et aussi dans le découplage plus fréquent du marché allemand en janvier, février et avril, comme il possible de voir dans la Figure 9.

<sup>7</sup> Données relatives à la disponibilité nucléaire française de Refinitiv.

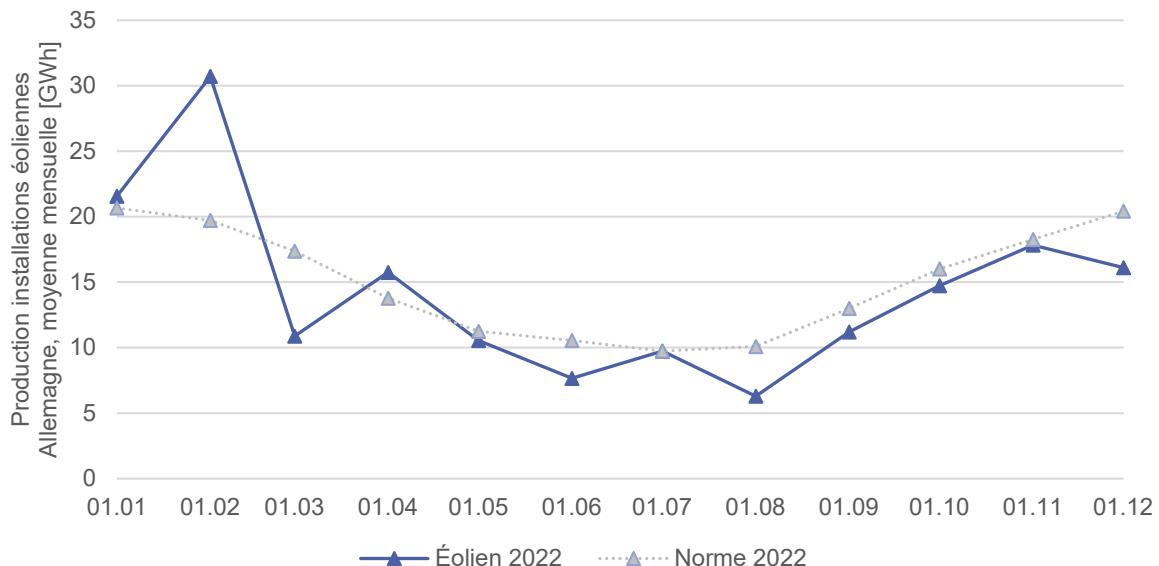


Figure 15 : Production des centrales éoliennes allemandes en 2022 vs norme. Source des données : Refinitiv Power Research

S'agissant des prix spot, la différence entre la consommation et la production éolienne et solaire, appelée 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>8</sup>.

La Figure 16 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. En 2022 la charge résiduelle n'a été que peu de fois sous la barre des 10 GW, et un petit nombre d'heures (69 heures pour être précis) ont été observées dans le marché Day-Ahead allemand avec des prix négatifs. L'heure la moins chère était de -19.04 EUR/MWh le 20 mars 2022.

<sup>8</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.

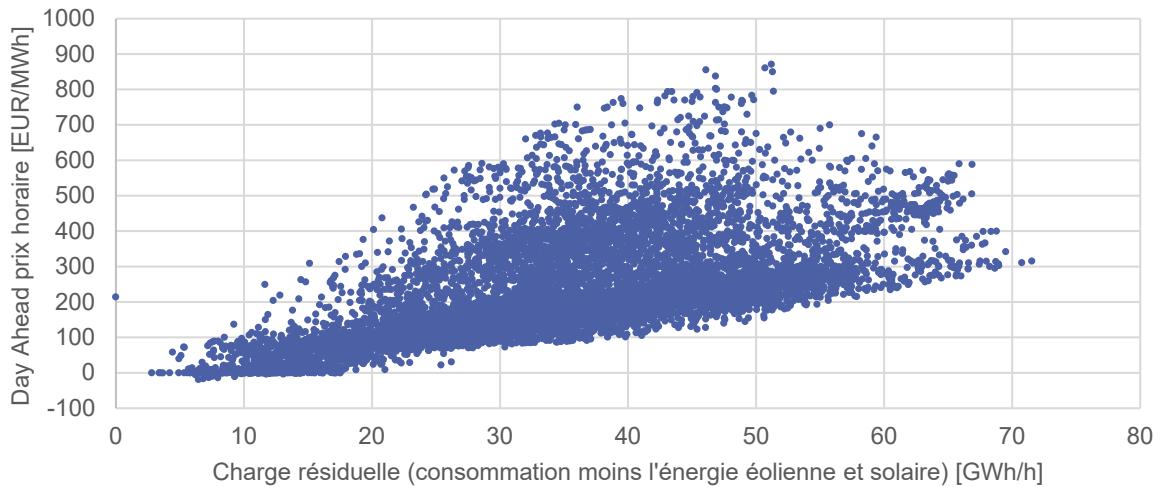


Figure 16 : Charge résiduelle vs prix horaire Day-Ahead en Allemagne en 2021 : Source des données : EEX, ENTSO-E

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 illustré à la Figure 17 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. Cependant, selon la disponibilité du parc nucléaire français, il y a des exceptions. C'est notamment le cas à plusieurs reprises en 2022, en ce qui concerne les échanges avec la France. En mars et novembre, mais surtout en juillet et août, la Suisse a exporté des volumes d'électricité conséquents à la France. L'Italie s'est elle aussi retrouvée en position opposée, c'est-à-dire comme exportatrice vers la Suisse, à quelques reprises, surtout durant les mois de juillet et août. Ces évolutions sont donc en opposition aux flux traditionnels et cela est dû en grande partie à la faible disponibilité de centrales nucléaires françaises.

La France s'est notamment retrouvée en position d'importatrice nette pour 16,5 TWh en 2022 alors qu'elle avait une position d'exportatrice nette de 43,1 TWh en 2021 selon RTE (87,1 TWh d'export et 44 TWh d'import). De plus, comme le montre la Figure 17, le profil des flux commerciaux n'a pas non plus été en ligne avec les années précédentes, et particulièrement avec l'année 2021 illustrée en orange.

La France a importé de l'électricité de ses voisins en hiver et en été en 2022. Cette balance déficitaire de la France a poussé la Suisse à s'approvisionner auprès d'autres pays voisins, l'Allemagne typiquement.

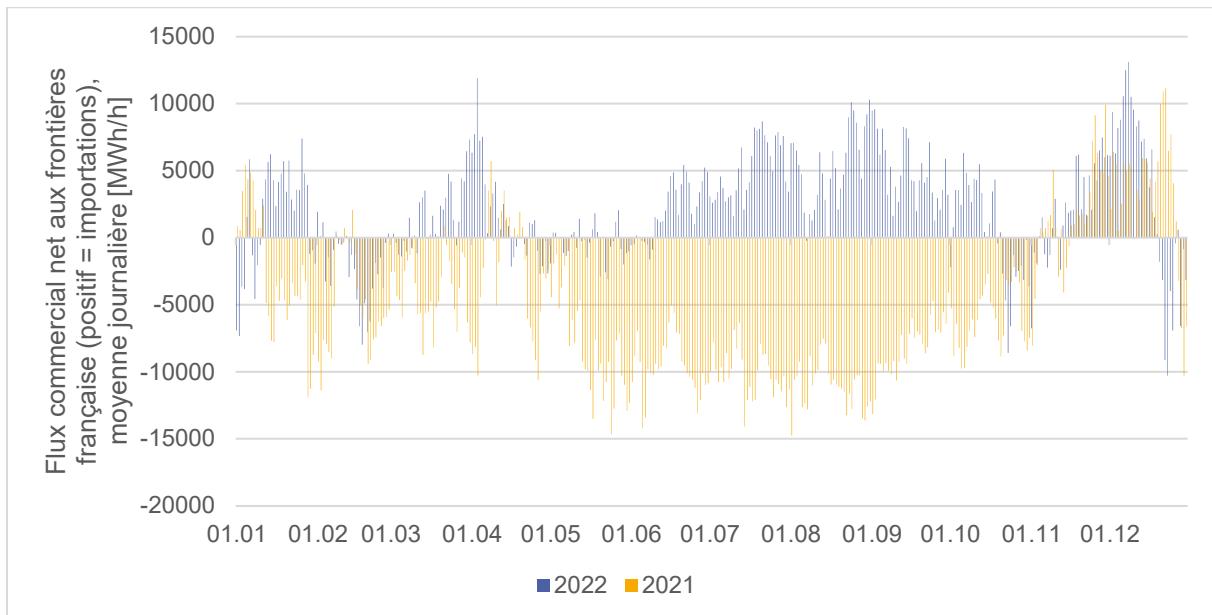


Figure 17 : Flux commerciaux nets aux frontières françaises, 2022 et 2021. Source de données : ENTSO-E

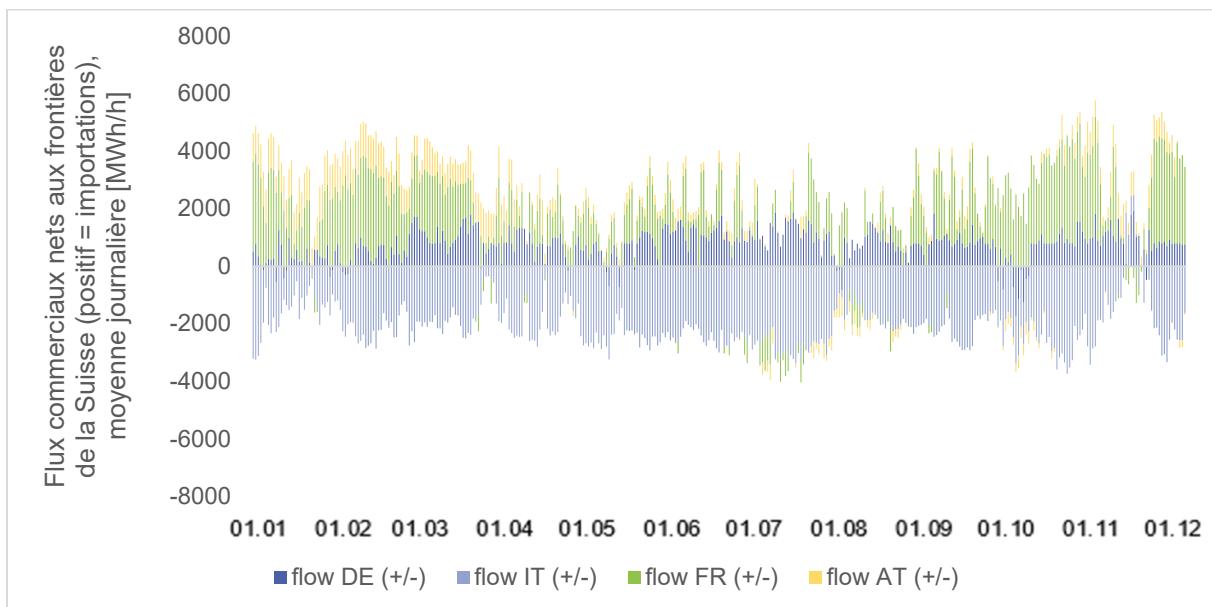


Figure 18 : Flux commerciaux nets aux frontières suisses. Source de données : EEX

Comme l'indique la Figure 19, l'évolution saisonnière ne s'est également pas confirmée en Allemagne en 2022.

Généralement, 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 meilleur marché, si bien que nous exportons vers l'Allemagne. La Figure 19 illustre bien cette saisonnalité pour l'année 2021.

Comme les centrales éoliennes et solaires allemandes produisent beaucoup et toujours plus d'électricité, les importations de la Suisse depuis l'Allemagne tendent à devenir plus fréquentes, également en hiver, lorsque la production éolienne et/ou solaire y est faible. C'est le cas en 2022, année durant laquelle la Suisse a importé de l'électricité d'Allemagne de manière régulière en été, comme c'est le cas généralement, mais aussi en hiver. La Figure 20 illustre cela pour l'année 2022.

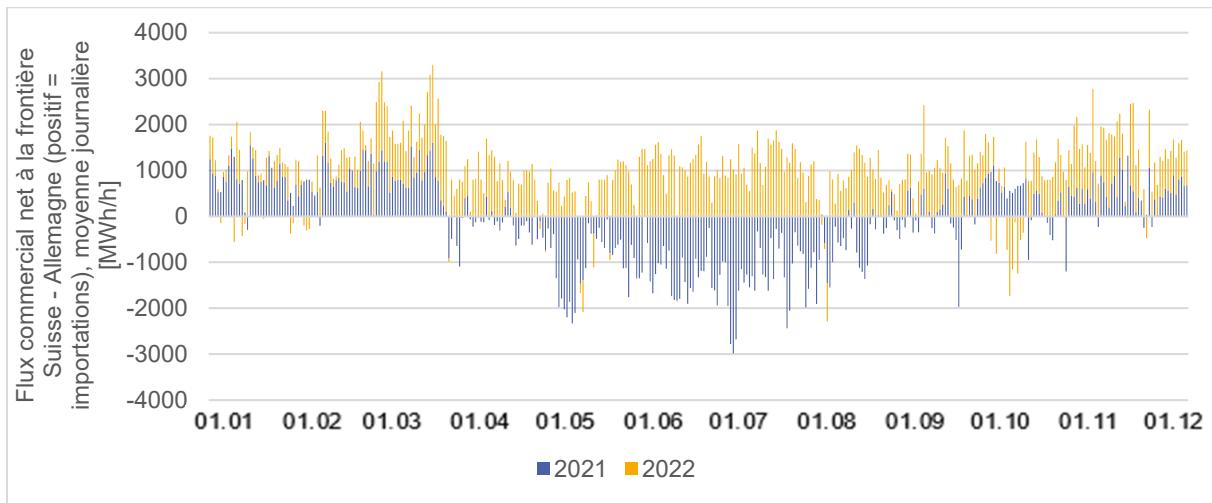


Figure 19 : Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne. Source de données : ENTSO-E

Au total, sur l'année 2022 la Suisse était nette importatrice de l'Allemagne pour un total de 6.6 TWh, tandis qu'en 2021, la Suisse était nette exportatrice vers l'Allemagne pour un total de 0.77 TWh, ce qui représente donc un changement considérable dans les flux aux frontières avec l'Allemagne.

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 Figure 20). Sur l'ensemble de l'année, la Suisse a été de justesse un importateur net (+4.58 TWh).

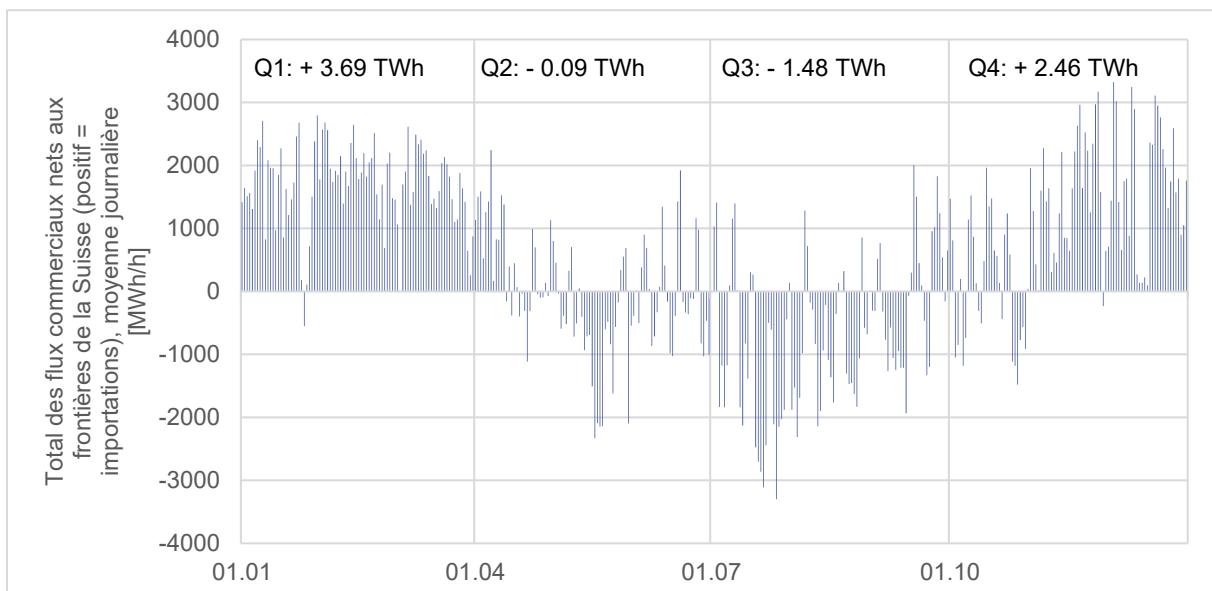


Figure 20 : Total des flux commerciaux nets en 2022 aux frontières de la Suisse. Source de données : ENTSO-E

## 2.2 Rapport sur le marché à terme – rétrospective 2022

L'augmentation des prix sur le marché à terme, qui avait déjà débuté fin 2021, s'est poursuivie en 2022, puis fortement accélérée à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, le 24 février.

L'année sous revue a été marquée par une forte diminution des livraisons de gaz naturel de la Russie vers l'Europe, ce qui a mis en péril la sécurité de l'approvisionnement. Le 23 juin 2022, l'Allemagne a donc activé le niveau d'alerte de son plan d'urgence Gaz, qui vise à garantir l'approvisionnement du pays dans les situations de crise. L'interruption des flux de gaz en provenance de Russie a entraîné une hausse brutale des prix de l'énergie en Europe. Le 17 juin 2022, les livraisons de gaz via le gazoduc Nord Stream 1 ont subi une première réduction à 40 % des capacités du gazoduc. Celle-ci a été suivie le 26 juillet 2022, au terme d'une opération de maintenance qui était planifiée, d'une nouvelle réduction à 20 % des capacités, avant que Nord Stream 1 ne soit complètement arrêté fin août, la raison invoquée étant des problèmes techniques affectant les installations. Le gazoduc n'a ensuite plus été remis en service. Fin septembre, la Norvège et le Danemark annonçaient que les gazoducs Nord Stream 1 et Nord Stream 2 présentaient quatre fuites résultant d'actes de sabotage. Le gouvernement fédéral allemand avait en outre interrompu le processus de certification de Nord Stream 2 en février 2022 déjà, si bien que, contrairement aux attentes du marché, aucune livraison de gaz n'a transité vers l'Europe par ce gazoduc en 2022.

Au final, les changements de routes d'approvisionnement – à l'origine de pénuries dans les infrastructures gazières européennes –, la nécessité de trouver d'autres sources d'approvisionnement en gaz ainsi que les systèmes de formation des prix inadaptés à un tel choc d'approvisionnement sont autant de facteurs qui ont contribué à la volatilité et à la hausse des prix.

L'année 2022 a aussi été marquée par une très faible disponibilité des centrales nucléaires françaises, en raison de problèmes de fissuration par corrosion sous contrainte. La présence de fissures par corrosion sous contrainte a été détectée la première fois sur la tuyauterie du système d'injection de sécurité du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Civaux, dans le cadre de la visite décennale réalisée en octobre 2021. La décision a alors été prise, dans un premier temps, de mettre également à l'arrêt et d'examiner les autres installations de conception similaire, puis d'étendre les contrôles (de manière échelonnée) à toutes les centrales nucléaires du pays. Le niveau de disponibilité le plus bas des centrales nucléaires françaises a été atteint le 4 septembre 2022, avec une puissance totale de 22,9 GW. À titre de comparaison, à la même date l'année précédente, la disponibilité totale était de 46,4 GW. De plus, durant l'été 2022, la température élevée de l'eau et les faibles débits des rivières en France ont encore aggravé la situation. Les centrales nucléaires sont en effet tributaires des conditions hydrologiques, car elles utilisent de l'eau pour leur refroidissement. La température de l'eau et la quantité d'eau disponible sont donc des facteurs importants qui peuvent limiter l'exploitation des centrales nucléaires, comme ce fut le cas dans le sud de la France.

En 2021 déjà, le prix du produit pour l'année suivante (année de livraison 2022) en Suisse fluctuait dans une fourchette de 281 EUR/MWh à un niveau élevé (51 à 332 EUR/MWh), mais en 2022 le prix du produit pour 2023 a atteint un maximum historique, culminant en août 2022 pour l'année suivante en France à plus de 1100 (!) EUR/MWh (Figure 21). Ces prix extrêmement élevés sont dus aux problématiques de fond de la forte hausse des prix du gaz résultant de la guerre en Ukraine et de la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises. D'autres facteurs de nature hydrologique ont également contribué à cette forte augmentation des prix<sup>9</sup> :

- faible bilan hydrologique dans le sud de la Norvège ;
- faible bilan hydrologique dans les Alpes ;
- faible bilan hydrologique dans la péninsule ibérique ;

<sup>9</sup> Voir le rapport Hydrological aspects on the electricity prices in August 2022 – Refinitiv Power Research.

- bas niveau des eaux du Rhin.

Le bilan hydrologique est un indice qui rend compte du potentiel global de production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique. Largement utilisé, en particulier en Europe, il indique combien d'électricité peut être produite à partir de l'énergie hydraulique par rapport à une année considérée comme normale. Une année normale présente par définition un bilan hydrologique égal à 0, tandis que celui d'une année sèche est négatif. Le 30 août 2022, le bilan hydrologique du sud de la Norvège était de - 17 TWh. Cette région n'était en outre pas la seule à présenter un mauvais bilan hydrologique durant l'été 2022. Dans plusieurs pays européens, la faible couverture neigeuse de l'hiver précédent s'est traduite par un remplissage moins important que d'habitude des lacs de retenue. À cela s'est ajoutée une longue période chaude et sèche durant l'été, qui a entraîné une baisse du niveau des eaux de surface et des nappes phréatiques. En particulier l'Italie et la France ont enregistré leur plus faible bilan hydrologique depuis de nombreuses années. Le bilan hydrologique agrégé à l'échelle européenne s'est établi à - 46 TWh, ce qui témoigne d'une année très sèche par rapport à la normale.

En Suisse, le bilan hydrologique se situait à - 4 TWh mi-mai 2022 et à - 2,5 TWh fin août (les températures élevées ont accéléré la fonte des glaciers, ce qui a rempli les lacs de retenue, en particulier en Valais). Fin octobre, il s'était amélioré à - 0,9 TWh, grâce aux fortes précipitations de septembre et d'octobre, qui ont réduit le déficit enregistré jusqu'alors.

Le niveau des eaux du Rhin joue par ailleurs un rôle essentiel dans l'approvisionnement des centrales à charbon allemandes, car le transport du charbon s'effectue par le fleuve et il est donc tributaire de ce niveau. Lorsque ce dernier baisse, le prix du transport par bateau augmente, ce qui impacte directement le prix marginal de la production de charbon. La jauge de niveau d'eau du Rhin près de la ville de Kaub (Allemagne) est particulièrement intéressante. En été 2022, le niveau était extrêmement bas, en raison du temps chaud et sec. Fin août, il était même passé en dessous du seuil critique de navigabilité. Le 30 août, le supplément de prix appliqué au transport fluvial de charbon de Rotterdam à Francfort (en amont de Kaub) a atteint son niveau le plus élevé depuis de nombreuses années. Les centrales à charbon ont alors dû limiter leur production en raison du manque de combustible.

Peu après le pic du mois d'août, les prix se sont toutefois de nouveau inscrits en forte baisse jusqu'à la fin de l'année : alors qu'en août 2022, le prix de la fourniture d'électricité en Suisse pour l'année de livraison 2023 avait augmenté de 780 % par rapport au début janvier 2022 (de 123 à 1082 EUR/MWh), l'augmentation n'était plus que de 116 % fin décembre 2022 (de 123 à 265 EUR/MWh).

Même si les fluctuations de prix observées sur le marché à terme européen s'expliquent largement par les raisons de fond évoquées plus haut, la section Surveillance du marché a décidé d'examiner de plus près les fluctuations enregistrées sur le marché suisse, s'arrêtant en particulier sur les différences de prix par rapport aux pays voisins. En Suisse, les prix de livraison d'électricité pour 2023 ont atteint leur niveau le plus élevé le 26 août 2022. À cette même date, les prix de livraison en France étaient aussi au plus haut, tandis qu'en Italie, les prix pour l'année suivante se négociaient pratiquement au niveau des coûts marginaux d'une centrale à gaz ayant un rendement de 50 %, donc nettement en dessous du niveau français. Quant au Base allemand pour l'année civile 2023, il était légèrement plus cher que le Base italien. Jusqu'en juillet, les prix de l'année suivante pour la Suisse se situaient au même niveau que pour l'Allemagne, et ils n'ont cessé ensuite de se rapprocher du niveau français (voir Figure 22). Entre le 25 juillet et le 4 août 2022, le prix suisse n'a pas évolué de la même manière que dans les pays voisins (Allemagne, France et Italie). Alors que dans ces pays, les prix ont évolué en parallèle et sont restés relativement stables durant ces dix jours, le prix en Suisse a augmenté pour se rapprocher du niveau français (voir Figure 23). En effet, mi-juillet, le prix du Base suisse pour l'année civile 2023 était encore inférieur de 80 EUR/MWh à celui du Base français, mais début août, il n'y avait plus de différence. Le cours de clôture pour une livraison d'électricité en Suisse était même par moments supérieur à celui d'une livraison en France. Ce n'est qu'à partir de mi-septembre que la Suisse s'est éloignée du niveau de prix français pour se rapprocher à nouveau du niveau allemand.

Le moment de cette fluctuation de prix a été considéré comme critique, en ceci qu'il s'est produit peu avant la publication des tarifs et l'achat des dernières tranches par les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE). Des investigations sont toujours en cours, si bien qu'il n'est pas encore possible de commenter cet état de fait plus en détail.

L'évolution des prix de l'électricité en 2022 pour la livraison l'année suivante des produits Base en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie est présentée à la Figure 21.

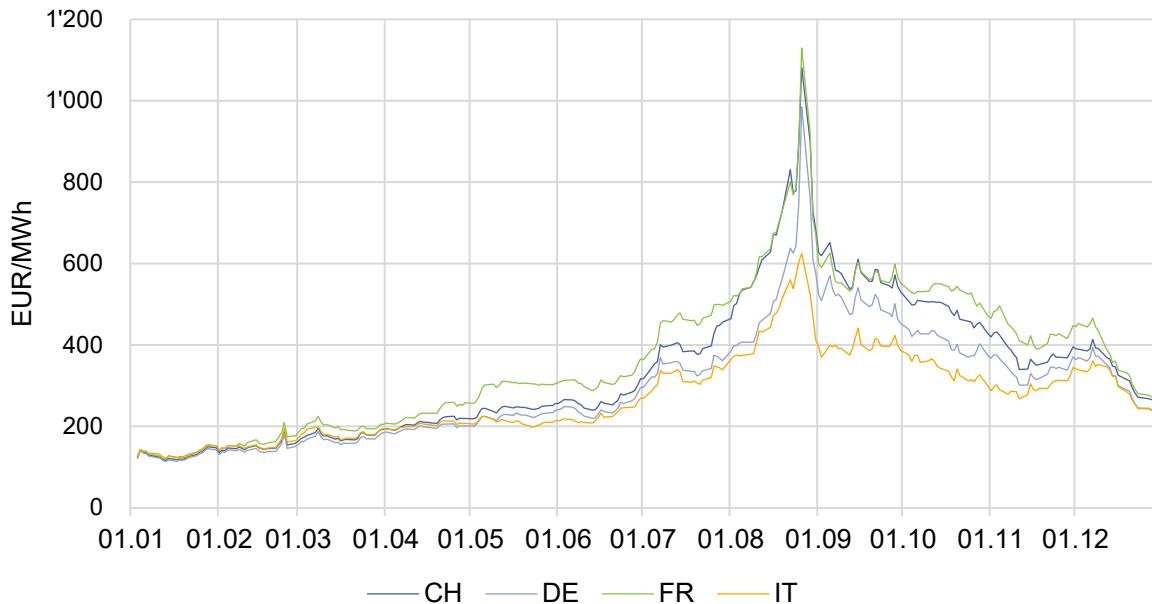


Figure 21 : Évolution des prix de l'électricité en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 en Suisse (CH), en Allemagne (DE), en France (FR) et en Italie (IT). Source des données : EEX



Figure 22 : Différences de prix en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 conclus entre la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), la France (FR) et l'Italie (IT). Source des données : EEX

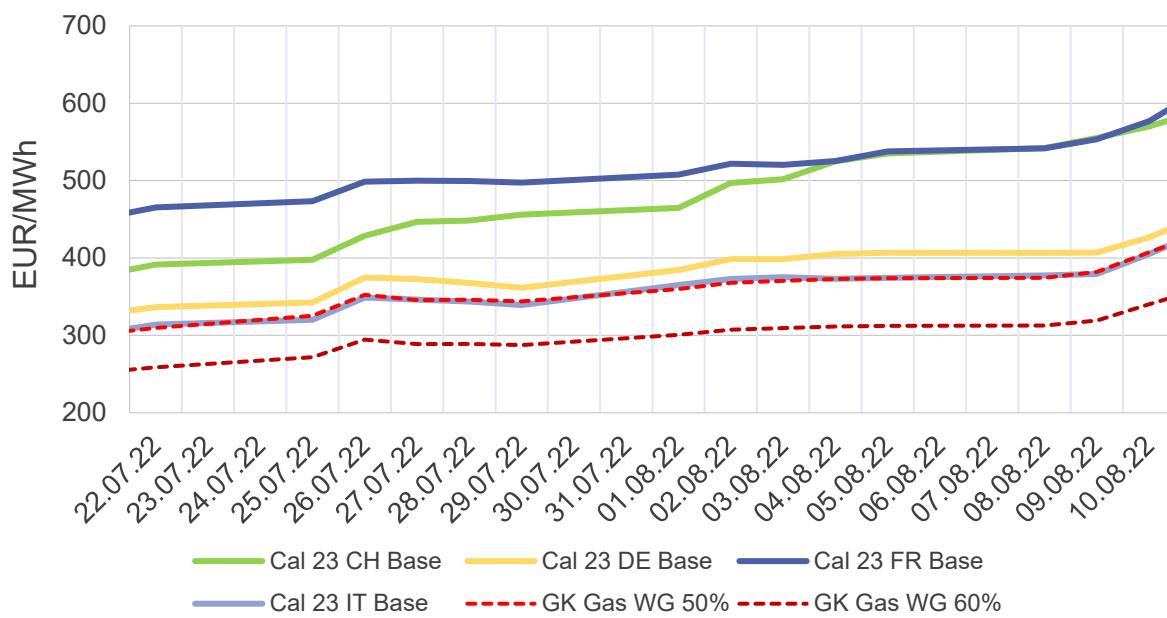


Figure 23 : Évolution des prix de l'électricité entre le 22 juillet et le 10 août 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 en Suisse (CH), en Allemagne (DE), en France (FR) et en Italie (IT). Source des données : EEX

Les prix des produits annuels Cal 24 Base et Cal 25 Base livrés en Suisse n'ont pas suivi cette forte fluctuation de prix (Figure 24), le marché ayant estimé que cette importante hausse de prix avait un caractère passager. Le Cal 24 Base a atteint près de 492 EUR/MWh à son maximum, soit environ 590 EUR/MWh en dessous du Cal 23 Base. L'augmentation du Cal 25 Base, qui a atteint un maximum de 302 EUR/MWh, a été encore moins importante.

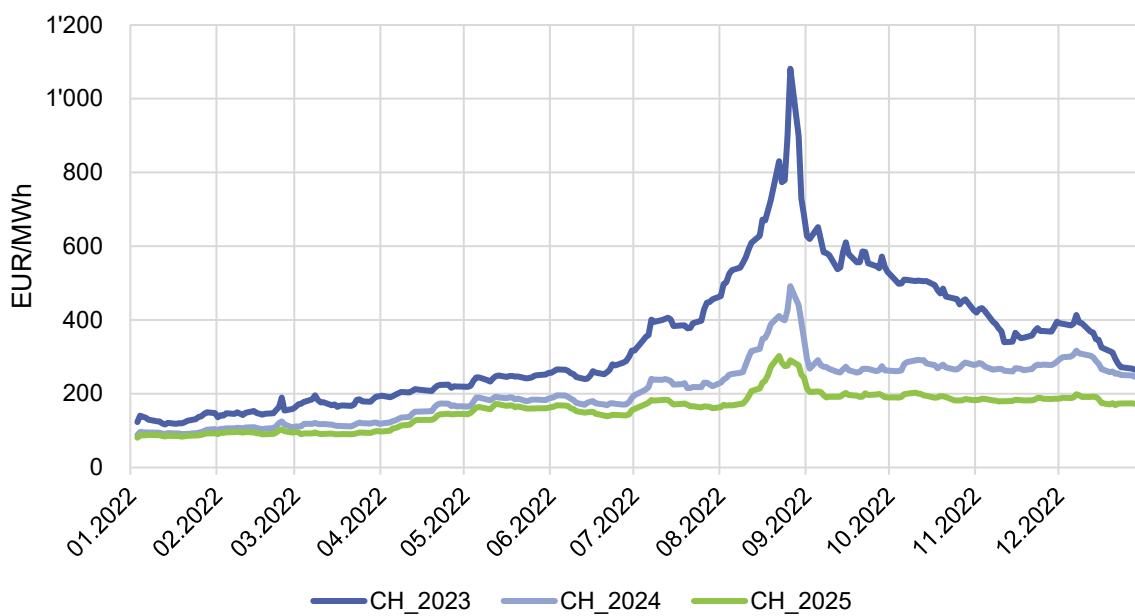


Figure 24 : Évolution des prix de l'électricité en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en Suisse entre 2023 et 2025. Source des données : EEX

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> (Figure 27).

En 2022, les prix du gaz n'ont cessé d'augmenter dès le début de l'année. Comme relevé plus haut, la guerre en Ukraine et la diminution des livraisons de gaz naturel russe vers l'Europe ont lourdement impacté ces prix. Le 7 mars, la Russie menaçait pour la première fois de suspendre ses livraisons de gaz en Europe, et les flux de gaz vers l'Allemagne via Mallnov ont effectivement été interrompus à partir du 26 avril. Fin mars, l'annonce faite par la Russie qu'elle n'accepterait plus que des paiements en roubles pour ses livraisons de gaz a provoqué de nouvelles hausses des prix. Ceux-ci ont cependant ensuite reculé pour plusieurs raisons : l'annonce que des importations de grandes quantités de gaz naturel liquéfié (GNL) se poursuivaient par ailleurs (voir Figure 25), la stabilité de l'approvisionnement en provenance de Norvège ainsi que la baisse de la demande résultant d'une météo clémente. De plus, le règlement UE concernant le remplissage minimal des installations de stockage de gaz adopté en 2022 a également rassuré les marchés : ce remplissage devait être d'au moins 74 % au 1<sup>er</sup> octobre 2022 et 80 % au 1<sup>er</sup> novembre. Dès 2023, les installations de stockage devront en outre toujours être remplies à hauteur de 90 % de leur capacité au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année. Par ailleurs, à partir de septembre 2022, les interventions de l'UE sur les marchés de l'électricité et du gaz (notamment l'annonce de mécanismes de correction des prix) ont aussi eu un effet baissier sur les prix du gaz. Au début du quatrième trimestre, il est apparu clairement que l'UE, en particulier l'Allemagne, atteindrait ses objectifs de stockage de gaz. Cette situation, associée à des températures supérieures à la normale saisonnière dans tout le nord-ouest de l'Europe, au recul de la demande industrielle résultant de l'affaiblissement de l'économie européenne ainsi qu'à la diminution de la capacité résiduelle des installations de stockage (voir Figure 26), a amorcé une tendance à la baisse des prix qui s'est poursuivie jusqu'à la fin de l'année.

Au final, durant l'année de livraison 2022, le prix du gaz est passé d'un peu moins de 45 EUR/MWh à près de 88 EUR/MWh, mais avec des pics dépassant momentanément 314 EUR/MWh.

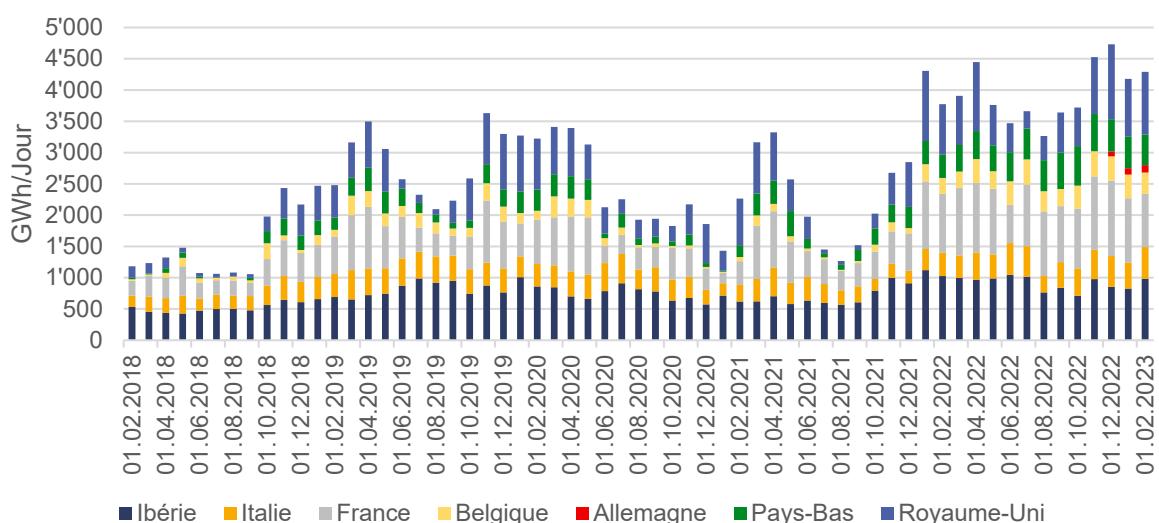


Figure 25 : Moyenne mensuelle des livraisons de GNL en Europe sur les cinq dernières années, en GWh/jour

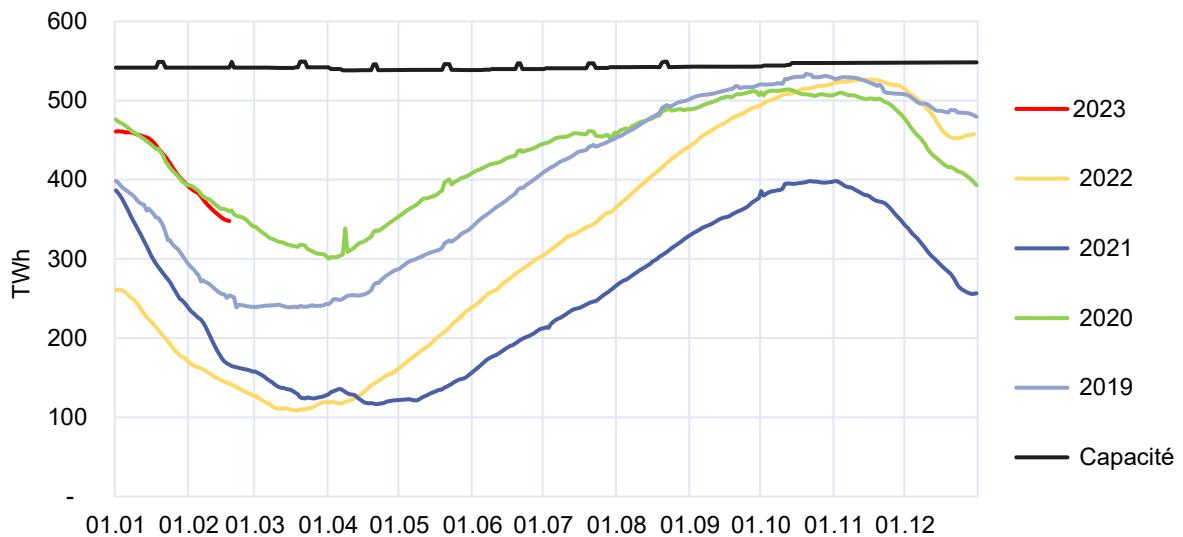


Figure 26 : État des stocks de gaz dans le nord-ouest de l'Europe de 2019 à février 2023

Les prix du charbon ont également subi une forte hausse jusqu'en août 2022. Au début de l'année, le gouvernement indonésien avait décrété une interdiction générale des exportations de charbon pour tout le mois de janvier, ce qui a favorisé une hausse des prix. Ceux-ci ont ensuite réagi aux tensions internationales accrues résultant du conflit ukrainien. Après l'éclatement de la guerre, les incertitudes quant aux futures livraisons de charbon en provenance de Russie (sanctions de l'UE) ont provoqué une flambee des prix. En avril, l'UE et le Japon ont annoncé ne plus vouloir importer de charbon russe, l'interdiction d'importation devant s'appliquer, pour l'UE, à partir du 10 août. Cela a amplifié le climat d'insécurité, en raison des craintes d'une éventuelle pénurie de l'offre de charbon non russe. De plus, l'anticipation de l'interdiction des importations de charbon russe par d'autres pays a également poussé les prix à la hausse. Le charbon russe a dû être remplacé par du charbon provenant d'autres pays, comme la Colombie, l'Afrique du Sud et l'Australie.

La volonté de réduire la dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations de gaz russe s'est en outre traduite par une révision à la hausse des prévisions de consommation de charbon pour 2022 et 2023, ce qui a entraîné une hausse de la demande. Enfin, l'annonce faite fin juin par plusieurs pays qu'ils allaient réactiver des centrales à charbon dont l'exploitation avait été abandonnée a également fait augmenter la demande en Europe.

En mai, l'aggravation de la situation de pénurie en Afrique du Sud, où le transbordement ferroviaire s'était détérioré, a également contribué à renforcer le climat haussier. De plus, le bas niveau des eaux du Rhin durant l'été a entraîné des restrictions dans le transport fluvial de charbon des ports d'Amsterdam, Rotterdam et Anvers (ARA) vers les utilisateurs finaux. Il en est résulté une certaine inquiétude quant à la disponibilité de charbon en automne, ce qui a aussi poussé les prix à la hausse.

L'augmentation des réserves de charbon dans le port chinois de Qinhuangdao, qui ont atteint un niveau record fin juillet, a par contre eu un effet baissier sur les prix. En 2022, la production chinoise de charbon a battu un record historique, en même temps que la demande était encore freinée par la politique isolationniste menée pour lutter contre la pandémie de COVID-19. À partir d'octobre, la détérioration de la situation macroéconomique mondiale et les inquiétudes concernant la croissance ont également renforcé le climat baissier. Enfin, les mesures de l'UE visant à réduire la demande, la disponibilité accrue des centrales nucléaires françaises vers la fin de l'année et la décision allemande, tombée en octobre, de prolonger la durée de vie des trois dernières centrales nucléaires du pays jusqu'en avril 2023 ont conduit à revoir les prévisions de consommation de charbon à la baisse, ce qui a également favorisé la tendance au recul des prix vers la fin de l'année.

Au final, durant l'année de livraison 2022, le prix du charbon est passé d'un peu moins de 80 EUR/t à près de 173 EUR/t, mais avec des pics dépassant momentanément 345 EUR/t.

En 2022, les prix des certificats CO<sub>2</sub> ont augmenté une première fois entre le début de l'année et l'éclatement de la guerre en Ukraine, passant de 85 à 96 EUR/t (le jour précédent le début de la guerre). Les principaux facteurs à l'origine de cette hausse étaient les suivants : la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises, qui a entraîné une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> et, partant, de la demande de certificats, l'annulation d'enchères, ainsi que des signaux d'ordre technique. Après le début du conflit ukrainien, les prix du CO<sub>2</sub> ont fortement reculé, suivant en cela l'évolution des marchés financiers mondiaux, secoués par la crise russo-ukrainienne. Le climat d'insécurité régnant chez les investisseurs les a alors poussés à liquider leurs positions en quotas d'émission de l'UE (European Union Emission Allowances, EUA). Le contrat EUA Décembre 2023 a atteint sa cotation la plus basse le 7 mars, à 60 EUR/t. Les EUA se sont toutefois rapidement repris pour se stabiliser aux alentours de 80 EUR/t, après que la pratique consistant à « acheter les creux » (*dip buying*) et plusieurs signaux techniques ont relancé les achats et que les enchères EUA correspondantes ont émis des signaux de prix forts. En avril, on a ensuite observé une évolution latérale des prix. Début mai, de fortes enchères, le négocie technique, des achats spéculatifs ainsi que des achats pour raison de compliance ont fait grimper les prix jusqu'à 90 EUR/t. Fin mai, les prix ont également fortement augmenté en réaction à l'annonce, d'une part, de la libération de certificats provenant de la réserve de stabilité du marché (RSM) et, d'autre part, de nouveaux objectifs plus ambitieux visés par la Commission européenne en matière d'efficacité énergétique et d'utilisation de sources d'énergie propres. La Commission a en effet proposé de vendre des certificats provenant de la RSM pour un montant de 20 milliards d'euros, afin de dégager les fonds nécessaires pour financer de manière flexible les mesures visant à mettre fin à la dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe. Il a par la suite été annoncé que la libération prévue des certificats provenant de la RSM pourrait être échelonnée sur quatre ans, de manière à éviter une forte et subite augmentation de l'offre, ce qui a fait remonter les prix.

Durant l'été 2022, les températures élevées dans toute l'Europe et la baisse de la production d'énergie éolienne ont entraîné une augmentation de la production à partir de combustibles fossiles et donc de la demande de certificats de CO<sub>2</sub>. Le contrat EUA Décembre 2023 a ainsi atteint sa cotation la plus élevée le 19 août, à 101 EUR/t. Les mesures de l'UE visant à réduire la demande ainsi que l'affaiblissement de l'économie européenne se sont ensuite traduits par une tendance baissière, qui a duré jusqu'à mi-octobre. Le prix est ainsi redescendu à 68 EUR/t. Par la suite, il a de nouveau franchi la barre des 70 EUR/t et les conditions techniques ont alors évolué vers une tendance à la hausse. L'augmentation de la production d'électricité à partir de charbon et les mesures de couverture prises par les entreprises d'approvisionnement à l'approche de l'hiver ont également favorisé la hausse des prix. Mi-décembre, le prix du CO<sub>2</sub> avait de nouveau augmenté à 94 EUR/t. L'évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA<sup>10</sup>), du gaz (THE<sup>11</sup>) et du charbon (région ARA<sup>12</sup>) en 2022 pour les contrats annuels 2023 est présentée à la Figure 27.

<sup>10</sup> EUA : European Union Emission Allowances (quotas d'émission de l'UE)

<sup>11</sup> THE : prix de référence pour le prix du gaz allemand des gestionnaires de la zone de marché Trading Hub Europe (issue de la réunion des zones de marché NetConnect Germany et Gaspool)

<sup>12</sup> ARA : prix de référence pour le charbon thermique aux terminaux de transbordement du triangle Amsterdam-Rotterdam-Anvers, le principal marché du charbon en Europe



Figure 27 : Évolution des prix du CO<sub>2</sub> (EUA), du gaz (THE) et du charbon (région ARA) en 2022 pour les contrats annuels 2023. Source des données : EEX et Refinitiv Power Research

## 2.3 Rapports hebdomadaires au Conseil fédéral

La crise énergétique que nous traversons – qui a menacé la sécurité de l’approvisionnement durant l’hiver 2022/2023 et menace toujours celle de l’hiver 2023/2024 – ainsi que la demande de soutien financier qu’Alpiq avait présentée à la Confédération (et qu’elle a ensuite retirée) ont amené le Conseil fédéral à ordonner que des rapports sur l’évolution des marchés énergétiques lui soient remis chaque semaine, et ce à partir du 1er mars 2022. L’ElCom était responsable des comptes rendus hebdomadaires relatifs au marché de l’électricité.

Ces rapports hebdomadaires présentaient l’évolution des prix des principaux produits du marché de gros de l’électricité sous forme graphique (voir Figure 28). Ils exposaient en outre les raisons de fond des fluctuations de prix, dans la plupart desquelles l’évolution des prix du gaz, du charbon et des certificats CO<sub>2</sub> jouait aussi un rôle important. Les rapports rendaient compte également des risques menaçant la sécurité de l’approvisionnement en électricité, entre autres : disponibilité de gaz au sein de l’UE, état des livraisons de gaz dans l’UE tant par gazoduc que sous forme de GNL, taux de remplissage des installations de stockage de gaz dans le nord-ouest de l’Europe, disponibilité des centrales nucléaires françaises, taux de remplissage des installations de stockage suisses, disponibilité du réseau de transport suisse et état des capacités d’importation.

Enfin, chaque rapport contenait une analyse des dernières mesures prises au sein de l’UE en réaction aux prix élevés de l’énergie et des répercussions de ces mesures sur la Suisse, ainsi que les dernières informations sur les éventuels problèmes de liquidités et mesures de nationalisation des principaux fournisseurs d’énergie (Uniper, EDF).

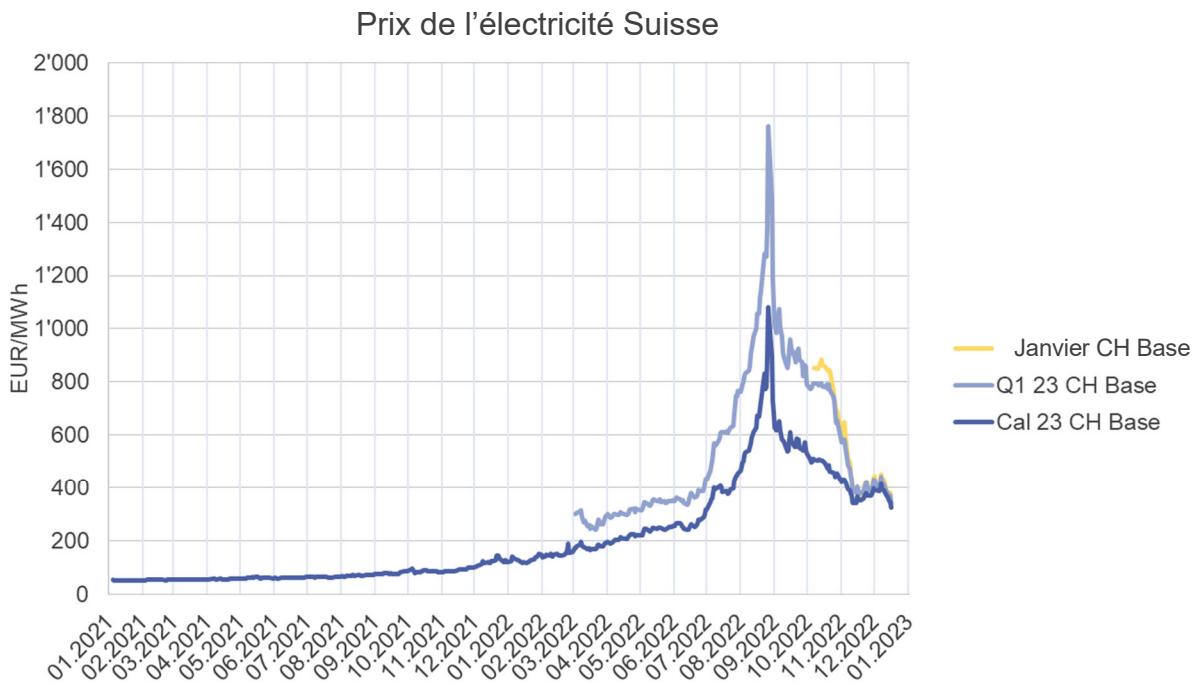


Figure 28 : Prix de gros de l'électricité avec livraison en Suisse présentés dans le rapport de décembre 2022 transmis au Conseil fédéral

### 3 Activités de l'ElCom en matière de surveillance du marché

#### 3.1 Statistique des analyses 2022

Conformément aux art. 26b et 26c OApEl, l'ElCom peut traiter les données qu'elle reçoit des personnes soumises au devoir d'information. Elle le fait à l'aide d'un système d'information développé à cet effet, le Market Monitoring System (MMS), qui sert également aux travaux d'analyse de la section Surveillance du marché. Les activités d'analyse de l'ElCom visent, d'une part, à améliorer la transparence du marché de gros de l'énergie en Suisse. Il s'agit de s'assurer que les prix s'y forment sur la base d'une concurrence ouverte et loyale, sans distorsions et conformément à la loi de l'offre et de la demande. D'autre part, les analyses de l'ElCom sur certains thèmes sont utiles à d'autres offices fédéraux, par exemple pour déterminer quelles entreprises du secteur suisse de l'électricité sont d'importance systémique ou pour élaborer le mécanisme de sauvetage.

Les données fournies par les acteurs du marché sont traitées et évaluées moyennant le recours à des alertes qui se déclenchent lorsque certains critères prédéfinis sont remplis, principalement en présence d'indices laissant penser à une manipulation de marché ou à des opérations d'initiés.

Des analyses sont également réalisées lorsque les organes de surveillance de marchés organisés signalent à l'ElCom des anomalies concernant des acteurs suisses du marché. On parle en l'occurrence de déclaration de transactions et d'ordres suspects (Suspicious Transaction and Order Report, STOR). En 2022, trois déclarations de ce type sont parvenues à l'ElCom (comme en 2021).

Comme les années précédentes, outre les investigations sur des anomalies menées à la suite du déclenchement d'alertes dans le MMS ou de la réception de STOR, l'ElCom a réalisé des analyses thématiques ad hoc. En 2022, en raison de la diminution des ressources à la disposition de la section Surveillance du marché ainsi que de l'augmentation du nombre de requêtes provenant des milieux politiques et du public, elle s'est focalisée sur le suivi de la situation et des prix du marché, qui changeaient continuellement, ainsi que sur différentes thématiques relevant de la structure du marché et de la sécurité de l'approvisionnement ; elle a réalisé moins d'analyses spécifiques que les années précédentes,

notamment en raison de la réserve hydroélectrique et les rapports au Conseil fédéral. Le nombre d'analyses s'est monté à sept. Sont présentées ci-après, sous une forme condensée, l'analyse de l'impact des énergies renouvelables sur les volumes et les prix des marchés Day-Ahead et Intraday en Suisse, en Allemagne et en France (voir chapitre 3.2.1), ainsi que l'analyse des volumes négociés sur l'EEX (volumes négociés vs volumes compensés) (voir chapitre 3.2.2). Deux autres analyses – l'une portant sur une enquête de la CRE et l'autre sur le suivi des différences de prix (*spreads*) des produits hivernaux – sont présentées dans le rapport d'activité 2022 de l'EICOM, également sous forme condensée. Une vue d'ensemble des activités d'analyse de la section Surveillance du marché en 2022 est présentée à la Figure 29.

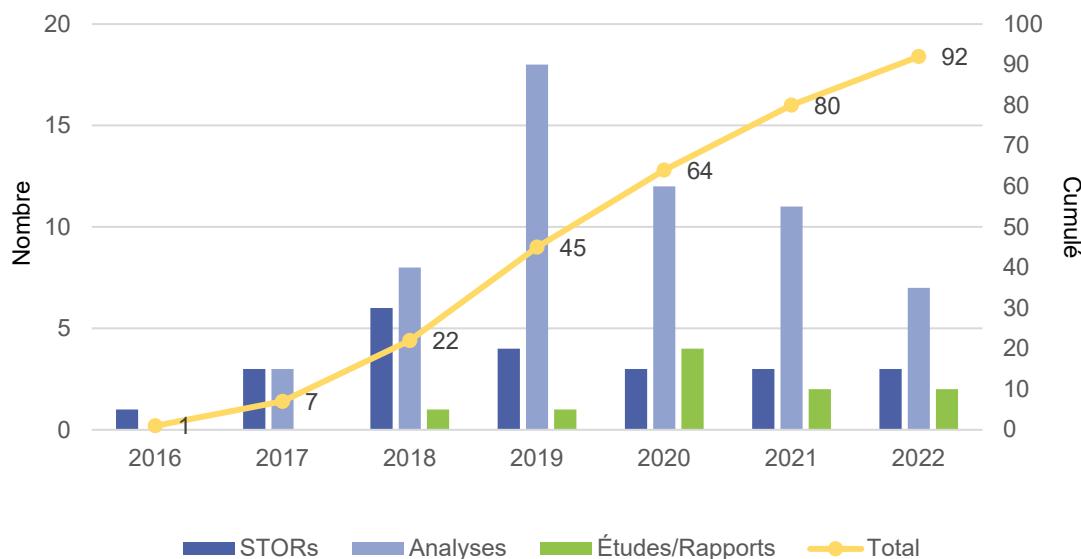


Figure 29 : Vue d'ensemble des STOR reçus par l'EICOM

### 3.2 Travaux d'analyse en 2022

#### 3.2.1 Analyse de l'impact des énergies renouvelables sur les volumes et les prix des marchés Day-Ahead et Intraday en Suisse, en Allemagne et en France

Depuis quelques années, les énergies renouvelables sont en plein essor. Alors qu'auparavant les portefeuilles de négocié basés sur les énergies renouvelables n'étaient optimisés que jusqu'au niveau Day-Ahead, les écarts de prévision sont aujourd'hui de plus en plus souvent compensés au niveau Intraday également – jusque peu avant la livraison – à l'aide du négocié algorithmique. De plus, en raison de l'essor des énergies renouvelables et du développement des stratégies de négociation automatisées, le marché Intraday a beaucoup gagné en popularité auprès des acteurs du marché.

L'analyse visait également à montrer comment les volumes négociés et les prix ont évolué sur les marchés Day-Ahead (voir Figure 30) et Intraday (voir Figure 31) avec livraison en Suisse, en Allemagne et en France. Il s'agissait en particulier d'examiner si les fluctuations de prix à court terme avaient augmenté sur ces marchés et comment la différence de fluctuations de prix entre le marché Day-Ahead et le marché Intraday avait tendance à évoluer (voir Figure 32). Le but était en outre de calculer les recettes nettes par MW provenant d'une centrale à gaz dont la production peut être démarrée ou arrêtée en fonction des prix Day-Ahead ou Intraday et d'obtenir ainsi des indications importantes sur la valeur de la flexibilité. En raison d'une liquidité de marché importante, cette évaluation n'a été effectuée que pour le marché allemand, mais en considérant les marchés continus ou aux enchères, à l'heure ou au quart d'heure (voir Figure 33).

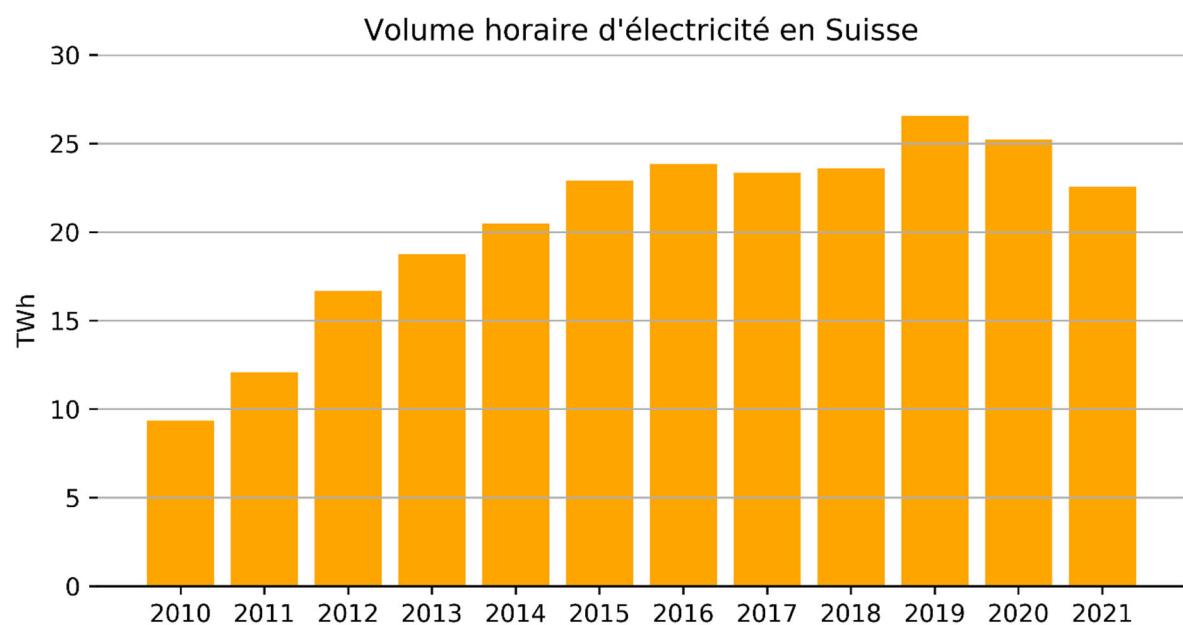


Figure 30 : Total du volume négocié annuellement aux enchères Day-ahead en Suisse

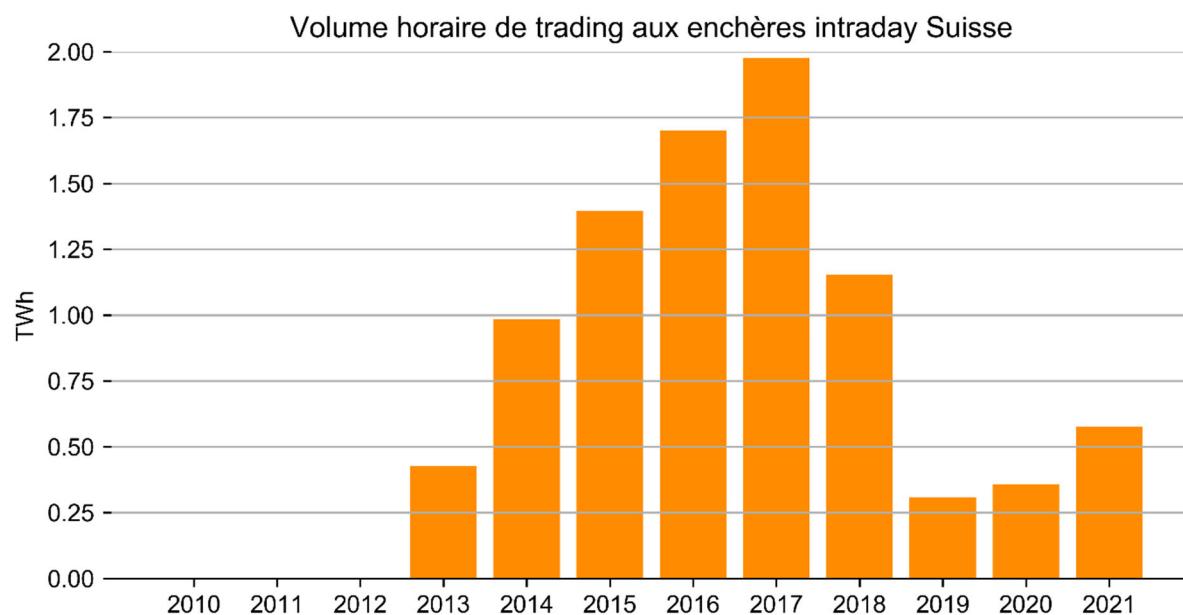


Figure 31 : Total du volume négocié annuellement relevant du négoce continu Intraday en Suisse pour les produits horaires

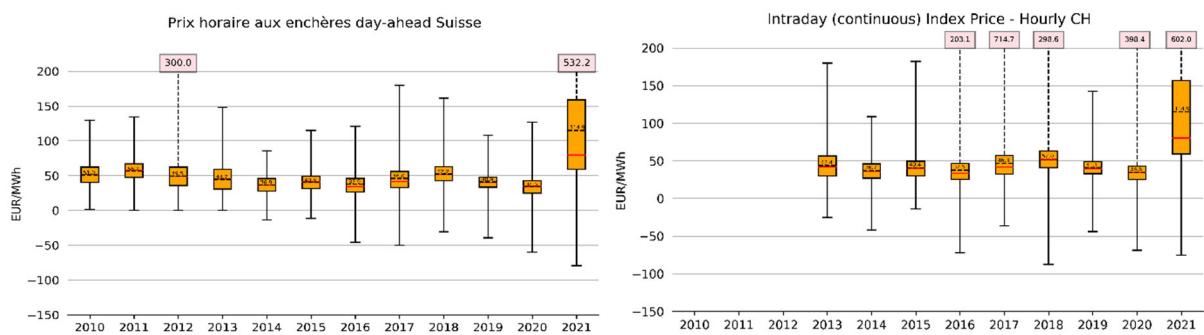


Figure 32 : Prix selon l'indice Box Plot Day-Ahead vs Intraday Hourly pour les livraisons en Suisse

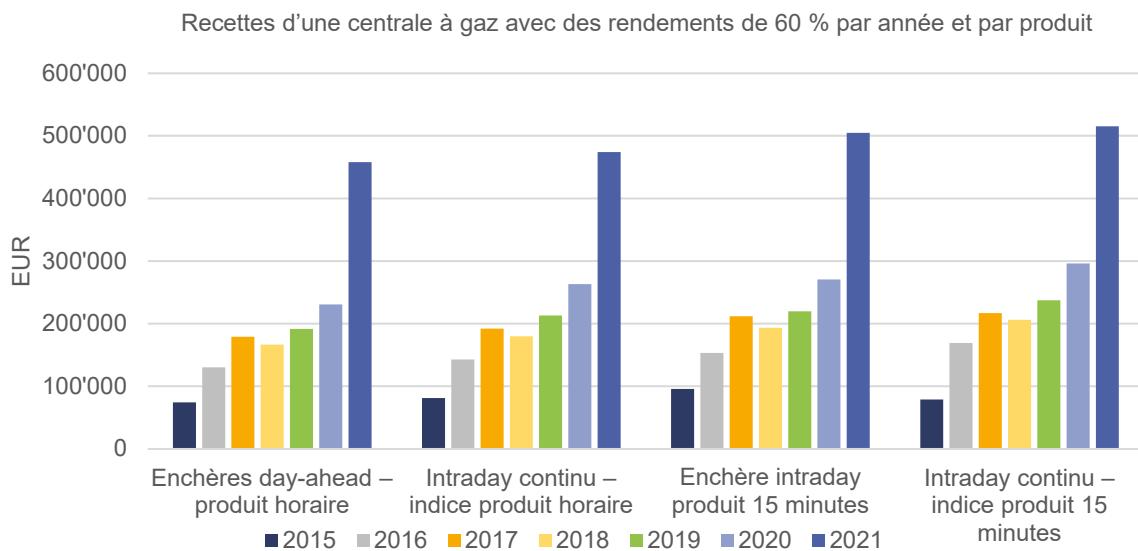


Figure 33 : Recettes d'une centrale à gaz avec une puissance de 1 MW et un rendement de 60 % par marché (Day-Ahead, enchères Intraday et négoce continu Intraday) et par période de livraison (heure vs quart d'heure)

L'analyse a mis en évidence l'importance du marché Intraday pour le maintien économique des ressources suffisamment flexibles permettant une production intermittente. Les produits de granularité 15/30 min (et éventuellement à 5 min à l'avenir) améliorent le signal de prix pour l'exploitation du système électrique et orientent les investissements vers la flexibilité dans les pays où les capacités de production intermittente connaîtront une forte croissance ces prochaines années. Le besoin d'une flexibilité suffisante augmentera à l'avenir en raison des rampes de production importantes. De plus, à la suite de l'explosion des prix de ces derniers mois sur le marché de l'électricité – où les tarifs horaires ont parfois atteint plusieurs centaines d'euros – combinée aux énergies renouvelables fluctuantes, la valeur de la flexibilité a également augmenté. Si elle devait rester élevée, cela constituerait un signal important en faveur des investissements dans la flexibilité.

Il est également ressorti de l'analyse que le marché Intraday en Suisse s'est fortement asséché depuis 2018, tandis que les marchés Intraday se développent fortement dans les pays voisins et que les volumes de négoce des différents produits y sont en augmentation afin de tenir compte du besoin de flexibilité de la transition énergétique dû à l'augmentation des énergies renouvelables fluctuantes. L'absence d'accord avec l'UE a un impact important sur les marchés suisses de l'électricité et menace à long terme la compétitivité de notre pays en matière de flexibilité. La flexibilité suisse doit être commercialisée à l'étranger, mais cela nécessite de surmonter des obstacles techniques et commerciaux, si bien qu'elle est désavantagée par rapport à la flexibilité étrangère. Le calcul des recettes nettes par MW provenant d'une centrale à gaz dont la production peut être poursuivie ou arrêtée en fonction des prix Day-Ahead ou Intraday montre que le potentiel de recettes sur le marché Intraday est important même

lorsque les prix du gaz sont élevés. Or les centrales hydroélectriques suisses ne peuvent pas exploiter pleinement ce potentiel, du fait que le marché Intraday domestique a fortement perdu de sa liquidité et de son attrait. L'optimisation a donc surtout lieu à l'étranger, où les capacités transfrontalières disponibles limitent toutefois le potentiel d'exploitation de la flexibilité.

### 3.2.2 Analyse des volumes de transactions à la bourse EEX (volumes de transactions réalisées à la bourse vs volumes de transactions compensées à la bourse)

L'année 2022 a été caractérisée par des problèmes de liquidité, et aussi par une chute conséquente au niveau des échanges réalisés en bourse.

Dans le cas de la bourse EEX, la plus grande bourse Européenne pour le négoce d'électricité, les volumes sur le marché à terme ont diminué de 27% par rapport à 2021. Comme le montre la Figure 34 cette baisse de volume des transactions a été observée particulièrement à partir de la fin du premier trimestre 2022.

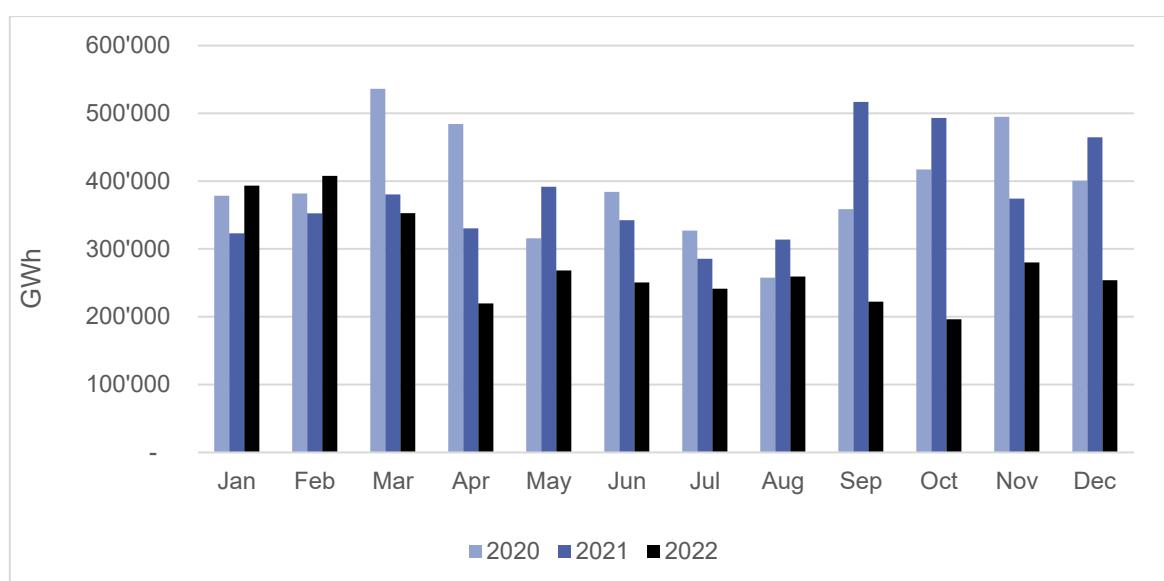


Figure 34 : Volume mensuel total (transactions réalisées et compensées) sur EEX de 2019 à 2022. Source des données EEX.

Par rapport à l'année 2021, cette baisse de volume est survenue dans la plupart des pays Européens voisins de la Suisse, typiquement en Allemagne (-27%), France (-16%), Italie (-18%) et Autriche (0%). Cependant, ce n'est pas le cas pour le marché suisse, où le volume a augmenté de manière considérable (+63%). En effet, en 2021, le volume total sur EEX était de 9'679 TWh alors qu'il a été de 15'762 TWh en 2022. La Figure 35 montre l'évolution mensuelle du volume total sur EEX.

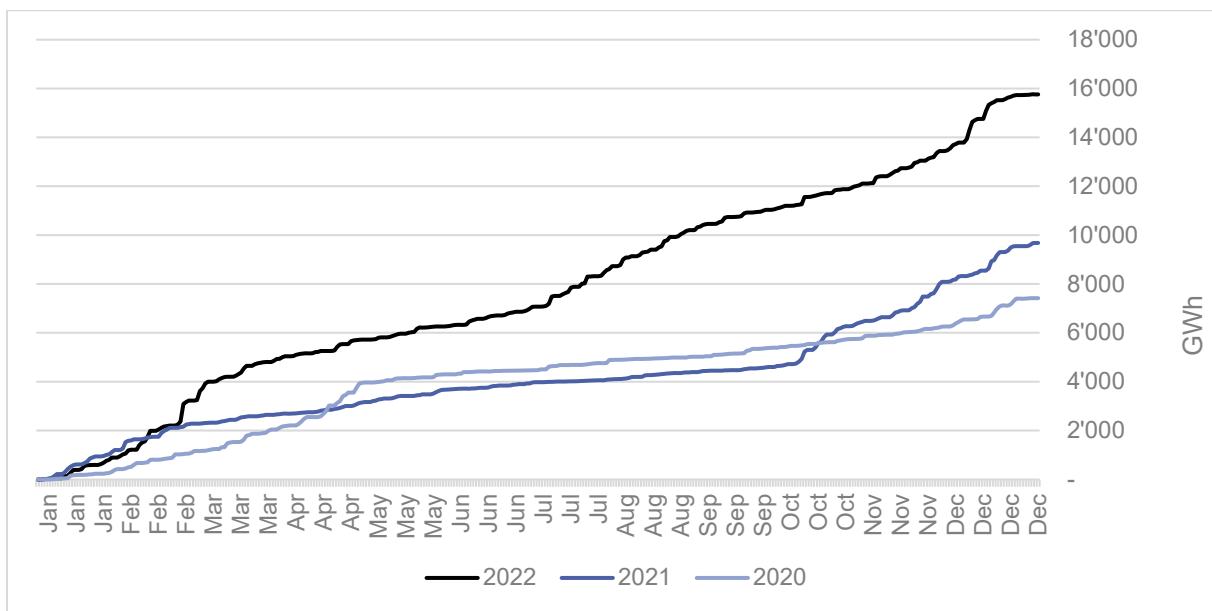


Figure 35 : Comparaison annuelle de l'évolution du volume total sur EEX en Suisse

Une des raisons derrière cette augmentation du volume total sur EEX en Suisse décelée en analysant la composition de ce volume. En effet, le volume total que nous observons sur EEX représente en réalité la somme de deux types de transactions. Le premier type correspond aux transactions effectuées directement sur la bourse EEX, alors que le deuxième type correspond aux transactions réalisées en OTC, qui sont par la suite compensées sur EEX, ou « cleared » sur EEX. Les acteurs de marché peuvent faire le choix de compenser leurs transactions sur la bourse pour bénéficier des mesures de réduction de risque de contrepartie.

En analysant la composition du volume total sur EEX pour le marché suisse, il se trouve que l'augmentation provient en grande partie de la progression du volume de transactions compensées sur EEX, et pas véritablement de l'augmentation du volume de transactions directement réalisées sur EEX. Concrètement, le volume traité directement sur EEX Suisse est passé de 1'194 GWh en 2021 à 1'616 GWh en 2022, soit une augmentation de 422 GWh ou 35%, tandis que le volume compensé sur EEX est passé de 8'485 GWh en 2021 à 14'146 GWh en 2022, soit une augmentation de 5'661 GWh ou 67%.

La Figure 36 illustre l'origine de l'augmentation du volume total sur EEX en distinguant le volume échangé directement sur EEX Suisse et le volume compensé sur EEX Suisse, comme mentionné plus haut.

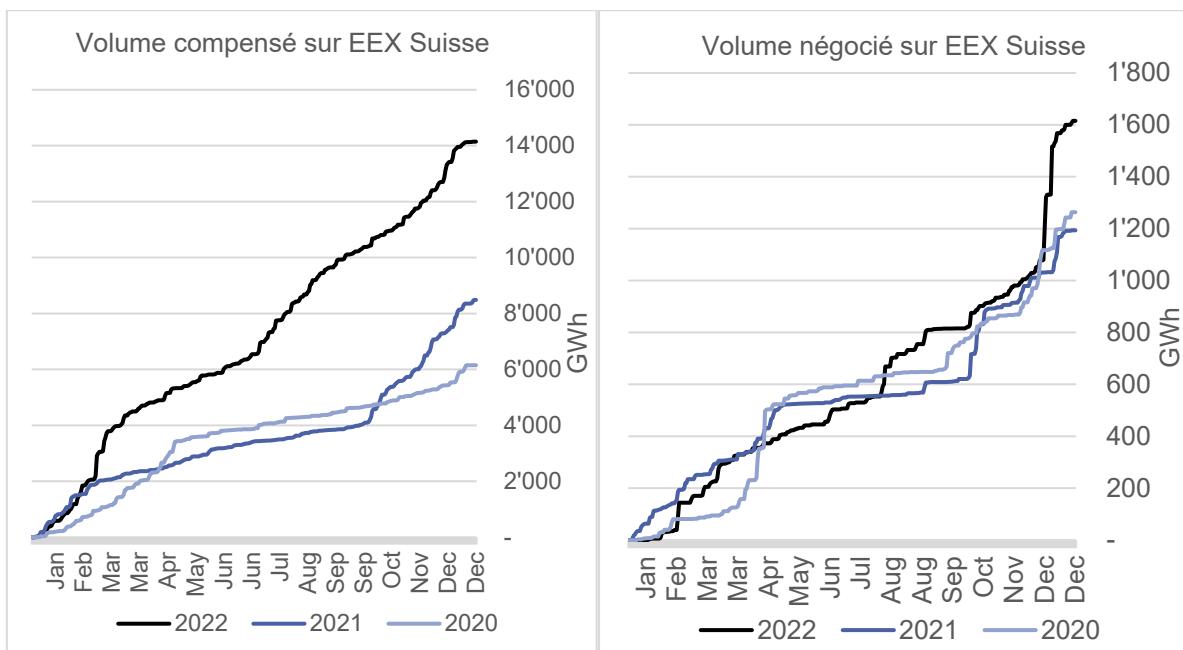


Figure 36 : Comparaison de l'évolution entre le volume négocié directement sur EEX et le volume compensé sur EEX, en Suisse, en GWh

Le volume échangé directement sur EEX a également augmenté, mais de manière plus faible, et principalement en fin d'année. La tendance du volume compensé sur EEX s'est détachée de ce qu'on a observé en 2020 ou 2021 dès la fin février 2022. A partir de cette date le volume compensé sur EEX n'a cessé d'augmenter à un rythme plus soutenu qu'en 2020 ou 2021.

A la vue de ces différences, il ne faut pas interpréter l'augmentation du volume total sur EEX Suisse comme un afflux de liquidités vers la Suisse, ou comme une augmentation de l'activité sur le marché suisse en 2022, mais plutôt comme le fait que les participants au marché ont compensé un plus grand volume de transactions réalisées de gré à gré sur la bourse qu'auparavant.

L'une des raisons possibles de l'augmentation du volume compensé auprès d'EEX est que les participants au marché comptent davantage sur la bourse pour éliminer le risque de crédit autrement présent dans les transactions de gré à gré. Avec des marchés très volatils et coûteux, les négociants cherchent à se protéger de ce risque de contrepartie. Cette hypothèse est renforcée par le fait que sur les autres marchés analysés, typiquement l'Allemagne (Figure 37), en termes de pourcentages, la baisse sur le volume des transactions négociées sur EEX est plus importante que la baisse sur le volume des transactions compensées sur EEX. Par conséquent, malgré la baisse du volume total sur EEX (négociations et compensations), la proportion des compensations par rapport au volume total est plus importante qu'auparavant, comme c'est le cas pour la Suisse.

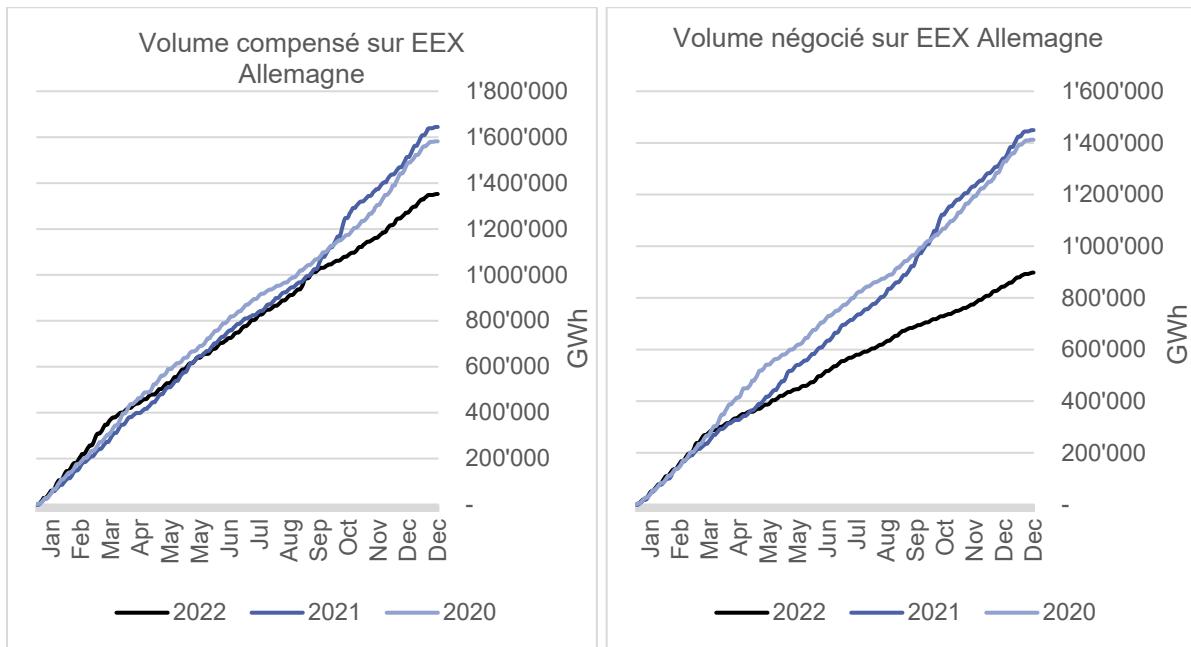


Figure 37 : Comparaison de l'évolution entre le volume négocié directement sur EEX et le volume compensé sur EEX en Allemagne, en GWh

Le volume compensé sur EEX Allemagne est passé de 1'644'682 GWh en 2021 à 1'352'390 GWh en 2022 soit une baisse de 18%, tandis que le volume échangé directement sur EEX est passé de 1'449'701 GWh en 2021 à 897'874 GWh en 2022, soit une diminution de 38%. Pour la bourse EEX, entre ces deux types de transactions, la proportion des volumes exécutés directement sur la bourse EEX a donc baissé, de 46% du total en 2021 à 40% du total en 2022.

Finalement, il est important de noter que ces analyses prennent en compte uniquement les évolutions sur EEX et pas sur d'autres bourses, et ne considèrent également pas les échanges de gré à gré qui ne sont pas compensés sur EEX. Par conséquent, il est impossible de tirer des conclusions plus générales sur le total des échanges tant au niveau Suisse qu'au niveau Européen.

### 3.2.3 Trois Light Reporting Case EPEX SPOT

EPEX SPOT est une bourse de l'électricité Day-Ahead et Intraday active dans les pays européens suivants : Autriche, Belgique, Danemark, Allemagne, Finlande, France, Luxembourg, Holland, Norvège, Pologne, Suède, Grande Bretagne et Suisse. Elle communique des Light Reporting Case aux régulateurs concernés lorsqu'une activité de trading sur les marchés Day-Ahead et Intraday d'un des pays membres nécessite une analyse approfondie. L'EICOM peut être contactée par EPEX SPOT pour les activités de trading émanant de sociétés établies en Suisse et pour des sociétés étrangères actives sur les marchés suisses.

L'EICOM dispose des informations et des outils nécessaires à l'établissement des analyses permettant de contrôler les différents mouvements de prix et de volumes sur les marchés de la bourse EPEX SPOT, au même titre que pour les autres activités de surveillance des marchés de l'électricité. Dans son rôle de régulateur, l'EICOM veut assurer le bon fonctionnement des marchés ainsi que leur transparence.

Dans le courant de l'année 2022, EPEX SPOT a annoncé trois Light Reporting Case à l'EICOM afin d'analyser l'activité de trading des sociétés impliquées. Pour chaque Light Reporting Case, EPEX SPOT a obtenu une justification de la partie concernée et l'a transmise à l'EICOM.

Dans les cas de Light Reporting qui lui ont été soumis, EPEX SPOT est d'avis qu'il n'y a pas eu de manipulation de marché ou délit d'initié.

Deux Light Reporting Case d'EPEX SPOT concernaient des mouvements de volume importants alors qu'un Light Reporting Case s'intéressait à une saisie d'ordres sur la plateforme Intraday à un niveau de prix décorrélé du marché.

Le premier Light Reporting Case lié à un volume de négoce important concernait une activité d'achat d'électricité sur le marché Intraday français à des prix supérieurs au marché Day-Ahead et dont l'explication reçue par la société impliquée ne permettait pas de justifier l'évènement. L'analyse a été approfondie par l'EICOM et a nécessité une nouvelle demande de justification plus précise qui a permis d'élucider la raison de cette activité Intraday qui s'est avérée légitime.

Le second Light Reporting Case a été déclenché en raison de volumes d'achat d'électricité importants d'un acteur sur le marché Day-Ahead suisse. Les volumes négociés étaient considérables par rapport à la taille de la société impliquée. Le cas a pu être clos par l'EICOM suite à une analyse de l'activité de trading, dont la conclusion était en adéquation avec la justification à EPEX SPOT initialement fournie par la société concernée.

Le Light Reporting Case résultant d'une saisie d'ordres d'achat sur le marché Intraday à des prix largement supérieurs aux offres concurrentes sur une seule heure a été traité comme un cas de fat finger. Des ordres avaient été placés et exécutés à des prix décorrélés du marché sans que leur annulation ne soit requise dans le délai imparti de 5 minutes selon le règlement de EPEX SPOT. La société auteur de cet événement a pris les mesures nécessaires dans le but d'éviter la répétition de l'erreur opérationnelle. Elle n'a tiré aucun avantage de la situation mais a subi une perte instantanée.

L'ensemble des Light Reporting Case de 2022 communiqués par EPEX SPOT ont pu être officiellement clos.

### **3.2.4 Rapports sur les rampes en cas de pannes de centrales électriques**

Les acteurs suisses du marché ont convenu de la publication d'informations privilégiées, en particulier d'informations sur les pannes de centrales électriques, sur la base d'un accord de la branche.

L'EICOM s'est procuré cet accord et l'a examiné. En raison des divergences constatées entre la norme sectorielle suisse et les recommandations de l'ACER ou de la plateforme pour la transparence de l'EEX, l'EICOM a alors adressé une lettre – datée du 17 septembre 2020 – à toutes les parties de l'accord. Elle les invitait à réviser l'accord, afin de garantir une pratique de déclaration uniforme et améliorer ainsi la transparence.

L'accord de branche stipulait par exemple que l'heure du début de la révision ou de la panne indiquée dans l'annonce publiée sur la plateforme pour la transparence devait se référer au moment où la valeur cible était atteinte (en cas d'arrêt de la centrale, la valeur cible est 0 MW). La période nécessaire pour atteindre la valeur cible peut toutefois durer plusieurs heures, en particulier pour les centrales nucléaires, raison pour laquelle l'EICOM avait remis en question cette approche et demandé que l'heure publiée du début de la révision ou de la panne soit celle du début de la rampe. En d'autres termes, l'heure indiquée devait se référer au début de la procédure d'arrêt ou de redémarrage de la centrale.

La branche avait néanmoins continué à ne pas publier d'informations sur les rampes des centrales électriques. Courant 2021, de nouvelles discussions ont eu lieu avec la branche, car des échanges avec les régulateurs de l'UE avaient permis d'établir qu'une rampe, en particulier pour les grandes centrales, constituait également une information privilégiée. Or, jusque-là, les acteurs suisses du marché ne publiaient pas les rampes des centrales électriques en tant qu'informations privilégiées.

Au final, afin de limiter la charge de travail et le nombre de déclarations, l'EICOM a convenu avec la branche que les informations techniquement importantes sur la centrale concernée seraient annoncées en tant que rampe dans un champ de texte d'information sur la plateforme pour la transparence de l'EEX (voir Figure 38). Ces informations sont connues à l'avance et ne changent normalement pas. Cette mesure est appliquée depuis 2022.

https://www.eex-transparency.com/de/power/ch/produktion/verfuegbarkeit

Type of unavailability	Marktteilnehmer - Betroffene Anlage - Betroffene Einheit	Regelzone	Brennstoff	Ereignis Beginn	Ereignis Ende	Nichtverfügbare / Verfügbare Kapazität (MW)	Grund der Nichtbeabsichtigtheit	Status	Ereignis ID	Letz Aktu
Outage	Axpo Power AG - KKL - KernKW Leibstadt AG - Leibstadt	SwissGrid	Nuclear	2027/04/19 00:00	2027/05/24 00:00	1233.0	Outage	<input checked="" type="checkbox"/>	0000000000000#19845#2987_001	202:10:1
Maintenance	Axpo Power AG - KKL - KernKW Leibstadt AG - Leibstadt	SwissGrid	Nuclear	2023/02/19 07:00	2023/02/19 08:45	350.0	Maintenance	<input checked="" type="checkbox"/>	Ramping down: After event start ramp down to 880 MW for 45 minutes then maintain level for 1 h // Ramping up: After event stop ramp up to 950 MW for 1 hours old 15 minutes then maintain level for 45 minutes. Then ramp up to 1235 MW for 5 hours.	
Maintenance	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 1	SwissGrid	Nuclear	2023/05/16 11:00	2023/05/30 11:00	365.0	Maintenance	<input checked="" type="checkbox"/>	000000000000#10204#2984_001	202:13:4
Maintenance	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 2	SwissGrid	Nuclear	2026/08/04 11:00	2026/08/17 11:00	365.0	Maintenance	<input checked="" type="checkbox"/>	000000000000#19315#2985_001	202:12:3
Maintenance	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 1	SwissGrid	Nuclear	2026/05/01 11:00	2026/06/02 11:00	365.0	Maintenance	<input checked="" type="checkbox"/>	000000000000#19314#2984_001	202:12:3

Figure 38 : Champ de texte d'information sur la plateforme pour la transparence de l'EEX concernant un arrêt de la centrale nucléaire de Leibstadt, en jaune

## 4 Suivi des liquidités

Depuis le début de la guerre en Ukraine et la diminution des livraisons de gaz russe vers l'Europe qui a suivi, la situation en matière de sécurité de l'approvisionnement s'est dangereusement détériorée dans le secteur de l'électricité également. De nombreux pays, dont l'Allemagne, l'Autriche et surtout l'Italie, se servent en effet de centrales à gaz pour produire de l'électricité. La diminution des livraisons de gaz a initialement remis en question la production d'électricité. Cette situation tendue sur les marchés du gaz a entraîné une hausse des prix, qui s'est aussitôt répercutee sur les prix de l'électricité. Cela s'est traduit par une forte augmentation des besoins de liquidités des entreprises d'électricité, car la hausse des prix de l'électricité sur les marchés boursiers a également fait augmenter les appels de marge (margin calls).

### 4.1 Calcul des paramètres de marge à des fins de suivi de l'évolution des liquidités d'un portefeuille de référence

Les prix de l'électricité ont commencé à fortement augmenter dès la fin de 2021. Tant les prix que la volatilité ont atteint des niveaux exceptionnellement élevés, avec un point culminant en été 2022. Les appels de marge étaient donc également élevés.

Un appel de marge est une demande de fonds effectuée lorsque de l'argent doit être versé sur un compte de marge afin de satisfaire aux exigences minimales en matière de capital pour pouvoir continuer à négocier en bourse. Il faut distinguer deux types de marges en bourse : la marge de variation et la marge initiale.

Pour l'une comme pour l'autre, c'est toujours la position nette de l'acteur du marché pour un produit de négoce donné qui est déterminante. En cas de position nette courte, l'augmentation des prix fait également augmenter les exigences de fonds relevant de la marge de variation. En cas de position nette longue, l'augmentation des prix fait au contraire diminuer ces exigences. Quant à la marge initiale, elle est par définition plus élevée lorsque les prix et la volatilité du marché augmentent. La marge initiale est requise pour toute position ouverte (courte ou longue), afin de couvrir les risques de compensation encourus par la bourse dans un scénario de défaillance. Elle sert à couvrir les variations potentielles de la valeur des positions détenues par un acteur du marché, afin de clôturer une position dans les deux

jours de bourse ouvrables. Les paramètres sont calibrés de manière à couvrir le risque de défaillance avec un niveau de confiance de 99 %, compte tenu d'une période rétrospective prédéfinie. Afin que l'ElCom puisse assurer plus facilement le suivi des augmentations des exigences en matière de liquidités que les acteurs du marché doivent satisfaire au titre de la marge initiale, des portefeuilles de référence ont été constitués et les paramètres de marge ainsi que les exigences en matière de marge initiale calculés quotidiennement.

Enfin, appliquant avec rigueur la méthode de calcul de la marge initiale prescrite par l'ECC, l'ElCom a pu non seulement calculer ladite marge sur la base des cours de clôture actuels, mais également modéliser des scénarios (par ex. hausse des prix de X % du jour au lendemain) et en simuler les effets sur la marge initiale.

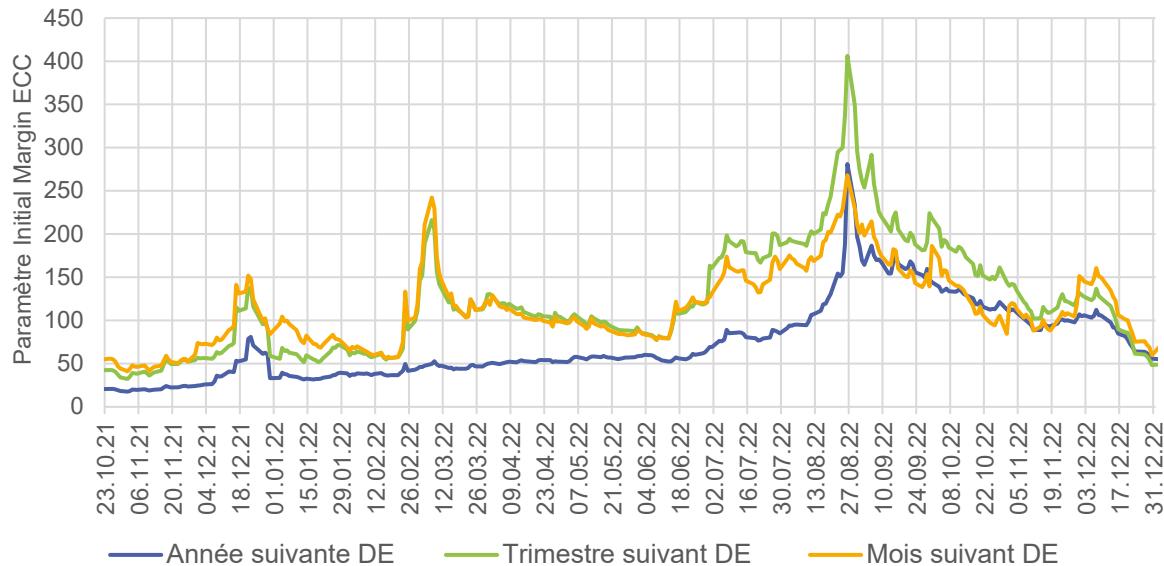


Figure 39 : Évolution des paramètres de marge pour les contrats Base avec livraisons en Allemagne

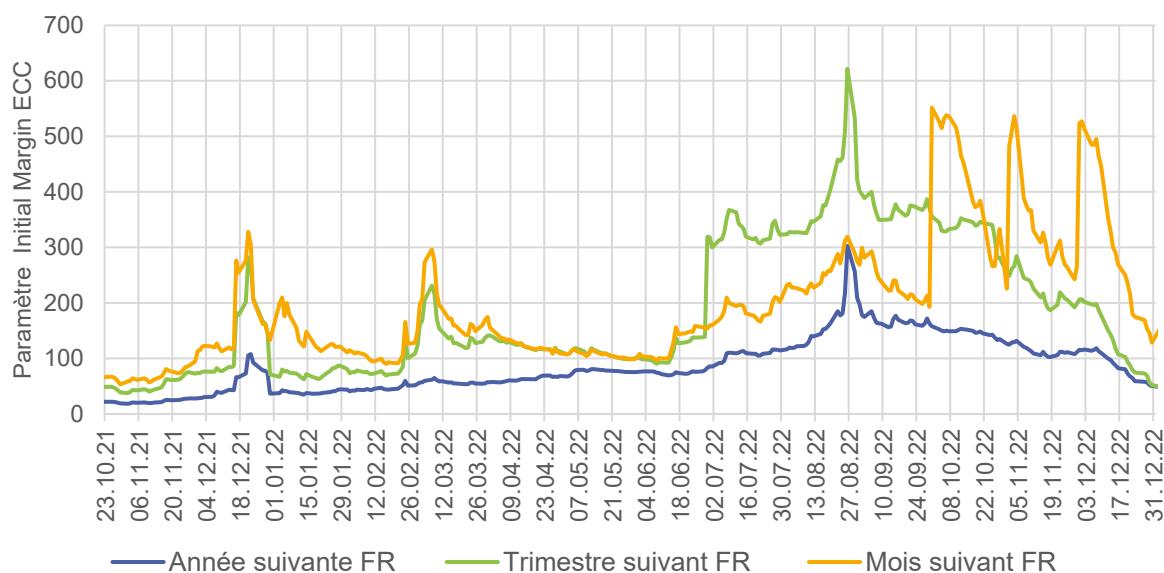


Figure 40 : Évolution des paramètres de marge pour les contrats Base avec livraisons en France

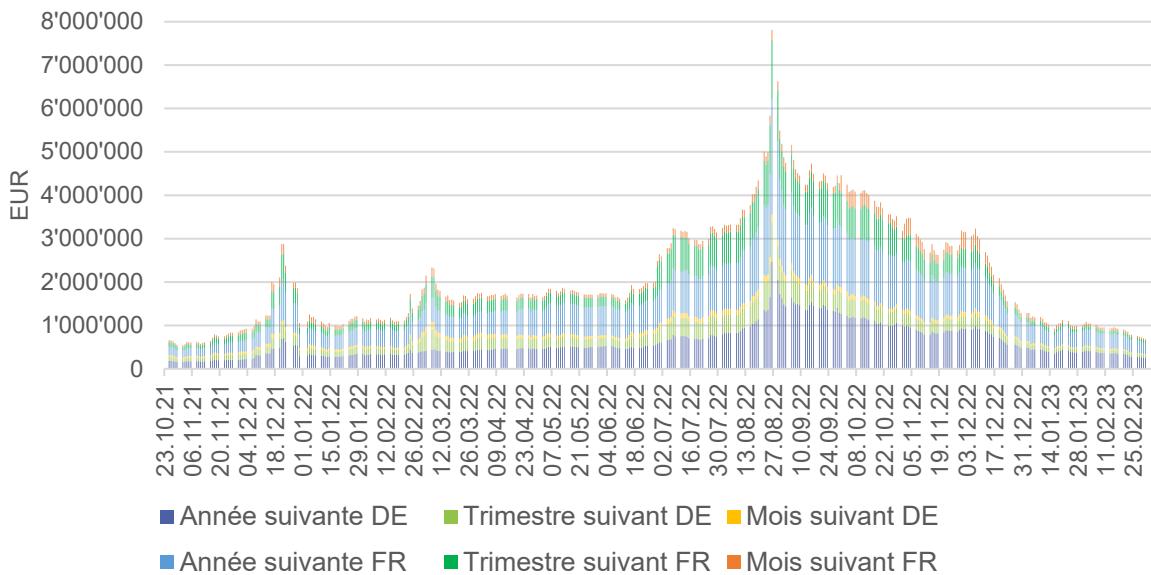


Figure 41 : Évolution des exigences en matière de marge initiale pour un portefeuille dans lequel sont détenus 1 MW Base Long par produit de négoce (année suivante, trimestre suivant, mois suivant) pour des livraisons aussi bien en Allemagne qu'en France

#### 4.2 Rapports mensuels internes concernant le marché de gros et la situation en matière de liquidités des acteurs suisses du marché

En 2022, la section Surveillance du marché a établi des rapports mensuels internes et confidentiels concernant le marché de gros et la situation en matière de liquidités des acteurs suisses du marché. Dans ces rapports, elle s'est focalisée sur les variations de prix des principaux produits du marché de gros de l'électricité, sur l'évolution des facteurs fondamentaux de ce marché, sur les prévisions de température (éventuelles vagues de froid) ainsi que sur les primes de risque observées sur le marché à terme (prix du marché par rapport au prix d'un modèle fondamental). De plus, sur la base des prévisions de prix sur le marché spot (avec intervalles de confiance), nous avons estimé s'il était possible que l'offre et la demande ne coïncident pas lors d'enchères Day-Ahead. En conséquence, le marché Day-Ahead ne clôturerait pas pour certaines heures de livraison et le prix s'établirait au maximum technique (actuellement 4000 EUR/MWh). Des informations concernant la situation en matière de liquidités de grandes entreprises énergétiques européennes (par ex. Uniper) ont en outre été recensées afin d'identifier les éventuels risques de crédit encourus par les acteurs suisses du marché.

Enfin, des analyses de données internes ont permis d'identifier également les éventuelles exigences accrues en matière de liquidités que ces acteurs pourraient avoir à satisfaire.

Les conclusions générales de ces rapports ont été présentées lors des réunions mensuelles du comité de pilotage Sécurité de l'approvisionnement énergétique, auxquelles a assisté le directeur de l'EICOM.

#### 4.3 Décisions de l'EICOM concernant la transmission de données relatives à des opérations de négoce d'électricité conclues

À partir du milieu de 2022, la situation en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité s'est encore aggravée : la Russie avait encore réduit ses livraisons de gaz, le gazoduc Nord Stream 1 avait été saboté, la disponibilité des centrales nucléaires françaises était extrêmement faible et, en raison de la sécheresse persistante et des faibles précipitations, des restrictions de navigation sur le Rhin avaient été ordonnées, perturbant ainsi les livraisons de charbon.

Eu égard à ce durcissement de la situation en matière de politique énergétique et à l'évolution des marchés, il était indispensable que des données sur les opérations du marché de gros de l'électricité soient fournies à l'ElCom, afin que celle-ci puisse assurer la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Rappelons dans ce contexte que conformément à l'art. 25, al. 1, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), les entreprises du secteur de l'électricité sont tenues de fournir aux autorités compétentes les informations nécessaires à l'exécution de ladite loi et de mettre à leur disposition les documents requis.

Ces informations donnent à l'ElCom un aperçu des opérations de négoce effectuées sur le marché suisse, ce qui lui permet en particulier d'analyser les activités de couverture des différentes entreprises du secteur de l'électricité ainsi que les interdépendances existant entre ces entreprises et d'en tirer des conclusions sur la situation en Suisse, notamment en ce qui concerne les liquidités dont la Confédération pourrait avoir besoin pour potentiellement soutenir les entreprises d'importance systémique.

Dans deux décisions rendues le 22 juillet 2002, l'ElCom a donc exigé des entreprises d'importance systémique qu'elles lui fournissent, pour le 31 août 2022, les données relatives à tous les contrats standard conclus jusqu'à cette date portant sur le négoce de gros d'électricité avec un lieu de livraison en Suisse et une durée de livraison d'au moins un mois pour la période de livraison 2022 et pour les périodes de livraison ultérieures. Les données relatives aux produits négociés sur l'EPEX SPOT étaient exclues de la requête. Dans un premier temps, les données ont été transmises en format XML ou CSV sur le serveur SFTP mis à disposition par l'ElCom, mais à partir du 1er janvier 2023 au plus tard, les entreprises ont dû procéder à la transmission quotidienne et automatique des données par le canal de livraison (RRM) utilisé pour la fourniture des informations visées à l'art. 26a<sup>bis</sup> OApEl.

#### **4.4 Nouvelles tâches de surveillance inscrites dans la LFiEI**

À la suite de l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2022 de la loi fédérale sur des aides financières subventionnelles destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI), la fourniture de données reposant sur les décisions de l'ElCom a été remplacée par la fourniture de données fondée sur la LFiEI.

La LFiEI a pour but de contribuer à garantir l'approvisionnement de la Suisse en électricité malgré toute évolution imprévue (art. 1, al. 1, LFiEI).

La loi règle l'octroi d'aides financières à titre de soutien subsidiaire des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique qui, en raison de problèmes de liquidités dus à une évolution imprévue et malgré les mesures prises par les entreprises, leurs partenaires financiers et leurs propriétaires directs ou indirects, sont menacées d'illiquidité ou déjà concernées par une illiquidité (art. 1, al. 2, LFiEI). La Confédération peut leur octroyer à titre subsidiaire une aide financière sous forme de prêt (art. 3, al. 1, LFiEI).

Conformément à l'art. 19 LFiEI, les entreprises d'importance systémique sont tenues de fournir tous les renseignements et documents nécessaires à l'exécution de la LFiEI notamment à l'ElCom et au Contrôle fédéral des finances (CDF), ainsi qu'aux tiers auxquels il est fait appel pour l'exécution de la LFiEI. Il ressort en outre de l'art. 19 que les informations exigées des entreprises d'importance systémique, et par conséquent les obligations de surveillance incombant à l'ElCom, dépendent de la phase dans laquelle se trouve l'entreprise concernée.

La phase 1 a débuté au moment même de l'entrée en vigueur de la LFiEI. Selon l'art. 19, al. 2, les entreprises d'importance systémique doivent notamment fournir :

- a. des documents et des informations sur la situation financière actuelle ;
- b. des documents et des informations sur les opérations de négoce d'énergie conclues ;
- c. une présentation de l'évolution des marchés qui pourrait imposer aux entreprises d'importance systémique d'avoir des liquidités supplémentaires.

La phase 2 débute au moment du dépôt de la demande d'octroi d'un prêt.

Selon l'art. 19, al. 3, les entreprises d'importance systémique doivent alors fournir en particulier :

- a. le plan financier pour la période de validité de la LFiEI ;
- b. des informations sur le montant et le degré d'utilisation des prêts et lignes de crédit des partenaires financiers existants ;
- c. les positions ouvertes auprès de contreparties ;
- d. des informations distinctes sur les appels de marge sur l'ensemble des marchés organisés.

Enfin, la phase 3 débute à la date à laquelle le prêt a été octroyé et mis à disposition.

Le but du concept de surveillance de la LFiEI est d'assurer le suivi de l'évolution des liquidités des entreprises d'importance systémique et d'anticiper les besoins de liquidités découlant de leurs activités de négoce. Les services concernés sont régulièrement informés des résultats de ce suivi assuré par l'EICCom.

## **5. Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE)**

Lors de sa séance du 16 décembre 2022, le Conseil fédéral a ouvert la consultation concernant la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE). Les prochaines étapes consistent en l'examen des avis reçus par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), puis en l'adaptation du projet de loi compte tenu de ces avis. L'EICCom sera ensuite consultée dans le cadre de la deuxième consultation des offices, vers le milieu de 2023. Il est prévu que le Parlement délibère au printemps 2024, de manière que la loi entre si possible en vigueur en 2025. Les opérations d'initiés et les manipulations du marché seront alors formellement interdites sur les marchés de gros de l'énergie en Suisse.

Les principaux points de la LSTE sont présentés ci-dessous.

- La LSTE crée davantage de transparence sur les marchés de l'énergie, notamment sur les marchés de l'électricité et du gaz. Il est prévu que l'EICCom soit l'autorité de surveillance des deux marchés.
- La nouvelle loi oblige les acteurs du marché à communiquer à l'EICCom des informations concernant leurs transactions et leurs ordres.
- Étant donné que les marchés à court terme sont de plus en plus imbriqués, la LSTE oblige à fournir des informations sur les données des services-système. Cette obligation n'est pas prévue dans le règlement REMIT et va donc au-delà de ce dernier. Il y a cependant déjà d'autres pays, notamment l'Autriche et l'Allemagne, dont la législation nationale permet de soumettre les données des services-système à la surveillance du marché.
- Parmi les acteurs du marché soumis à l'obligation de fournir des informations figurent également Swissgrid et les gestionnaires du réseau de transport de gaz.
- La LSTE prévoit que l'EICCom perçoive des émoluments pour financer ces activités de surveillance.
- Les contrats de distribution ou de fourniture d'électricité ou de gaz aux consommateurs finaux en Suisse ne sont réputés être des produits des marchés de gros de l'énergie que dans la mesure où, en raison de leur capacité de consommation élevée, ils sont susceptibles d'avoir une influence significative sur les prix de ces produits. Le seuil de capacité déterminant pour l'obligation de fournir des informations sera fixé ultérieurement dans une ordonnance.
- La possibilité de collaborer avec d'autres autorités suisses ou étrangères est particulièrement importante pour l'EICCom.
- Les sanctions applicables en cas de manipulation du marché et d'opérations d'initiés sont présentées en détail.

La LSTE étend les tâches incombant à l'EICom en vertu des art. 26a<sup>bis</sup> ss OApEI au négoce hors bourse et à tous les acteurs des marchés de gros de l'énergie en Suisse. Les délibérations parlementaires commenceront au plus tôt en 2024. Cela signifie que la LSTE n'entrera probablement pas en vigueur avant 2026.

## 6. Autres activités en matière de transparence et de surveillance du marché

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

En 2022, en raison de l'évolution des prix et des obligations de suivi qui leur incombent dans ce domaine, tant l'EICom que l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie des pays voisins et l'ACER ont été très occupées par de nouvelles tâches en rapport avec cette évolution. Or les autorités de régulation de l'énergie possédant une vaste expertise en matière de réglementation des marchés financiers étaient jusqu'ici peu nombreuses. Il a donc fallu commencer par acquérir les connaissances nécessaires, notamment pour bien comprendre les liens existants entre la réglementation des marchés de l'énergie et celle des marchés financiers.

C'est ce qui explique que les rencontres avec les autorités de régulation des pays voisins ont été peu nombreuses durant l'année sous revue. Il a encore été possible de tenir une rencontre avec le régulateur allemand (BNetzA) et une autre avec le régulateur français (CRE) au mois de mars. Ce sont principalement lesuivi de la hausse des prix et ses répercussions sur les acteurs du marché qui ont été discutés.

En début d'année, les travaux en rapport avec la LFiEI ont donné lieu à de nombreux échanges avec l'Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA) concernant la surveillance des exigences en matière de liquidités. De plus, lors de l'échange d'expériences méthodologiques annuel avec la FINMA, il a été souligné qu'en ce qui concerne la surveillance des marchés, l'accent était désormais mis sur les développements techniques et sur l'automatisation.

Une ou deux fois par an, le service de surveillance du marché de l'EPEX SPOT et l'EICom se rencontrent pour discuter de thèmes d'intérêt commun et pour échanger sur les développements en cours. Lors de la dernière rencontre, l'EPEX SPOT a informé qu'en raison de l'augmentation des prix, la surveillance de tous ses marchés avait beaucoup évolué.

En 2022, l'habituelle rencontre bilatérale annuelle avec SIX s'est tenue à Berne, car l'EICom a donné au service de surveillance du marché de SIX un aperçu du marché de l'énergie et lui a présenté les fonctionnalités de son système de suivi du marché (Market Monitoring System).

Des échanges thématiques avec Swissgrid ont eu lieu tout au long de l'année. Ils ont porté principalement sur la publication de l'appel d'offres relatif à la constitution de la réserve hydroélectrique.

En raison des développements observés en Europe, les travaux dans le domaine européen se sont intensifiés en 2022. 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). L'accent a été mis sur le suivi de l'évolution des prix sur les différents marchés, ainsi que sur l'impact de la réglementation des marchés financiers et des appels de marge qui en découlent sur les acteurs du marché européen. Des discussions ont en outre eu lieu avec les autorités de surveillance des marchés financiers des pays où des chambres de compensation européennes sont établies, et l'on a également cherché le dialogue avec l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF). Toutes ces discussions ont finalement abouti, vers la fin de l'année, à un assouplissement du régime de dépôt de garanties dans le secteur de l'énergie et à l'autorisation de dépôt de certaines garanties bancaires (au lieu d'espèces).

Comme chaque année, une enquête sur l'état de la mise en œuvre du règlement REMIT dans les États membres de l'UE a été réalisée auprès des différentes autorités nationales de régulation (ANR). Même si la Suisse applique sa propre législation nationale et non le règlement REMIT, l'EICOM soutient cette initiative depuis son lancement.

Le secrétariat technique de l'EICOM a participé au forum REMIT en 2022 également. Organisé en ligne par l'ACER, le forum était entièrement consacré à la forte pression pesant sur les marchés de gros de l'énergie et à l'augmentation des prix et de la volatilité qui en résultait, d'autant que les exigences accrues en matière de garanties et d'appels de marge avaient encore aggravé la situation. Les discussions ont également porté sur l'évolution de ces marchés – sur lesquels des produits financiers se substituent de plus en plus fréquemment aux produits énergétiques traditionnels – ainsi que sur l'augmentation du négoce à haute fréquence. Quelques participants se sont montrés réticents à l'égard de l'application de mesures touchant à la structure du marché discutées sous forte pression politique, car elles résoudraient certes les problèmes à court terme, mais pourraient avoir des conséquences néfastes à plus long terme. Il faut, selon eux, faire évoluer le règlement REMIT et non le révolutionner.

Dans ce contexte, l'ACER a informé que plusieurs adaptations du règlement REMIT étaient prévues. Pour des raisons de qualité des données, les places de marché organisées seront tenues de fournir des informations directement à l'ACER. De plus, le champ d'application du règlement sera étendu aux contrats de services-système des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, ainsi qu'aux contrats de livraison ou de transport d'hydrogène et aux contrats de produits dérivés afférents. En ce qui concerne la publication d'informations privilégiées, il serait indiqué de créer une plateforme centrale gérée par l'ACER et de définir dans le même temps des valeurs seuils. L'ACER a également informé que la perception des redevances REMIT était entrée en vigueur et que la création, d'ici à 2027, de dix postes supplémentaires affectés à la surveillance et à la coordination des marchés avait été approuvée. Il était en outre intéressant d'apprendre que l'ACER prévoit que l'ensemble des marchés de l'UE seront soumis à une surveillance intégrale d'ici à 2027 également. Tous les participants au forum ont confirmé la valeur du règlement REMIT, en particulier en période de stress sur les marchés.

Enfin, étant donné que la surveillance et l'intégrité du marché sont un domaine thématique transfrontalier, les échanges thématiques avec les services de surveillance du marché des autres régulateurs revêtent une grande importance. L'EICOM a donc continué à entretenir de tels échanges.

## 6.2 Autres activités en lien avec la transparence et la surveillance

Durant l'année sous revue, outre les rapports hebdomadaires sur les marchés spot et à terme – enrichis de commentaires sur ces marchés – et le rapport sur la transparence du marché en 2021, le secrétariat technique a publié d'autres études et communications de la section Surveillance du marché, lesquelles contribuent à améliorer la transparence pour les acteurs du marché tant du côté de la production que de celui de la consommation. Ces documents sont disponibles sur le site web de l'EICOM, rubrique « Rapports et études ».

Relevons enfin que la section Surveillance du marché s'est beaucoup occupée de la question des mesures prises par l'UE pour faire diminuer les prix de l'énergie et des répercussions potentielles de ces mesures sur la Suisse. Elle a eu des échanges à ce sujet aussi bien dans les groupes de travail du CEER que bilatéralement avec l'OFEN et Swissgrid.

## 7. Perspectives

L'année 2022 a été entièrement placée sous le signe d'une éventuelle pénurie d'énergie et des efforts entrepris pour faire face à la volatilité des marchés et garantir la sécurité de l'approvisionnement, non seulement en Suisse, mais aussi dans toute l'Europe. Les changements ont été nombreux en Europe. Les mesures les plus diverses ont été mises en œuvre sur le marché de l'énergie (voir à ce sujet le rapport d'activité de l'EICOM), et leurs éventuelles répercussions sur la Suisse sont à surveiller. Du 23 janvier au 13 février 2023, la Commission européenne a mené une consultation publique sur la réforme

de la structure du marché de l'électricité de l'UE et il faut donc partir du principe que d'autres mesures suivront courant 2023. Des réglementations ad hoc – prévoyant par exemple des contrats d'écart compensatoire – pourraient jouer un rôle pour augmenter les liquidités sur le marché à long terme et davantage promouvoir le développement de nouvelles énergies renouvelables.

Garantir la sécurité de l'approvisionnement n'est pas qu'une question de disponibilité physique des centrales électriques : il faut également s'assurer de la stabilité financière des entreprises d'importance systémique. Il apparaît aujourd'hui clairement qu'en situation de crise, il est particulièrement important que les autorités compétentes aient un accès suffisant aux données du marché. C'est le seul moyen pour elles d'évaluer l'efficacité des mesures mises en œuvre et de déterminer s'il est nécessaire de prendre des mesures supplémentaires.

À titre de première étape dans cette direction, le Parlement a adopté fin septembre 2022 une loi fédérale urgente sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI). Cette loi est valable jusqu'à fin 2026 et sera ensuite remplacée par d'autres règles. Nous accéderons ainsi à la seconde étape, avec notamment la future loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE), qui doit créer davantage de transparence et améliorer la surveillance de ces marchés, afin de conforter la confiance en leur intégrité, ainsi que renforcer la stabilité du système dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

La LSTE élargira les compétences légales de l'EICOM dans le domaine de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz. L'EICOM pourra ainsi mieux évaluer les risques sur ces marchés, de même que la situation des entreprises en matière de liquidités.

Peu après l'adoption de la LFiEI, une motion a été déposée au Conseil des États, qui chargeait le Conseil fédéral de « proposer au plus vite les dispositions législatives propres à limiter efficacement les risques que les entreprises d'importance systémique du secteur de l'électricité font courir à l'économie du pays » (Mo. 22.4132 Herzog). Le Conseil fédéral a proposé d'accepter la motion, qui a ensuite été adoptée par le Conseil des États.

En prévision du remplacement de la LFiEI par d'autres règles, des mesures dites REMIT+ visant à rendre le secteur de l'électricité plus résistant sont actuellement à l'étude. Il s'agit notamment de prescriptions relatives aux liquidités et à la dotation en capital des entreprises (électriques), ainsi qu'à l'adoption par ces entreprises d'une gestion des risques appropriée. Il y a lieu également de définir des règles qui permettent d'améliorer la transparence des opérations de négociation en lien avec la gestion des actifs ainsi que du négociation pour compte propre, y compris d'éventuelles prescriptions garantissant une transparence accrue de la comptabilisation de ces opérations. Le but est de renforcer la stabilité des entreprises (électriques) d'importance systémique. Les compétences de l'EICOM dans ce contexte ne sont pas encore définies. Les règles REMIT+ sont en cours de planification et ne sont donc pas encore en vigueur.

Ces futures conditions-cadres de la gestion des crises dans les secteurs de l'électricité et du gaz doivent permettre d'adapter les possibilités de surveillance du marché aux développements en cours et de globalement renforcer la sécurité de l'approvisionnement en énergie.

Étant donné que l'évolution des marchés, les variations de prix et les questions de liquidités ne connaissent pas de frontières, soulignons pour conclure que les échanges d'expériences entre autorités de régulation ne cessent de gagner en importance. Les propositions de loi prévues permettront d'assurer cette indispensable coordination, qui est de plus en plus urgente.

## Liste des illustrations

Figure 1 : Nombre d'acteurs suisses du marché enregistrés auprès de l'EICOM au 31 décembre 2022	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 fournir des informations est en vigueur	8
Figure 4 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et marché à terme	9
Figure 5 : Nominations quotidiennes de gaz Nord Stream 1, en 2022 (GWh/j). Source des données : Network Data - Nord Stream AG (nord-stream.info)	11
Figure 6 : Prix en EUR/MWh en 2022 pour les contrats de fourniture TTF Day-Ahead. Source des données : EEX	11
Figure 7 : 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 CO2 négociés pour le mois le plus rapproché	12
Figure 8 : Prix spot mensuels moyens aux enchères Day-Ahead suisses. Source des données : EEX	14
Figure 9 : Prix Base Day-Ahead pour la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), l'Autriche (AT) et la France (FR). Source des données : EEX	15
Figure 10 : Courbe de durée des prix Day-Ahead en Suisse, 2021 et 2022	16
Figure 11 : Volatilité actuelle des prix Base Day-Ahead en 2021 et 2022 en Suisse et en Allemagne. Source des données : EEX	17
Figure 12 : Moyenne journalière de la production électrique actuelle en Suisse, par type de production	17
Figure 13 : Niveaux de remplissage des lacs d'accumulation en Suisse en 2022 et 2021. Source de données : OFEN	18
Figure 14 : Production des centrales nucléaires françaises en 2022 par rapport à 2021. Source des données : Refinitiv Power Research	19
Figure 15 : Production des centrales éoliennes allemandes en 2022 vs norme. Source des données : Refinitiv Power Research	20
Figure 16 : Charge résiduelle vs prix horaire Day-Ahead en Allemagne en 2021 : Source des données : EEX, ENTSO-E	21
Figure 17 : Flux commerciaux nets aux frontières françaises, 2022 et 2021. Source de données : ENTSO-E	22
Figure 18 : Flux commerciaux nets aux frontières suisses. Source de données : EEX	22
Figure 19 : Flux commercial net à la frontière entre la Suisse et l'Allemagne. Source de données : ENTSO-E	23
Figure 20 : Total des flux commerciaux nets en 2022 aux frontières de la Suisse. Source de données : ENTSO-E	23
Figure 21 : Évolution des prix de l'électricité en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 en Suisse (CH), en Allemagne (DE), en France (FR) et en Italie (IT). Source des données : EEX	26
Figure 22 : Différences de prix en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 conclus entre la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), la France (FR) et l'Italie (IT). Source des données : EEX	26
Figure 23 : Évolution des prix de l'électricité entre le 22 juillet et le 10 août 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en 2023 en Suisse (CH), en Allemagne (DE), en France (FR) et en Italie (IT). Source des données : EEX	27
Figure 24 : Évolution des prix de l'électricité en 2022 dans le cadre des contrats Base de livraison en Suisse entre 2023 et 2025. Source des données : EEX	27
Figure 25 : Moyenne mensuelle des livraisons de GNL en Europe sur les cinq dernières années, en GWh/jour	28
Figure 26 : État des stocks de gaz dans le nord-ouest de l'Europe de 2019 à février 2023	29
Figure 27 : Évolution des prix du CO2 (EUA), du gaz (THE) et du charbon (région ARA) en 2022 pour les contrats annuels 2023. Source des données : EEX et Refinitiv Power Research	31
Figure 28 : Prix de gros de l'électricité avec livraison en Suisse présentés dans le rapport de décembre 2022 transmis au Conseil fédéral	32

Figure 29 : Vue d'ensemble des STOR reçus par l'ElCom.....	33
Figure 30 : Total du volume négocié annuellement aux enchères Day-ahead en Suisse.....	34
Figure 31 : Total du volume négocié annuellement relevant du négoce continu Intraday en Suisse pour les produits horaires.....	34
Figure 32 : Prix selon l'indice Box Plot Day-Ahead vs Intraday Hourly pour les livraisons en Suisse..	35
Figure 33 : Recettes d'une centrale à gaz avec une puissance de 1 MW et un rendement de 60 % par marché (Day-Ahead, enchères Intraday et négoce continu Intraday) et par période de livraison (heure vs quart d'heure).....	35
Figure 34 : Volume mensuel total (transactions réalisées et compensées) sur EEX de 2019 à 2022.	
Source des données EEX .....	36
Figure 35 : Comparaison annuelle de l'évolution du volume total sur EEX en Suisse .....	37
Figure 36 : Comparaison de l'évolution entre le volume négocié directement sur EEX et le volume compensé sur EEX, en Suisse, en GWh .....	38
Figure 37 : Comparaison de l'évolution entre le volume négocié directement sur EEX et le volume compensé sur EEX en Allemagne, en GWh .....	39
Figure 38 : Champ de texte d'information sur la plateforme pour la transparence de l'EEX concernant un arrêt de la centrale nucléaire de Leibstadt, en jaune .....	41
Figure 39 : Évolution des paramètres de marge pour les contrats Base avec livraisons en Allemagne .....	42
Figure 40 : Évolution des paramètres de marge pour les contrats Base avec livraisons en France....	42
Figure 41 : Évolution des exigences en matière de marge initiale pour un portefeuille dans lequel sont détenus 1 MW Base Long par produit de négoce (année suivante, trimestre suivant, mois suivant) pour des livraisons aussi bien en Allemagne qu'en France .....	43

## Liste des tableaux

Tableau 1: Liste des RRM enregistrés auprès de l'ElCom au 31 décembre 2022 .....	6
Tableau 2: Prix moyens journaliers pour les enchères Day-Ahead d'EPEX SPOT par rapport au dernier prix du marché à terme négocié sur EEX par période de livraison et pays de livraison .....	10
Tableau 3: Aperçu de la méthodologie HMMCP .....	14
Tableau 4 : Nombre d'heures dont le prix est supérieur à plusieurs seuils sur le marché Day-Ahead suisse en 2020, 2021 et 2022. ....	15

## 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)