

Etude

(F)2443

8 décembre 2022

Etude relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2021

Article 23, § 2, alinéa deux, 2° et 13° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
1. INTRODUCTION	4
2. DONNEES DE FOURNITURE	6
2.1. Segment étudié	6
2.2. Caractéristiques des contrats étudiés	8
2.3. Périmètre de la négociation contractuelle : le « prix de l'énergie »	10
2.4. Mécanismes de fixation du « prix de l'énergie ».....	11
2.5. Evolution du « prix de l'énergie ».....	13
2.6. Parts de marché.....	18
3. DONNEES DE PRELEVEMENT D'ELIA.....	21
3.1. Segment étudié	21
3.2. Comportement de prélèvement	24
3.2.1. Prélèvements d'électricité.....	24
3.2.2. Courbe de charge	32
3.2.3. Prélèvements durant la période tarifaire de pointe annuelle.....	35
3.2.4. Profils de prélèvement	36
4. APPROVISIONNEMENT DE GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS	39
5. CONCLUSION	42
ANNEXE 1.....	44

EXECUTIVE SUMMARY

L'étude analyse les contrats de fourniture d'électricité et le comportement de prélèvement de grands clients industriels belges. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur différentes définitions de la notion de « grand client industriel ». Pour l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). Pour l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia est désigné comme « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an).

Bien que c'est la durée de deux années qui reste la plus observée dans les contrats de fourniture, on observe une augmentation du recours à des contrats d'une durée d'une année et ce au détriment des contrats d'une durée de trois années, qui perdent en popularité. Par ailleurs, la prolongation de certains contrats connaît un certain succès chez certains fournisseurs.

Le prix de l'énergie facturé est globalement en hausse depuis 2017 et les 50 % de clients médians ont en 2021 un prix situé entre 60 €/MWh et 90 €/MWh. Bien que ces "clicks" ne concernaient que 13% des volumes fournis en 2021, ce sont les "clicks" effectués sur les cotations des contrats Quarterly, Monthly et Day Ahead qui expliquent la forte augmentation du prix de l'énergie observée entre 2020 et 2021 chez une fraction significative des grands consommateurs industriels.

L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée en 2020 et 2021 pour aboutir à 62% des volumes fournis contraste avec l'évolution observée jusqu'alors depuis le début de la libéralisation : alors que la part de marché – selon la consommation totale facturée – du groupe Electrabel a connu une baisse presque continue de 2002 (98,4%) à 2019 (50,7 %), cette baisse s'était fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016 avant de se stabiliser jusque 2019 inclus.

Au cours des premières années de la libéralisation, les groupes Luminus, Uniper et RWE étaient les principaux bénéficiaires de la baisse des parts de marché d'Electrabel. Entre 2010 et 2016, l'importante baisse de la part de marché d'Electrabel s'explique d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et, d'autre part, par le développement par certains clients industriels de leurs propres activités de fourniture. Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel (+10%) qui est principalement intervenue entre 2019 et 2021, ce sont essentiellement les groupes Luminus (+5%) et Total (+2,5%) qui ont pris des parts de marché au détriment d'Axpo (-8,5%), du groupe RWE (-4,5%) et du groupe Uniper (-4%) qui a mis définitivement un terme à ses activités en Belgique au 1^{er} janvier 2020.

Le prélèvement d'électricité annuel d'électricité des grands clients industriels augmente à 17,9 TWh en 2021. Cette augmentation est généralisée à travers quasiment tous les secteurs. L'industrie manufacturière représente environ 80 % du prélèvement d'électricité des grands clients industriels. La différence entre les prélèvements quotidiens minimum et maximum reste stable par rapport à 2020. La charge de base prélevée chez les clients industriels a diminué en 2021 à 62 %. En comparaison, la charge de base du prélèvement total du réseau d'Elia est plus faible (54 %).

Enfin, 9 clients (72 points d'accès) ont changé de fournisseur en 2021. L'approvisionnement des clients industriels est analysé plus en détail par un aperçu des échanges d'énergie entre ARP. La situation de 2021 est comparée à celle de 2020. Le rapport entre les volumes d'énergie achetés sur les marchés à court ou à long terme et les volumes échangés bilatéralement est resté largement stable entre 2021 et 2020.

1. INTRODUCTION

1. L'étude comporte trois volets : le premier volet porte sur les contrats de fourniture conclus par des clients industriels en Belgique, ainsi que sur l'évolution des prix contractuels et des parts de marché des fournisseurs. Le deuxième volet analyse le comportement de prélèvement¹ de clients industriels raccordés au réseau de transport Elia. Deux aspects sont traités : le prélèvement d'électricité et la charge électrique. Le troisième volet se penche sur l'approvisionnement de grands clients industriels.

2. Compte tenu de la nature différente des données disponibles, la définition du terme « grand client industriel » diffère entre le premier volet et les deux derniers volets.

Le premier volet de l'étude reprend tous les clients industriels présentant une consommation facturée supérieure à 10 GWh/an, indépendamment du niveau de tension du raccordement. En 2021, cela représentait 454 grands clients industriels pour un volume de consommation total facturé de 25,6 TWh, soit 31 % de la consommation des clients finaux belges en 2021².

Les deux derniers volets englobent les clients industriels raccordés au réseau à haute tension indépendamment du volume de consommation facturée. Il va de soi que la consommation des centrales hydrauliques de Coe et de Plate-taille n'est pas incluse dans les résultats. 264 points d'accès au réseau Elia³ ont été approvisionnés en 2020. Comme plusieurs points d'accès peuvent appartenir à un même client industriel, ces données sont groupées en 120 grands clients industriels différents pendant la période 2006-2021. Le prélèvement industriel total s'élevait en 2021 à 17,9 TWh.

3. Le concept de « grand client industriel » est un concept abstrait qui couvre une grande diversité de consommateurs. Les caractéristiques de chaque client industriel peuvent différer fortement, ce qui peut avoir un impact sur le prix de l'énergie facturée par le fournisseur :

- les profils de consommation et de prélèvement des clients industriels ne sont pas identiques. Certains clients ont un profil *baseload*, d'autres consomment plutôt la nuit, alors que d'autres encore, tels que le Réseau de Traction Ferroviaire, ont un profil de consommation qui s'apparente fortement à celui d'un client résidentiel ;
- une partie significative de la fourniture des plus grands clients industriels provient d'unités de production situées sur leurs sites : environ un tiers de la consommation d'électricité des clients industriels qui sont raccordés directement sur le réseau d'Elia (9,6 TWh en 2021) sont fournis par des unités de production locales. Cette injection locale est mesurée par Elia comme étant une réduction du prélèvement net de grands clients industriels.

Il existe, outre l'impact physique, également un impact commercial. Les clients équipés d'une unité de cogénération sur site bénéficient généralement d'une vente couplée, à savoir la vente conjointe d'électricité et de chaleur à un prix préférentiel. Certains clients sont propriétaires de ces unités de production renouvelable (photovoltaïque, éolien) ou de cogénération et négocient, dans le cadre de leur contrat de fourniture d'électricité, la vente à leur fournisseur d'électricité - à un prix plus ou moins avantageux - de leurs

¹ La consommation d'électricité est assurée, d'une part, par le prélèvement d'électricité mesuré au niveau du réseau et, d'autre part, par la production d'électricité générée par les unités de production locales sur le site industriel.

Si le fournisseur n'est pas propriétaire de ces unités de production locales, la différence entre la consommation réelle et la consommation facturée par le fournisseur représentera le volume généré localement.

² SYNERGRID, Flux d'électricité en Belgique en 2021, avril 2022 consultable sur

<https://www.synergriid.be/images/downloads/2021-flux-electricite.pdf>

³ http://iodb.elia.be/en/publiciclist/indexpartialview?_ga=2.72831248.26500400.1568101904-2110774388.1568101904

certificats de cogénération et/ou verts. Enfin, d'autres mettent une partie de leur terrain à la disposition de leur fournisseur pour la construction d'unités de production en échange d'un prix de l'énergie plus avantageux ;

- certains clients ont un *tolling agreement* avec leur fournisseur, pour couvrir tout ou partie de leur fourniture en électricité. Un *tolling agreement* est un contrat de service par lequel une entreprise fournit de l'énergie primaire (le plus souvent du gaz) à l'opérateur d'une unité de production. Cette énergie primaire est convertie en électricité par l'opérateur, qui met ensuite celle-ci à disposition de l'entreprise moyennant le paiement d'un droit de passage. Le prix de ce service repose principalement sur le coût de la conversion de l'énergie primaire en énergie électrique et la consommation électrique de l'entreprise à un moment donné. Ce prix est indépendant du prix de l'énergie primaire⁴ ;
- certains clients industriels tirent profit de la flexibilité de leurs processus industriels en offrant un service interruptible / de modulation à leur fournisseur : moyennant un prix de l'énergie préférentiel, le client accepte d'adapter sa consommation en fonction d'instructions de son fournisseur.

⁴ Block (2007), Le nouveau marché de l'énergie – guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Anthemis, p. 283

2. DONNEES DE FOURNITURE

2.1. SEGMENT ÉTUDIÉ

4. Pour rappel, ce volet examine tous les clients industriels dont la consommation d'électricité facturée est supérieure à 10 GWh/an (y compris ceux raccordés au réseau de distribution), à l'exception des clients industriels qui s'approvisionnent sans passer par un fournisseur (par exemple en s'approvisionnant directement sur les bourses).

5. Depuis 2008, dans le cadre du monitoring permanent du marché de l'électricité, la CREG adresse annuellement par courrier une demande d'information aux fournisseurs susceptibles d'être actifs sur ce segment de marché. Les données demandées par la CREG concernent notamment l'identité des clients fournis au cours de l'année précédente, une copie du contrat de fourniture ainsi que les données de facturation.

6. Pour l'année 2021, la CREG a interrogé 26 fournisseurs, dont 23 disposaient au moins d'une autorisation de fourniture fédérale⁵. Trois fournisseurs ne disposaient pas d'une autorisation de fourniture fédérale, mais bien d'une autorisation de fourniture régionale⁶. Neuf des 26 fournisseurs interrogés ont répondu ne pas avoir fourni de grands clients industriels en 2021.

7. Sur la base des informations communiquées par les fournisseurs, la CREG constate qu'en 2021, 454 grands clients industriels répondaient à ce critère en Belgique. La consommation totale facturée à ces 454 grands clients (25,6 TWh) correspond à 31 % de la consommation des clients finaux belges en 2021⁷. La Figure 1 reprend, pour chaque année de la période 2002-2021, l'évolution du nombre de clients industriels répondant au critère précité ainsi que l'évolution du nombre de GWh qui leur ont été fournis.

8. Considérant que la première demande d'information a été formulée en 2008 et que certains fournisseurs, du fait notamment de fusions entre fournisseurs intervenues avant cette date, ont exprimé des difficultés à retrouver dans leurs archives les données relatives à la période 2002-2006, l'évolution constatée entre 2002 et 2006 en ce qui concerne notamment le nombre de clients industriels fournis doit être analysée avec une extrême prudence.

⁵ ArcelorMittal Energy SCA, Aspiravi Energy, Axpo Benelux, Burgo Energia, Direct Energie Belgium, Direct Energie, Electrabel, Eneco Belgium, Enovos Luxembourg, Essent Belgium, GETEC Energie AG, Lampiris, Luminus, Nextkraftwerke Belgium, Powerhouse, RWE Supply&Trading GmbH, Scholt Energy Control, Société Européenne de Gestion de l'Energie, Statkraft Markets GmbH, Total Gas&Power Belgium, Total Gas&Power Limited, Uniper Global Commodities et Vlaams Energiebedrijf.

⁶ Elindus, Eoly et Yuso.

⁷ SYNERGRID, Flux d'électricité en Belgique en 2021, avril 2022 consultable sur <https://www.synergrid.be/images/downloads/2021-flux-electricite.pdf>

9. Abstraction faite de cette réserve relative à la période 2002-2006, la figure ci-après illustre le fait que la taille du segment fourni a diminué d'une manière presque constante entre 2007 (545 clients à qui les fournisseurs ont vendu 36,4 TWh) et 2021 (454 clients à qui les fournisseurs ont vendu 25,6 TWh). Les facteurs susceptibles d'expliquer la diminution de la taille de ce segment observée depuis 2007 sont notamment :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- l'impact de la crise économique, qui a réduit temporairement - cf. année 2009 - ou structurellement l'activité de certaines entreprises et entraîné la fermeture d'autres ;
- l'augmentation du nombre de clients industriels qui décident de s'approvisionner directement sur le marché – et plus par l'intermédiaire d'un fournisseur ;
- plus récemment, les mesures prises en 2020 pour lutter contre la pandémie de COVID 19.

Cette évolution n'est pas sans conséquences pour les fournisseurs actifs sur ce segment de marché. En effet, comme illustré plus loin, un nombre grandissant de fournisseurs a dû se partager un segment de marché dont la taille n'a presque jamais cessé de diminuer au cours des dernières années.

Figure 1: Evolution du nombre de clients industriels avec une consommation facturée supérieure à 10 GWh/an ainsi que du volume total qui leur a été fourni



Source: CREG sur la base de données des fournisseurs

2.2. CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS ÉTUDIÉS

10. 97 % des contrats de fourniture actifs en 2021 portent sur une fourniture qui commence le 1^{er} janvier d'une année et ont une durée d'une ou de plusieurs années entières.

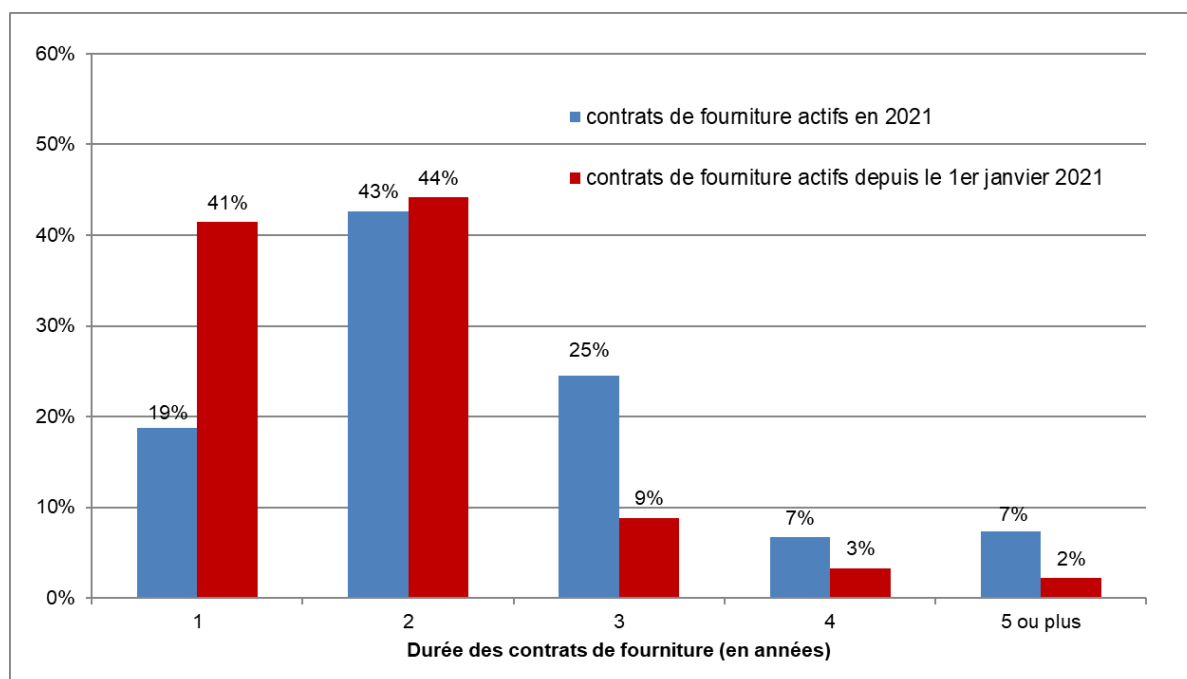
11. Les deux graphiques ci-après ventilent les contrats étudiés en fonction de leur durée. Vu le peu de contrats dont la durée en années n'est pas un nombre entier, par souci de clarté, les contrats dont la durée n'est pas un nombre d'années entier n'ont pas été pris en compte pour élaborer ce graphique.

12. 40 % des contrats actifs en 2021 sont entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2021. Parmi ces contrats, la proportion de contrats d'une durée d'une année est en augmentation à 41%. Vu que la proportion de contrats d'une durée de deux années (44%) reste assez stable par rapport aux années précédentes, ce sont essentiellement les contrats d'une durée de trois années qui ont récemment perdu en popularité: alors que ceux-ci représentaient 23% des contrats entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2020, ils ne représentaient plus que 9% des contrats entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2021.

13. Parmi l'ensemble des contrats actifs en 2021, la proportion de contrats d'une durée de deux années (43 %) est plus de deux fois supérieure à la proportion de contrats d'une durée d'une année (19 %). Une minorité (14 %) de contrats a une durée égale ou supérieure à 4 années. Certains contrats (relativement rares) impliquant un investissement dans une unité de production d'électricité sur site peuvent couvrir une période de fourniture allant jusqu'à 15 années. D'autres contrats ayant une durée égale ou supérieure à 5 années sont des contrats arrivés à échéance qui ont été prolongés pour des périodes additionnelles d'une ou plusieurs années.

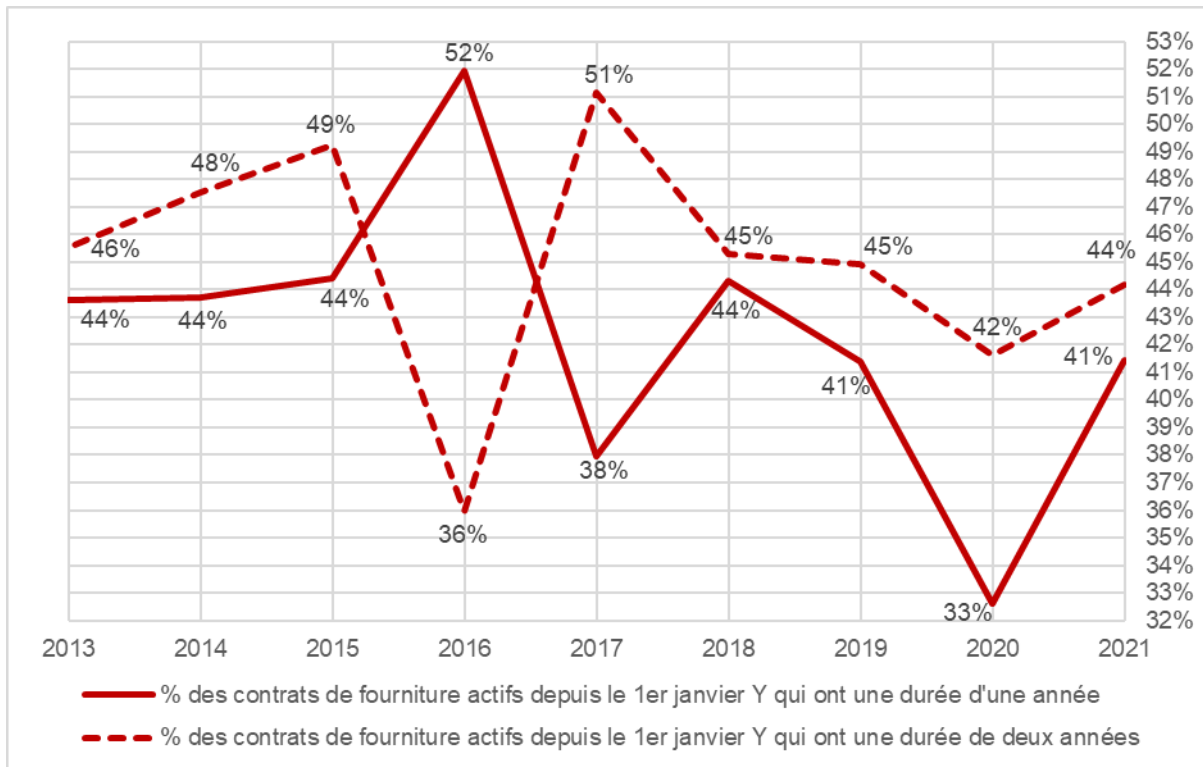
14. La Figure 4 montre que la signature des contrats de fourniture actifs en 2021 est principalement intervenue en 2018 (39%), 2019 (29%) et, dans une moindre mesure, en 2020 (15%). Des pics d'activité en juin et novembre 2018 ressortent de cette figure.

Figure 2: Répartition des contrats de fourniture étudiés sur la base de leur durée de livraison



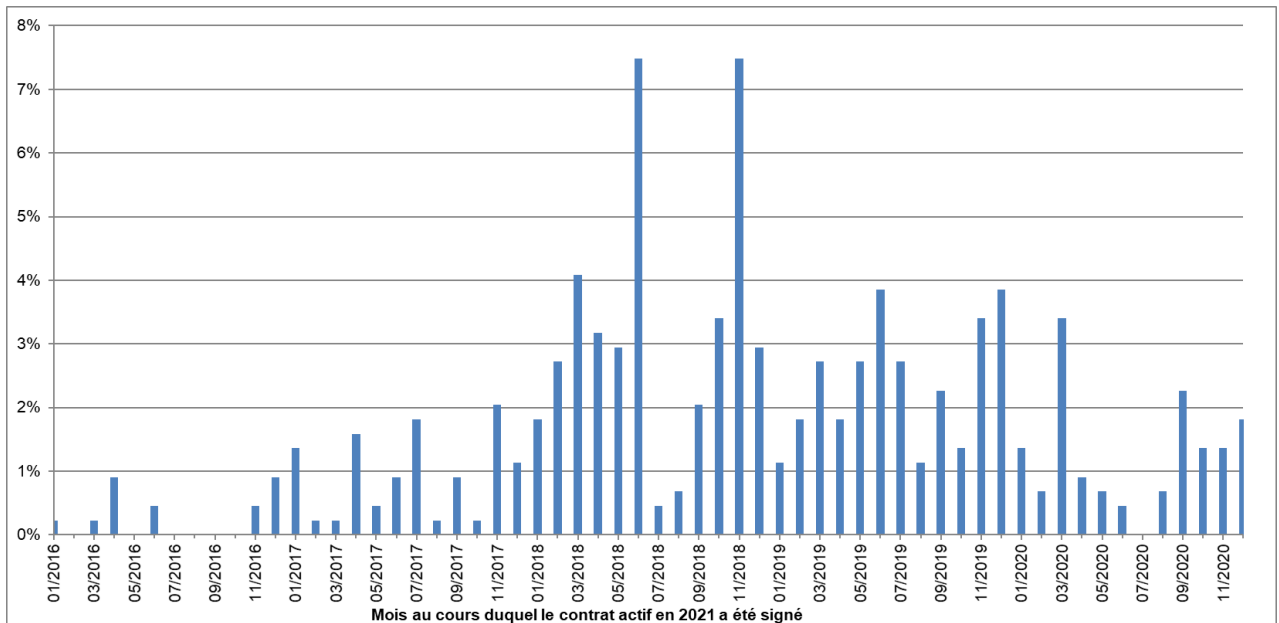
Source : CREG sur la base des données fournisseurs

Figure 3: Evolution de la durée de livraison des nouveaux contrats actifs



Source : CREG sur la base des données fournisseurs

Figure 4: Pourcentage des contrats de fourniture actifs en 2021 en fonction de la date de signature, par mois



Source : CREG sur la base des données fournisseurs

2.3. PÉRIMÈTRE DE LA NÉGOCIATION CONTRACTUELLE : LE « PRIX DE L'ÉNERGIE »

15. Contrairement à un client résidentiel ou à une PME, les offres tarifaires destinées aux grands clients industriels ne font pas l'objet de publicité : une offre tarifaire est obtenue suite à une demande d'un client industriel auprès des fournisseurs de son choix. Une phase de négociation, sur la base des offres individuelles reçues, précède la conclusion d'un contrat de fourniture. Le périmètre de ces négociations porte sur l'ensemble des composantes où le fournisseur a la possibilité de dégager une marge : non seulement le prix de l'énergie électrique, mais également la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter l'obligation régionale qu'a le fournisseur de certifier une partie de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération (CWKK) et/ou verts (CV).

16. Ainsi, par exemple, un grand client industriel donné peut, dans le cadre de sa négociation, accepter une « contribution renouvelable » de 1 €/MWh supérieure à celle facturée à son concurrent sans que cela ne porte pour autant atteinte à sa compétitivité s'il obtient de son fournisseur, en échange, un prix de l'énergie active (c'est-à-dire l'énergie électrique) 1 €/MWh inférieur à celui de son concurrent. À consommation identique, ces deux grands clients industriels paieront en effet in fine la même facture totale.

17. Afin d'éviter dans l'analyse infra tout biais lié à ce principe de vases communicants, il convient pour les grands clients industriels de considérer le « prix de l'énergie active » et les « contributions renouvelables » comme les composantes d'un tout qui seul importe aux yeux du grand client industriel : « le prix de l'énergie ». Par « prix de l'énergie », la CREG entend ici le prix moyen sur une année facturé par le fournisseur au client pour la consommation d'un MWh d'électricité, à l'exclusion des surcharges et des tarifs de transport et de distribution.

2.4. MÉCANISMES DE FIXATION DU « PRIX DE L'ÉNERGIE »

18. Comme précédemment introduit, le « prix de l'énergie active » et la « contribution renouvelable » sont typiquement deux composantes du « prix de l'énergie »⁸.

19. En ce qui concerne le « prix de l'énergie active », la CREG estime les proportions comme suit :

- environ un client sur dix a un prix fixé dans le contrat. Considérant qu'un fournisseur calcule son offre à prix fixe sur base de la cotation des contrats *Futures* pertinents du jour où il remet offre, le timing choisi par le client industriel pour la conclusion d'un contrat de fourniture à prix fixe est le facteur principal déterminant le prix de l'énergie qui lui sera facturé au cours de la période de fourniture ;
- environ neuf clients sur dix ont un contrat qui prévoit un prix fixé par le client sur la base de « clicks » sur les cotations *Futures* d'ENDEX après la signature du contrat, mais avant le commencement de la fourniture. Il convient de souligner qu'il existe une grande diversité de mécanismes de « clicks » dont les principales caractéristiques peuvent être résumées comme suit:
 - les cotations disponibles : ce sont généralement celles des contrats *Calendar* (Y+1, Y+2 et Y+3), mais également, dans certains contrats, celles des contrats *Quarterly*, *Monthly* ainsi que les cotations sur le marché journalier EPEX Spot Belgium (avant : Belpex). Outre les cotations publiées, certains fournisseurs proposent de réaliser des « clicks » sur cotations OTC communiquées sur simple demande du client;
 - le risque supporté par le client et son fournisseur. Deux grandes catégories de contrat doivent ici être soulignées. Dans une première catégorie de contrats, le client fixe au moyen d'un « click » le prix d'un pourcentage du volume de fourniture futur - alors encore indéfini - et ce client n'est (généralement) pas pénalisé/rémunéré dans le cas où le volume de fourniture réel diffère de celui qui avait été précédemment estimé par le fournisseur. Dans une deuxième catégorie de contrats, le client fixe au moyen d'un « click » le prix d'un volume de fourniture futur précis (un « bloc d'énergie » exprimé en MW) et la différence entre le volume de fourniture réel et le volume de fourniture « clické » est facturé/rémunéré au client au tarif de déséquilibre et/ou au prix EPEX et Nord Pool Spot Belgium. La différence entre ces deux catégories de contrats est que, dans la deuxième catégorie, une partie importante du risque est déplacée du fournisseur vers le client. En outre, cette deuxième catégorie de contrats permet au client final de valoriser lui-même sa flexibilité, ce qui peut faire baisser sa facture énergétique totale.

Comme les années précédentes, la cotation sur laquelle la majorité (87 %) des volumes fournis en 2021 ont été « clickés » est le contrat *Calendar 2021* (ci-après CAL 21). Vu que les cotations de ce contrat ont pris place au cours de la période 2018-2020, ces cotations n'ont pas été impactées par la guerre en Ukraine.

Les grands clients industriels ont de plus globalement bien optimisé le timing de l'exécution de leurs « clicks » sur ce contrat CAL 21: alors que la moyenne arithmétique des cotations CAL 21 au cours de la

⁸ Il convient de noter que d'autres composantes du « prix de l'énergie », telles qu'un « prix de la puissance mensuelle facturée », une « rémunération de coûts et services liés au transport » ou une « contribution pour des garanties d'origine » sont également facturées par certains fournisseurs.

période 2018-2020 a été de 44,4 €/MWh, la moyenne pondérée par les volumes « clickés » des cotations CAL 21 n'a été que de 43,7 €/MWh, soit 1,5% de moins.

Bien que les « clicks » effectués sur les contrats *Quarterly*, *Monthly* ainsi que sur les cotations sur le marché journalier EPEX et Nord Pool Spot Belgium n'ont concerné que 13% des volumes fournis en 2021, ces “clicks” ont été réalisés sur des niveaux de cotations particulièrement élevées (allant jusqu'à 245 EUR/MWh!). Ce sont ces « clicks » qui expliquent l'augmentation de prix de l'énergie déjà constatée en 2021 chez une fraction significative des grands consommateurs industriels (voir Figure 7 pour une illustration).

20. En ce qui concerne la « contribution renouvelable », celle-ci est facturée soit sur la base d'un pourcentage de l'amende administrative facturée par certificat manquant, soit sur la base d'un prix unitaire par certificat.

2.5. EVOLUTION DU « PRIX DE L'ÉNERGIE »

21. La figure suivante reprend, dans un repère semi-logarithmique, les 454 couples [consommation facturée, prix de l'énergie] observés pour les grands clients industriels qui avaient une consommation facturée supérieure à 10 GWh en 2021. Les prix de l'énergie facturés en 2021 aux grands clients industriels sont observés dans la fourchette comprise entre 11 €/MWh et 141€/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 60 €/MWh et 90 €/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « clicks ».

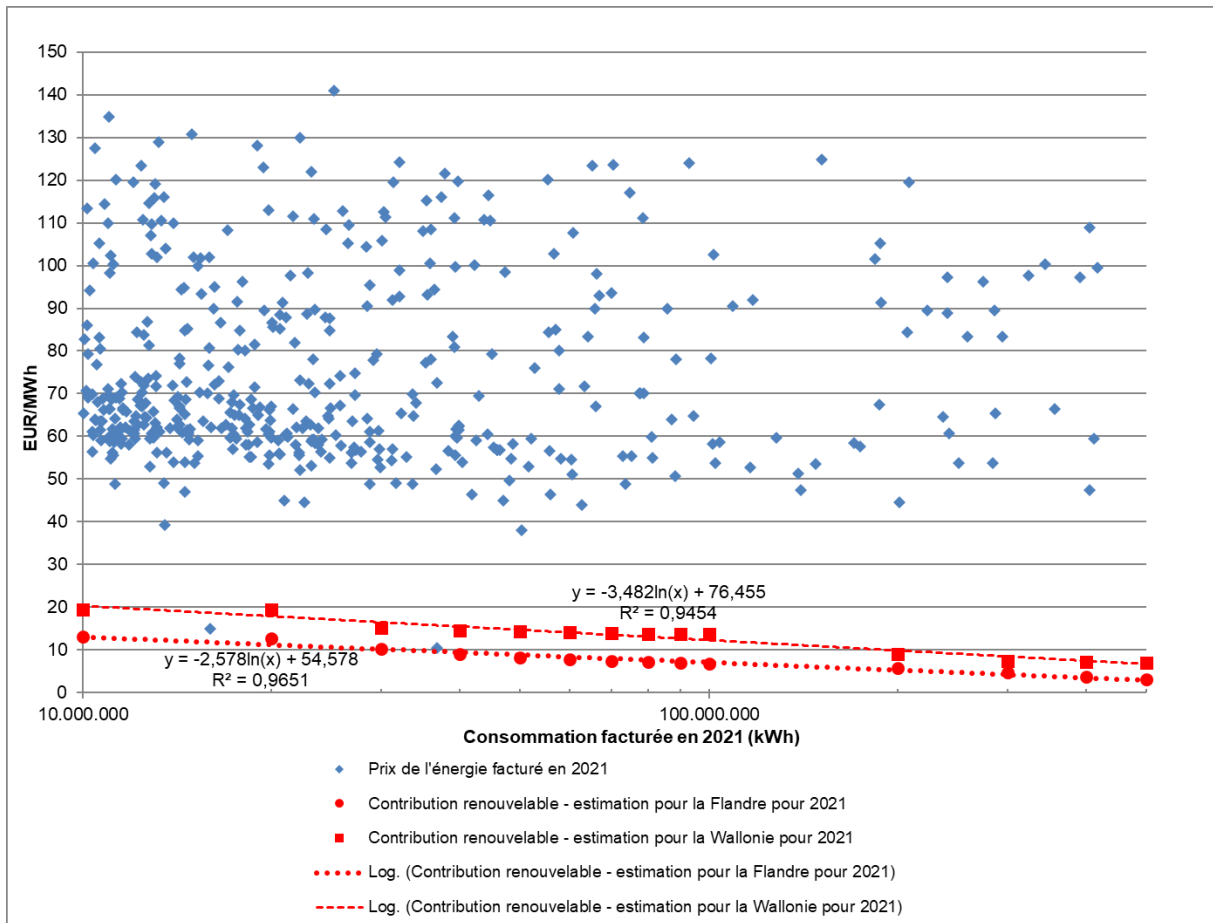
22. Les estimations reprises en rouge dans la Figure 5 permettent d'illustrer que la « contribution renouvelable » peut expliquer de petites différences (allant jusqu'à 7 EUR/MWh) au niveau du « prix de l'énergie » entre deux clients qui ont une consommation facturée en 2021 identique mais qui sont implantés dans des régions différentes du pays. Ces estimations ont été calculées sur la base des hypothèses suivantes:

- quatorze profils de consommation (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400 et 500 GWh/an) sont pris en compte, pour lesquels les volumes facturés sont supposés égaux aux volumes prélevés;
- vu tant le peu de clients industriels localisés en Région de Bruxelles-Capitale que l'absence de mécanisme de dégressivité dans cette région, seules la Flandre et la Wallonie sont prises en compte;
- les quotas de certificats et les mécanismes de dégressivité pris en compte sont ceux applicables en 2021 ;
- le prix des certificats correspond à la valeur moyenne des prix mentionnés dans les contrats de fourniture 2021 d'un échantillon significatif de grands clients industriels : 67 €/CV en Wallonie ainsi que 93,5 €/CV et 25 €/CWKK pour la Flandre.

A noter toutefois que, depuis l'introduction en Flandre en 2018, à l'article 7.1.10 de l'Energiedecreet du 8 mai 2009, d'un mécanisme de soutien visant spécifiquement (et indépendamment de la hauteur de leurs prélèvements) les clients électro-intensifs, un nombre limité de consommateurs industriels⁹ peuvent bénéficier d'une contribution renouvelable très faible et potentiellement nulle.

⁹ Seulement 17 clients industriels électro-intensifs ont bénéficié pour 2020 de ce mécanisme de soutien: <https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Supercapsteun%202020.pdf>

Figure 5: « Prix de l'énergie » en fonction du volume facturé pour les contrats de livraison actifs en 2021

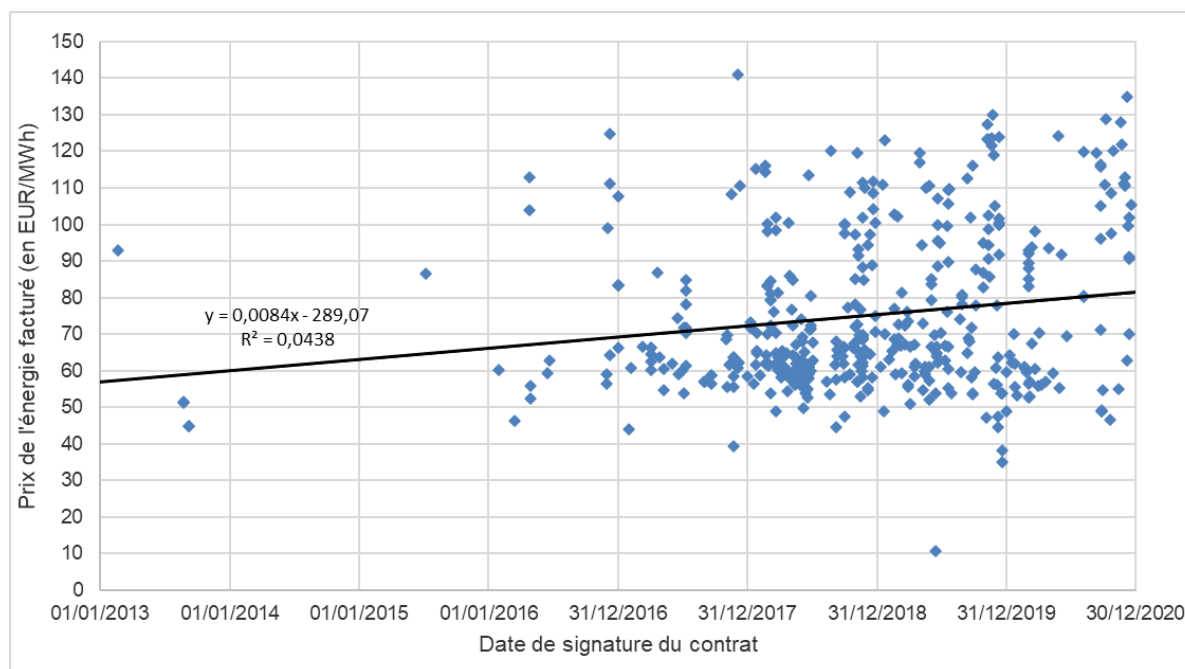


Source : CREG sur la base de données fournisseurs et de données publiquement disponibles¹⁰

¹⁰ A la demande de Febeliec, et pour éviter l'identification de clients individuels, les consommateurs dont les prélèvements étaient supérieurs à 500 GWh/an ne sont pas repris sur ce graphique.

23. Comme illustré à la Figure 6, il convient enfin de souligner que, tout comme les années précédentes à l'exception notable de l'année 2019¹¹, aucune relation claire n'est observée pour 2021 entre, d'une part, la date du contrat et, d'autre part, le « prix de l'énergie » facturé.

Figure 6 : « Prix de l'énergie » en fonction de la date de signature des contrats de livraison actifs en 2021



Source : CREG sur la base de données fournisseurs

24. Afin de ne pas tenir compte des valeurs extrêmes souvent synonymes de cas très particuliers, Figure 7 montre l'évolution de la médiane et des 5^e, 25^e, 75^e et 95^e percentiles des « prix de l'énergie » facturés aux grands clients industriels entre 2002 et 2021. Dans l'unique objectif de mettre ces prix facturés en perspective avec un niveau de prix observé sur les bourses d'électricité, pour chaque année Y, la moyenne des prix du contrat « Calendar Y » observée sur ENDEX au cours de l'année Y-1 est également reprise dans cette figure.

25. Il convient de souligner que l'évolution constatée ci-dessus ne présage pas de l'évolution pour un client industriel individuel. Comme énoncé précédemment, les clients industriels ont chacun des caractéristiques individuelles influençant sensiblement la hauteur du prix de l'énergie qui leur est facturé. L'évolution de ces caractéristiques individuelles - par exemple une modification d'un processus industriel ou la construction d'une unité de production (cogénération, éolienne ou photovoltaïque) sur site - ainsi que l'évolution du cadre réglementaire y afférent (par exemple une diminution des mesures de soutien au renouvelable) auront un impact sur l'évolution du prix de l'énergie facturé au client concerné. De même, le timing choisi par un grand client industriel donné pour conclure un contrat à prix fixe ou pour effectuer ses « clicks » aura un impact sur le prix de l'énergie facturé à ce client. La figure indique donc uniquement les grandes tendances pour le segment des grands clients industriels considéré dans son ensemble.

¹¹ La (faible) corrélation observée en 2019 pouvait vraisemblablement s'expliquer par l'évolution haussière du CAL19 durant la presque totalité de sa période de cotation : cette évolution haussière a eu un impact à la hausse sur les prix de l'énergie des contrats à prix fixe et des contrats avec prix fixé sur la base de « clicks » sur le CAL19.

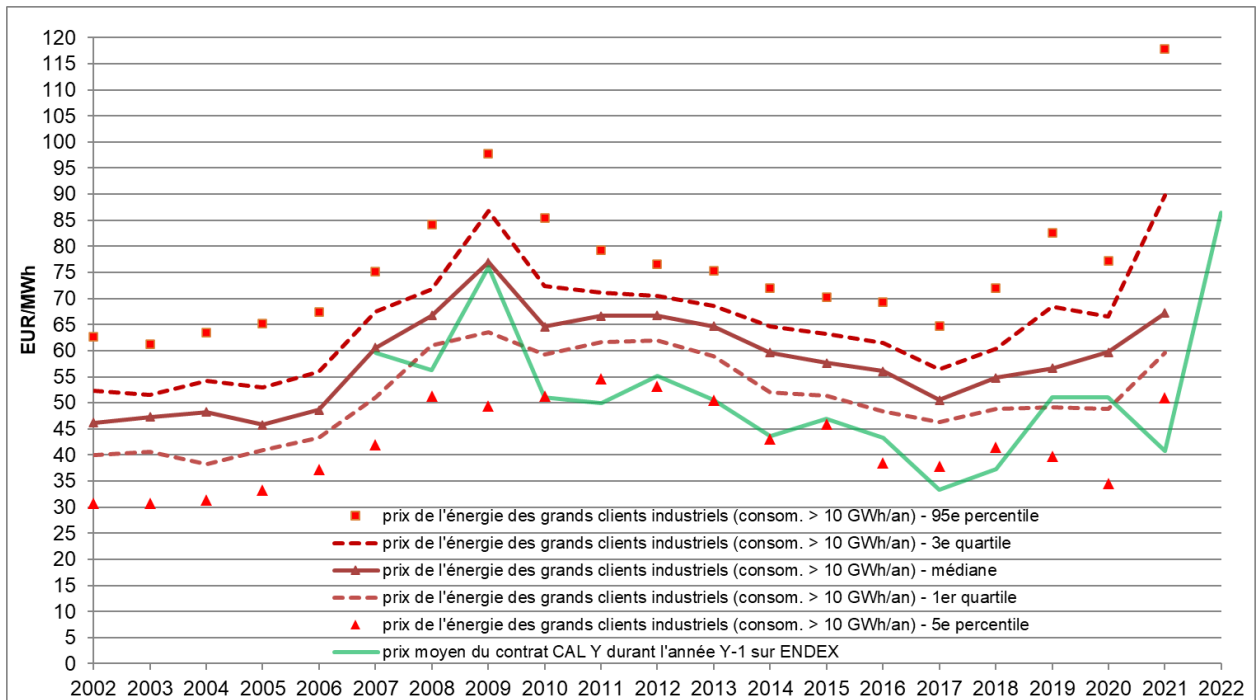
26. Tenant compte de la réserve précitée, il ressort de ce graphique que le prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges (courbes rouges) a connu une hausse presque continue entre 2002 et 2009. Le pic de 2009 peut s'expliquer par la forte augmentation des prix *Futures* de l'électricité observée sur les bourses d'électricité au cours de l'été 2008 et par le nombre important de clients industriels qui ont soit conclu des contrats à prix fixe, soit effectué des « clicks » au cours de cette période. Parallèlement à la nette baisse des prix *Futures* observée sur les bourses d'électricité après l'été 2008 (courbe verte), une nette baisse du prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges a également été constatée entre 2009 et 2010. Alors que le prix de l'énergie facturé est resté globalement stable entre 2010 et 2013, une sensible baisse des prix a été observée entre 2013 et 2017. Ceci indique notamment que la diminution des prix sur les bourses de l'électricité observée au cours de cette période a plus que compensé l'augmentation de la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter son obligation régionale de certifier une partie (généralement) croissante de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts.

27. De manière cohérente avec la hausse des prix *Futures* observée sur les bourses d'électricité (courbe verte), le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a globalement augmenté entre 2017 et 2020.

28. Enfin, malgré la baisse des prix *Futures* observée en 2020 sur les bourses d'électricité durant la crise COVID (courbe verte), le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a encore eu tendance à augmenter en 2021, vraisemblablement sous l'influence de l'importante augmentation des prix *Futures Quarterly* et *Monthly* ainsi que des cotations *Day Ahead* observée au cours du second semestre de l'année 2021. Il est ici remarquable de constater que, alors que le 5e percentile, le 1er quartile et la médiane calculés pour 2021 sont proches de ceux calculés pour 2009, le 95e percentile et le 3e quartile ont en 2021 déjà dépassé les valeurs les plus élevées précédemment observées, c'est à dire en 2009. Par ailleurs, on observe une augmentation de la dispersion des prix entre 2020 et 2021.

Vu la forte hausse des cotations *Futures* observée en 2021 (courbe verte), il est plus que vraisemblable que toutes les valeurs calculées en 2022 des indicateurs précités dépasseront sensiblement les valeurs les plus élevées précédemment observées, c'est à dire en 2009 ou 2021.

Figure 7 : 5e, 25e, 50e, 75e et 95e percentiles du prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels et moyenne du prix Futures year-ahead de l'électricité

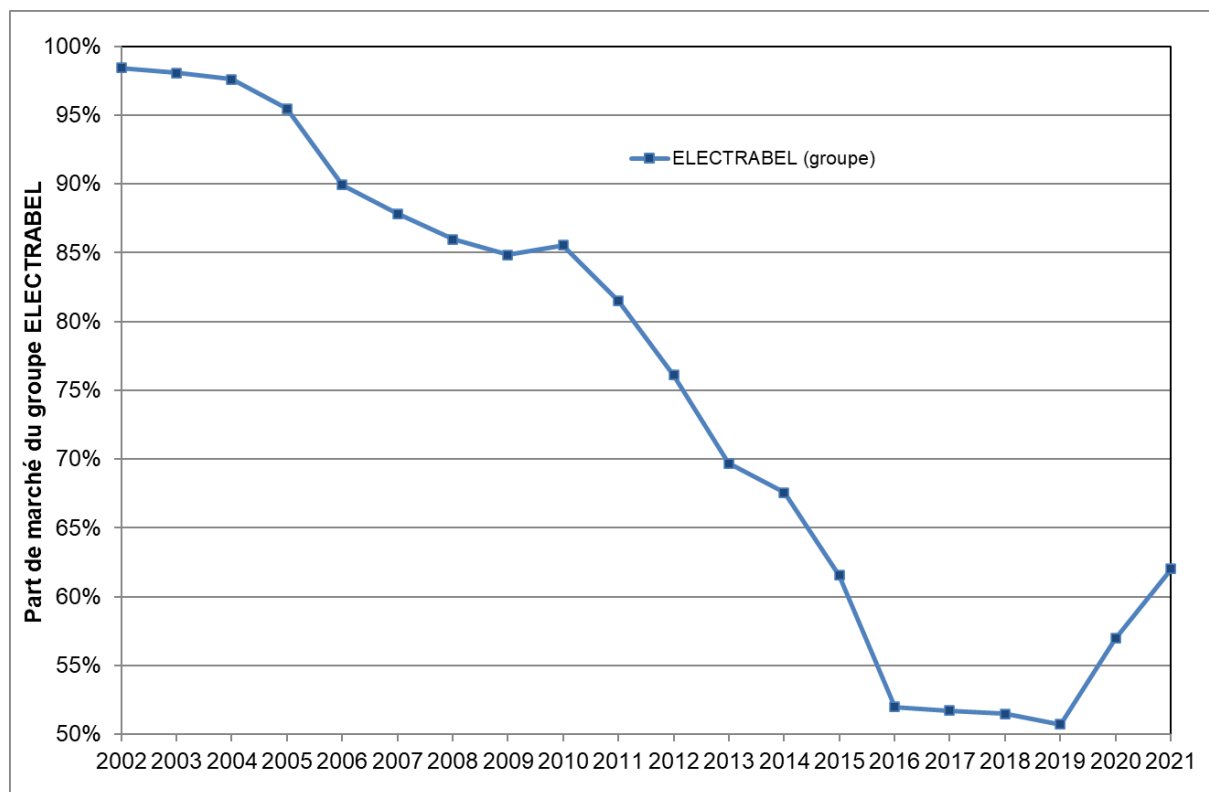


Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

2.6. PARTS DE MARCHÉ

29. La fourniture sur ce segment des grands clients industriels reste dominée par le groupe Electrabel¹². Ce fournisseur a fourni, en 2021, 55 % des grands clients industriels belges et a couvert 62 % de la consommation totale facturée à ces derniers.

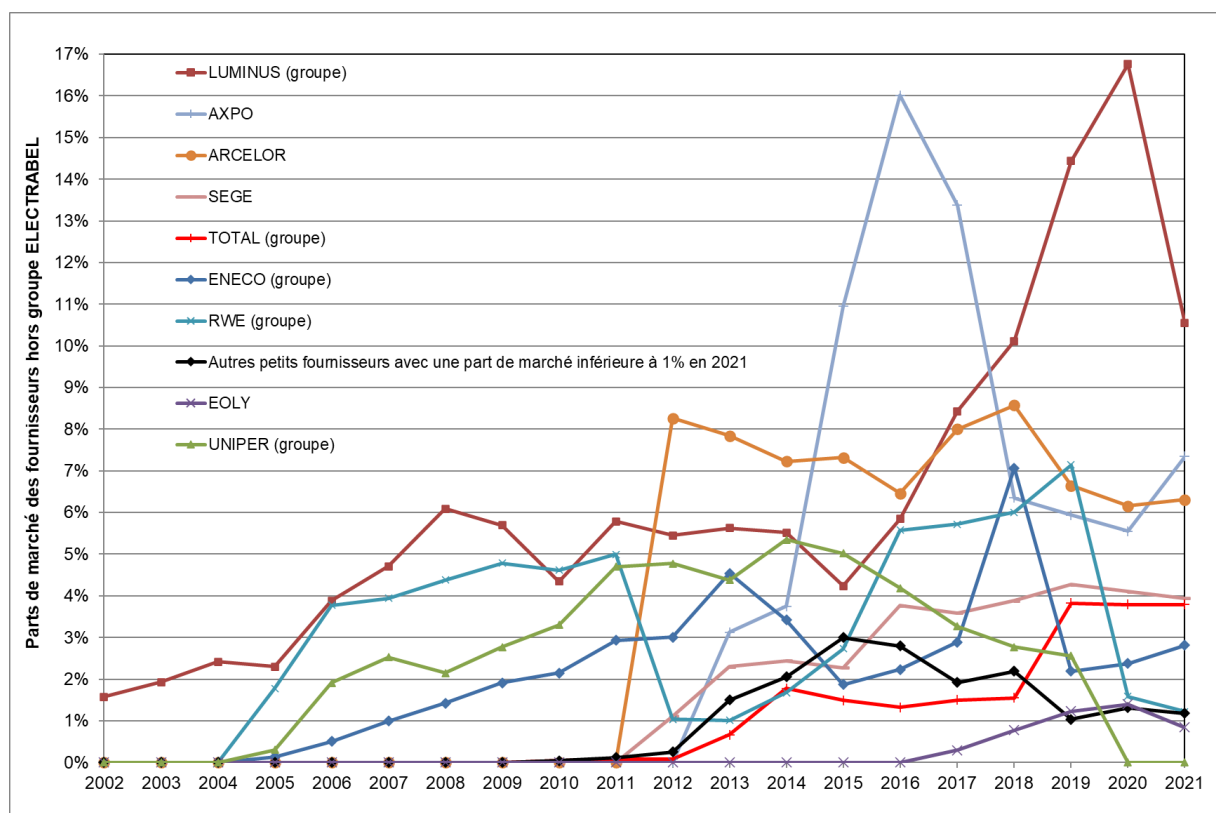
Figure 8: Part de marché d'Electrabel concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

¹² Le groupe Electrabel reprend les sociétés Electrabel, Electrabel Customer Solutions ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium Blue Sky (liquidé).

Figure 9: Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'Electrabel, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

30. L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée en 2020 et 2021 à la Figure 8 – selon la consommation totale facturée – contraste avec l'évolution observée dans le passé depuis le début de la libéralisation : alors que la part de marché du groupe Electrabel a connu une baisse presque continue de 2002 (98,4%) à 2019 (50,7 %), cette baisse s'était fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016 avant de se stabiliser jusque 2019 inclus.

31. Durant les premières années de la libéralisation, comme illustré à la Figure 9, ce sont essentiellement les groupes Luminus¹³ Uniper¹⁴ et RWE¹⁵ qui ont pris des parts de marché à Electrabel. Entre 2010 et 2016, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui a ensuite été résorbée suite à la relance de nouvelles activités en Belgique.

32. L'importante diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique premièrement par le développement par certains clients industriels, tels qu'Arcelor, Total¹⁶ et Air Liquide - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique deuxièmement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, Axpo a gagné 16 % de parts de marché entre 2012 et 2016.

¹³ Le groupe Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

¹⁴ Le groupe UNIPER reprend les sociétés UNIPER et E.ON.

¹⁵ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, Essent et Powerhouse.

¹⁶ Le groupe TOTAL reprend les sociétés Total Gas&Power Belgium, Total Gas&Power Limited et Lampiris.

33. Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel (+10%) qui est principalement intervenue entre 2019 et 2021, ce sont essentiellement les groupes Luminus (+5%) et Total (+2,5%) qui ont pris des parts de marché au détriment d'Axpo (-8,5%), du groupe RWE (-4,5%) et du groupe Uniper (-4%) qui a mis définitivement un terme à ses activités en Belgique au 1^{er} janvier 2020.

3. DONNEES DE PRELEVEMENT D'ELIA

34. Ce volet se concentre sur le comportement de prélèvement des clients industriels directement raccordés au réseau à haute tension¹⁷ (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an).

35. Les mesures des prélèvements nets d'électricité sont réalisées par Elia sur une base quart-horaire. Le prélèvement net mesuré correspond à l'écart entre la consommation du client industriel et l'injection d'électricité par les unités de production locales présentes sur le site industriel. Les données mesurées s'étendent de début 2006 à 2021 et sont agrégées sur la base de différentes périodes.

3.1. SEGMENT ÉTUDIÉ

36. Le nombre de points d'accès au réseau haute tension à la fin 2021 s'élevait à 273 points d'accès, soit une légère hausse après des années de stabilité depuis 2016 (Figure 10, lignes pointillées, graphique du bas). Chaque mois, entre 20 et 25 points d'accès n'enregistrent aucun prélèvement.

37. Ces points d'accès sont agrégés en 120 clients industriels (Figure 10, lignes continues, panneau supérieur) en 2021. Le nombre de clients qui ont un prélèvement net positif au cours d'un an (ligne bleue) oscille entre 99 et 120. Le nombre de clients enregistrant un prélèvement chaque mois de l'année (ligne orange) augmente : sur l'ensemble des clients, ils sont 111 en 2021 à enregistrer un prélèvement chaque mois.

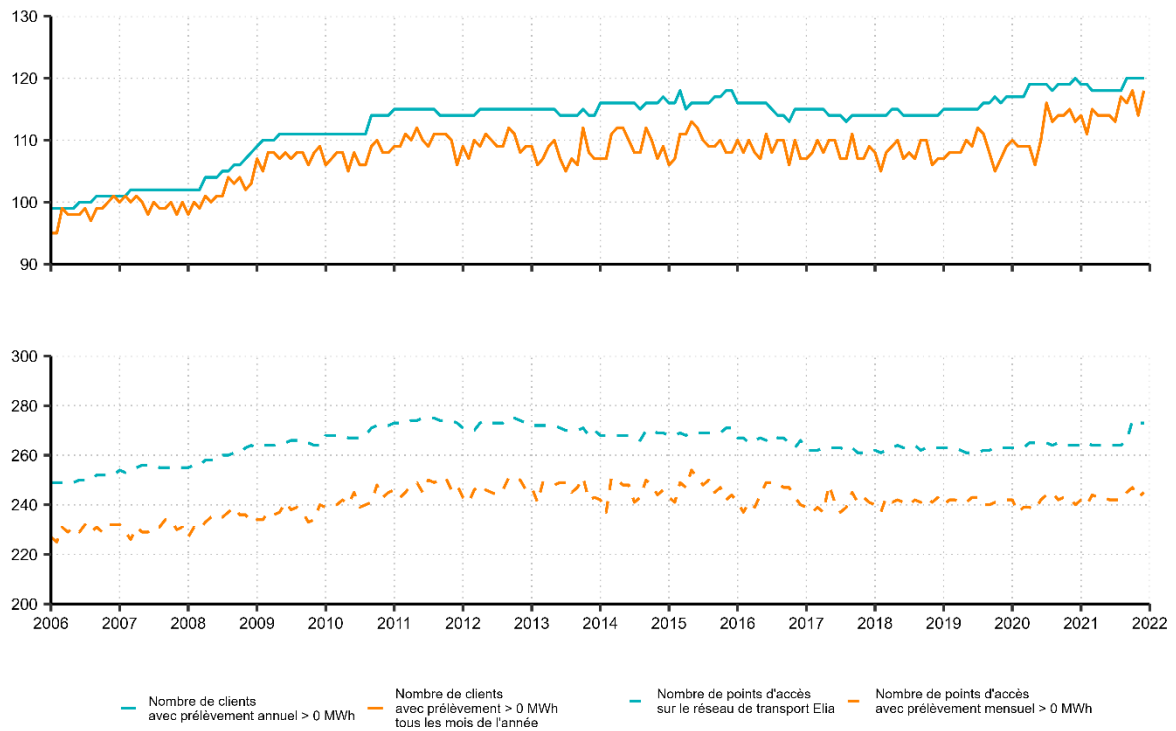
38. La Figure 11 illustre le nombre de clients industriels - et de points d'accès correspondants - raccordés au réseau d'Elia qui ont changé de fournisseur entre le 31 décembre de l'année N-1 et le 31 décembre de l'année N. Alors que 20 clients industriels avaient changé de fournisseur en 2020, ce qui correspond à un client sur six, seulement neuf clients industriels ont changé de fournisseur en 2021.

¹⁷ Les données présentées ne tiennent pas compte du prélèvement des centrales hydrauliques de Coö et de Plate-Taille, ni du périmètre Sotel situé au Grand-Duché de Luxembourg.

Figure 10: Nombre de clients industriels et de points d'accès

Nombre de clients industriels et de points d'accès

Evolution du nombre de clients (en haut) et de points d'accès (en bas) entre 2006 et 2021

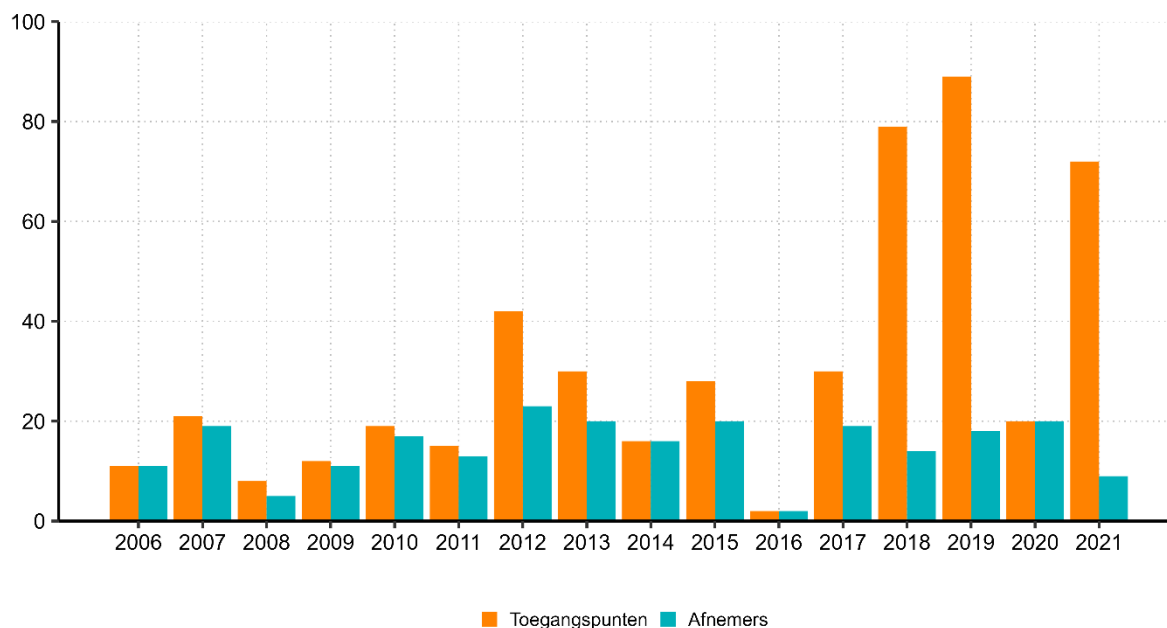


Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

Figure 11: Évolution du nombre de changements de fournisseurs par an ¹⁸¹⁹

Evolution du nombre de changements de fournisseurs par an

Nombre de points d'accès (orange) et de clients (blue) ayant changé de fournisseur



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

¹⁸ Etant donné que cette étude porte sur les grands clients industriels, seuls les changements de fournisseurs sur des points d'accès correspondant à des clients industriels ont été considérés dans ce graphique. Ainsi, les changements de fournisseurs sur des points d'accès correspondant à des activités de production d'électricité ne sont donc pas inclus dans les données présentées.

¹⁹ Les pics de points d'accès ayant changé de fournisseur en 2018, 2019 et 2021 correspondent au changement de fournisseur d'Infrabel entraînant un changement de fournisseur pour respectivement 66, 62 et 61 points d'accès en 2018, 2019 et 2021.

3.2. COMPORTEMENT DE PRÉLÈVEMENT

39. Du point de vue du fournisseur, le profil de prélèvement d'électricité des clients industriels est important. Un prélèvement d'électricité volatil ou variable comporte un risque qui peut être couvert par le biais de marchés à court terme (marchés *day ahead* ou *intraday*). Ce risque peut être positif ou négatif, en fonction du degré de prévision ou de contrôle de cette volatilité.

3.2.1. Prélèvements d'électricité

3.2.1.1. Base annuelle

40. Pendant la période 2006-2021, le plus gros prélèvement d'électricité (21,7 TWh) de tous les grands clients industriels raccordés au réseau haute tension est constaté en 2006 (barres en lignes pointillées noires, Figure 12). En 2021, le prélèvement d'électricité était de 17,9 TWh, en hausse par rapport au prélèvement observé au cours des dernières années et le niveau le plus élevé depuis 2014. La forte baisse de 2020 peut être rattachée à la crise sanitaire du Covid-19 ayant entraîné des mesures fortes impactant l'activité économique. Cette baisse a été complètement annulée par la reprise de l'activité économique en 2021.

41. Les données relatives au volume généré par les unités de production locales raccordées au réseau de transport d'Elia sont disponibles à partir de 2007 et peuvent être subdivisées entre le réseau de transport fédéral (> 70k V, Figure 12, barres jaune foncé) et le reste du réseau d'Elia²⁰ (30 à 70 kV, Figure 12, barres jaunes). En 2021, un volume total de 9,59 TWh a été généré localement chez les grands clients industriels. Si l'on additionne prélèvements et production locale, on arrive à une consommation de 27,5 TWh²¹, soit une hausse par rapport à 2020.

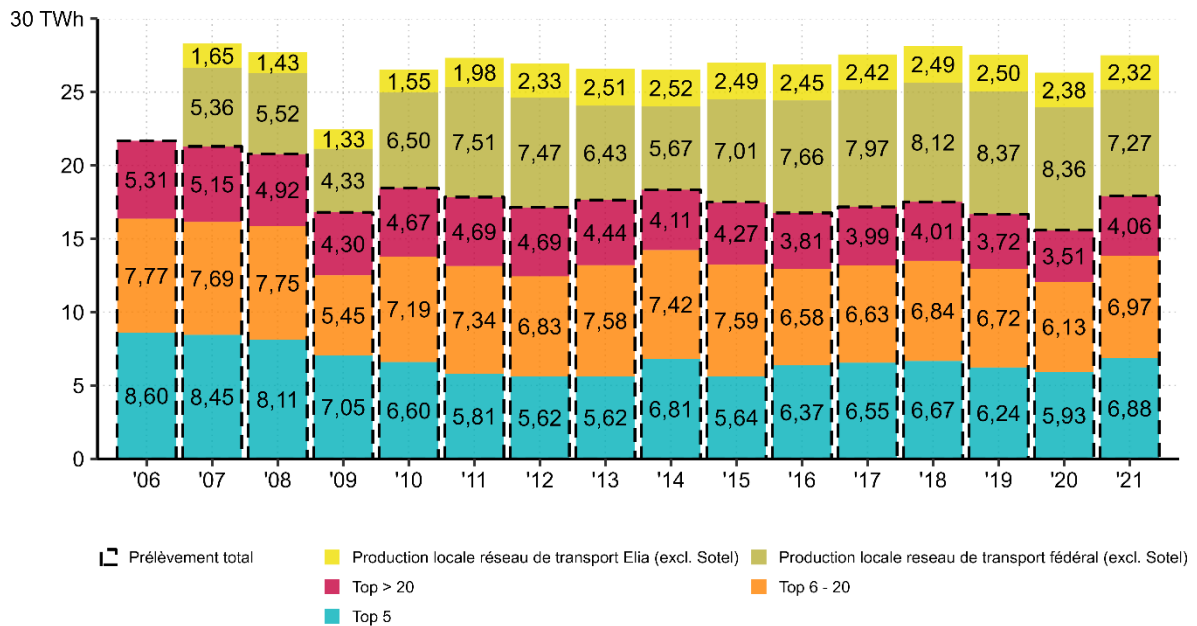
²⁰ Ces deux données ne tiennent pas compte du périmètre Sotel situé au grand-duché de Luxembourg.

²¹ Le niveau de consommation est estimé en additionnant les volumes de prélèvement mesurés au niveau de la production d'électricité locale injectée dans le réseau Elia et le réseau de transport fédéral (Sotel non compris).

Figure 12: Prélèvement d'électricité et production par des unités de production locale

Prélèvement d'électricité et unités de production locales

Prélèvement d'électricité industriel total annuel mesuré par segment et unités de production locales, par an



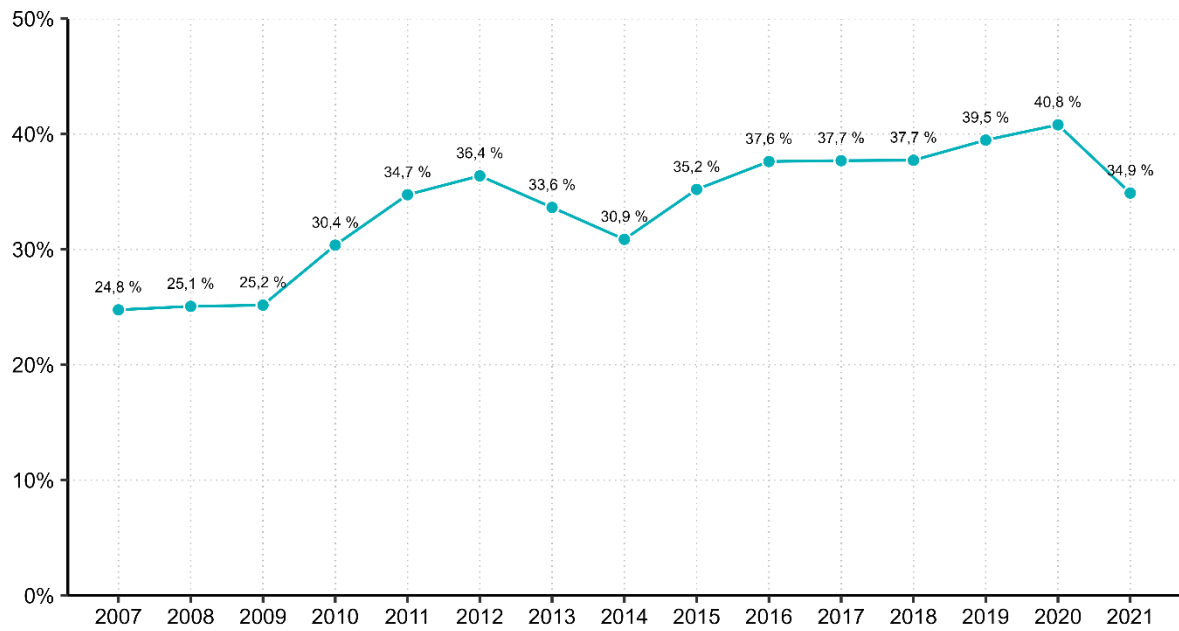
Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

42. Le rapport entre l'autoproduction et la consommation totale était d'environ 25 % jusqu'en 2008. Il a ensuite augmenté à 36,4 % en 2012 avant de retomber à 30,9 % en 2014. En 2020, cette part (40,8 %) était en hausse par rapport à 2019 (39, %), poursuivant la tendance observée depuis 2018. En 2021, l'autoconsommation a fortement diminué pour la première fois depuis 2014. Cela s'explique d'une part par l'augmentation du prélèvement total (voir Figure 12) et, d'autre part, par la baisse de la production locale vraisemblablement due à des conditions météorologiques moins favorables entraînant une baisse de la production des installations photovoltaïques. Ces données sont illustrées dans la Figure 13.

Figure 13: Autoconsommation des clients industriels

Autoconsommation des clients industriels

Proportion de production locale dans la consommation totale des clients industriels, en % par an

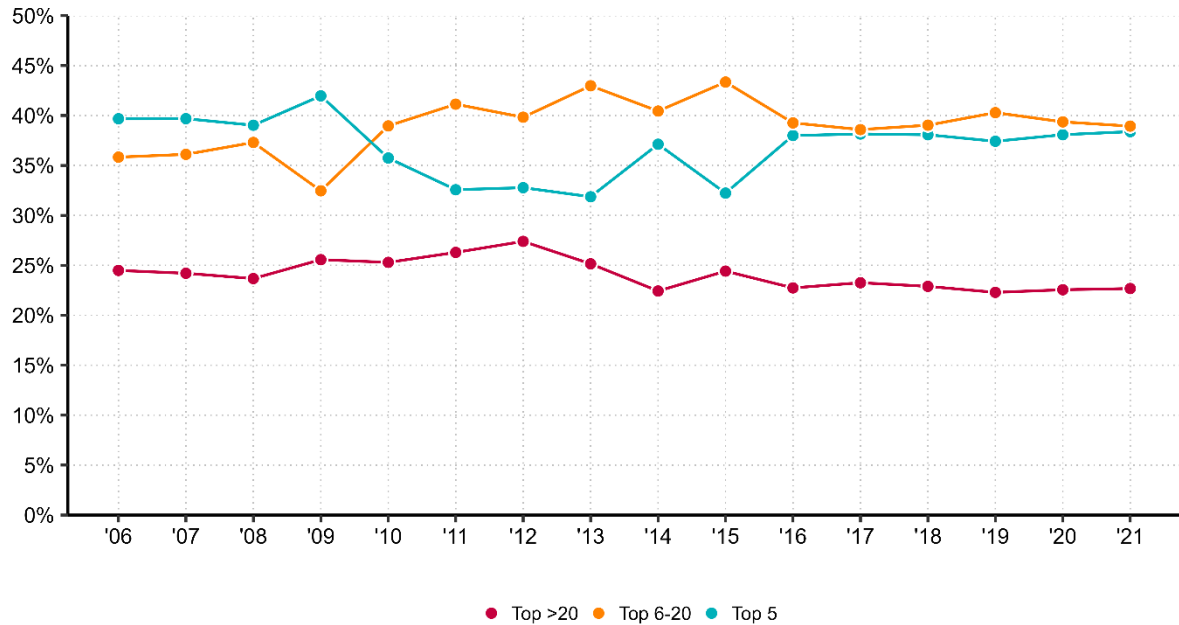


Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

Figure 14: Part du prélèvement horaire d'électricité

Part du prélèvement horaire d'électricité

Part relative du prélèvement d'électricité moyen par heure par segment, par an



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

43. Le prélèvement industriel d'électricité par an est subdivisé en 3 segments : le top 5 des clients industriels, le top 6-20 des clients industriels, et les autres clients industriels (Figure 14).

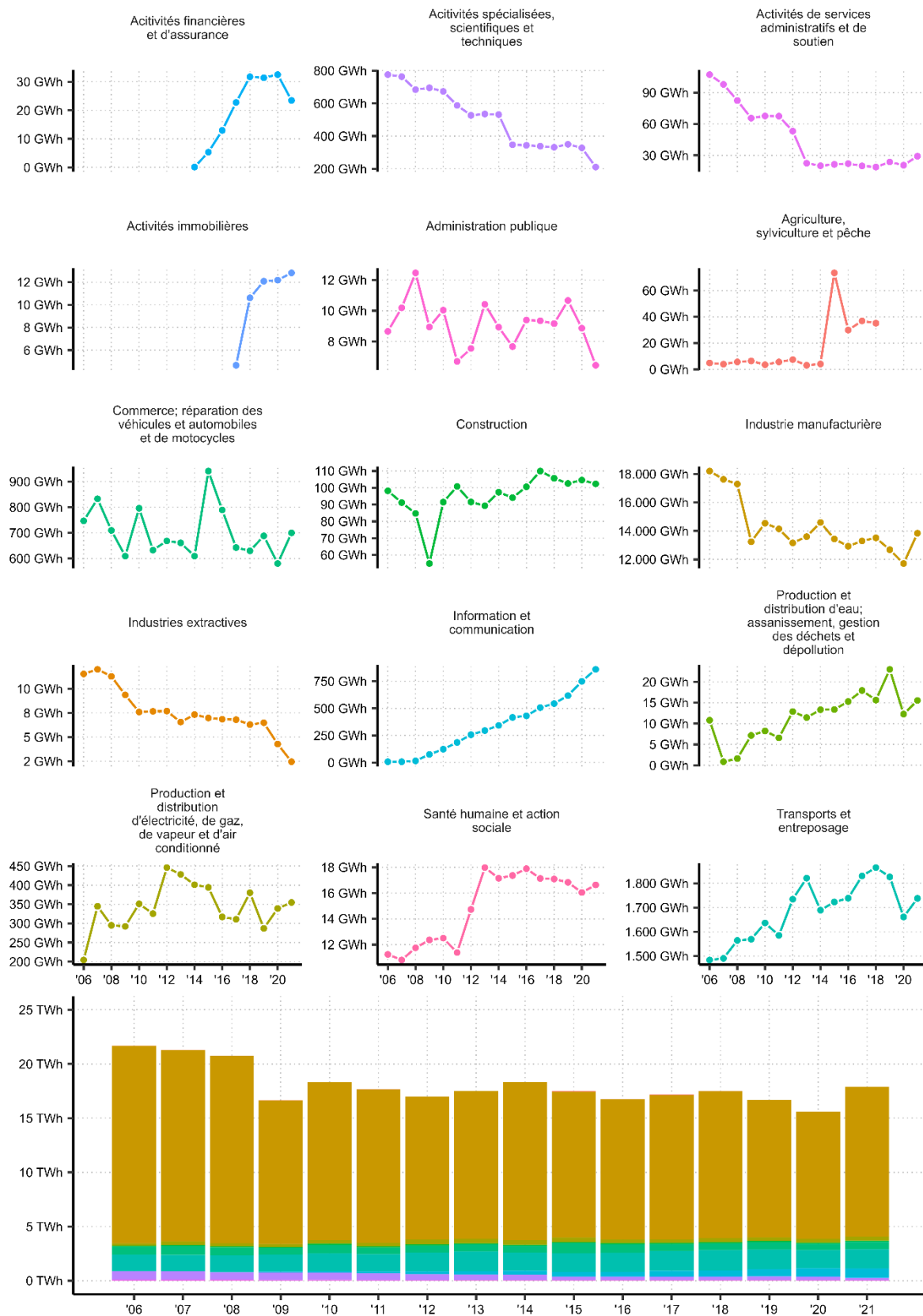
44. La part du top 5 (bleu), 38,3%, a légèrement augmenté par rapport à celle de 2020 et 2019 (respectivement 38,1 % et 37,4 %). La part du segment top 6-20 a diminué, alors que celle des autres clients a légèrement augmenté. Les différences par rapport à l'année précédente sont néanmoins minimes. Le top 5 et le top 6-20 des clients industriels représentent en 2021 un peu plus de 77 % du prélèvement industriel total d'électricité.

45. Les clients industriels peuvent passer d'un segment à l'autre d'une année à l'autre, tout comme le nombre total de clients industriels peut varier. Deux clients industriels qui étaient dans le top 5 en 2020 ont disparu du top 5 en 2021 : ils sont désormais dans le top 6-20. À l'inverse, deux nouveaux clients ont fait leur entrée dans le top 5 en 2021 : l'un faisait partie du top 6-20 de 2020, l'autre ne faisait pas partie du top 20 de 2021 et a donc enregistré une forte augmentation de ses prélèvements.

Figure 15: Prélèvement d'électricité par secteur

Prélèvement d'électricité par secteur

Prélèvement d'électricité industriel mesuré par code NACE entre 2006 et 2021

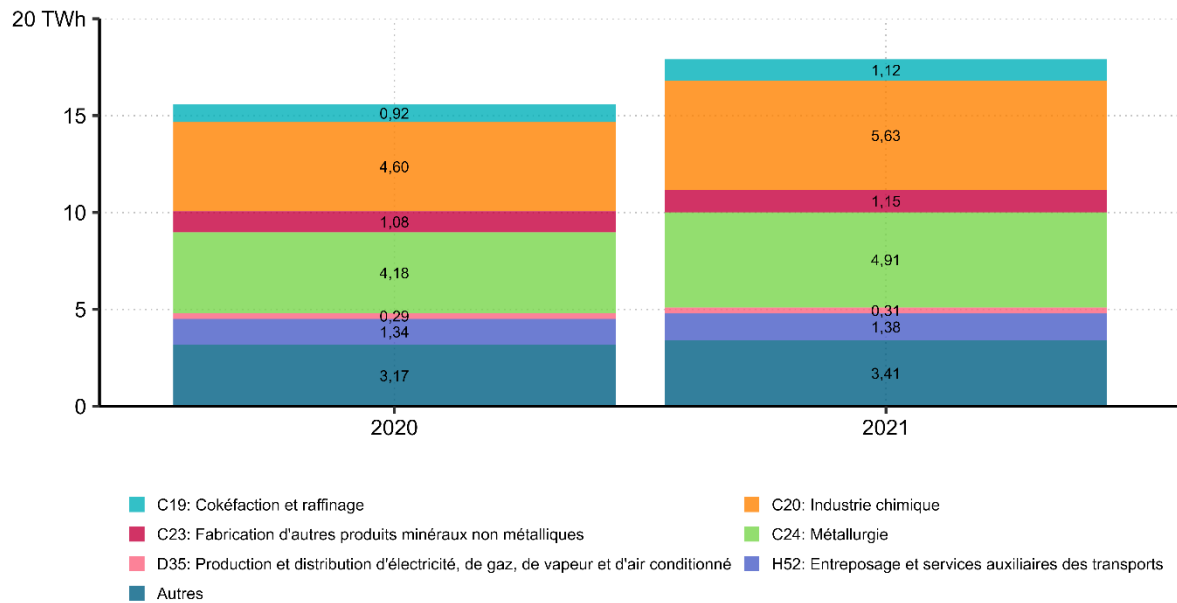


Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

Figure 16 : Prélèvement d'électricité par sous-secteur

Prélèvement d'électricité par sous-secteur

Prélèvement d'électricité industriel mesuré par sous-secteur entre 2006 et 2021
(pour autant qu'au moins 5 grands clients industriels fassent partie d'un même code)



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

46. Enfin, les volumes de prélèvement annuels des grands clients industriels sont segmentés par code NACE (Figure 15). La majorité (environ 80 %) des prélèvements totaux mesurés de 2021 revient à l'industrie manufacturière (NACE segment C), suivie par l'industrie des transports et de l'entreposage (segment H), l'industrie de l'information et de la communication (segment J), l'industrie du commerce et de la réparation de véhicules automobiles et de motos (segment G), la production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné²² (segment D) et enfin les activités spécialisées, scientifiques et techniques (segment M). Il est intéressant de noter que les industries de l'information et de la communication a surclassé l'industrie de la réparation de véhicules automobiles et de motos pour la première fois en 2020, et que cette hausse se poursuit en 2021. Les segments non mentionnés présentent chacun un prélèvement de moins de 1 % et sont agrégés sous 'others' dans la figure.

47. Le prélèvement de 2021 est segmenté par sous-code NACE pour autant qu'au moins 5 grands clients industriels fassent partie d'un même code (Figure 16). L'industrie chimique (code NACE 20) constitue 31,4 % du prélèvement total mesuré, suivie par la métallurgie (code NACE 24), qui représente 27,4 % du prélèvement total mesuré. Les activités en lien avec l'entreposage et services auxiliaires des transports (code NACE 52 relevant du segment H) représentent 7,7 % du prélèvement mesuré. La fabrication d'autres produits minéraux non métalliques (code NACE 23) et la cokéfaction et le raffinage (code NACE 19) relèvent de l'industrie manufacturière belge et représentent ensemble 12,7 % du prélèvement total mesuré.

²² Heating, Ventilation and Air Conditioning

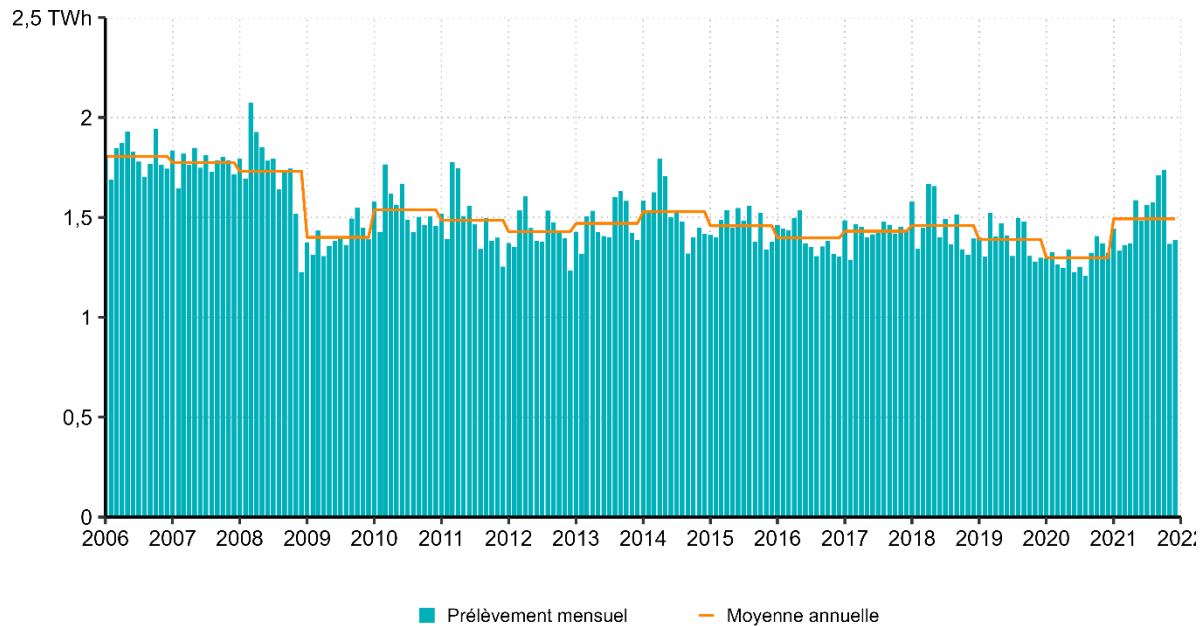
3.2.1.2. Base mensuelle

48. La déviation standard du prélèvement mensuel d'électricité en 2021 est 5,53 % et a baissé en comparaison avec 2019 (8,43 %) mais a resté similaire à 2020 (5,74%). Le prélèvement mensuel le plus élevé a été mesuré en octobre, le plus bas en février. La différence entre les deux est de 0,41 TWh. Ces tendances sont illustrées dans la Figure 17.

Figure 17: Prélèvement mensuel d'électricité

Prélèvement mensuel d'électricité

Prélèvement mensuel et moyenne annuelle des moyennes mensuelles



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

3.2.1.3. Base journalière

49. La volatilité du prélèvement journalier d'électricité par année a diminué en 2021 (Figure 18). La plage totale s'élevait à 0,94 GWh/h en 2021, soit une diminution de 0,06 GWh/h en comparaison avec 2020. Le maximum, le minimum mais aussi - et surtout - la moyenne des prélèvements journaliers d'électricité ont augmenté en 2021 par rapport à 2020.

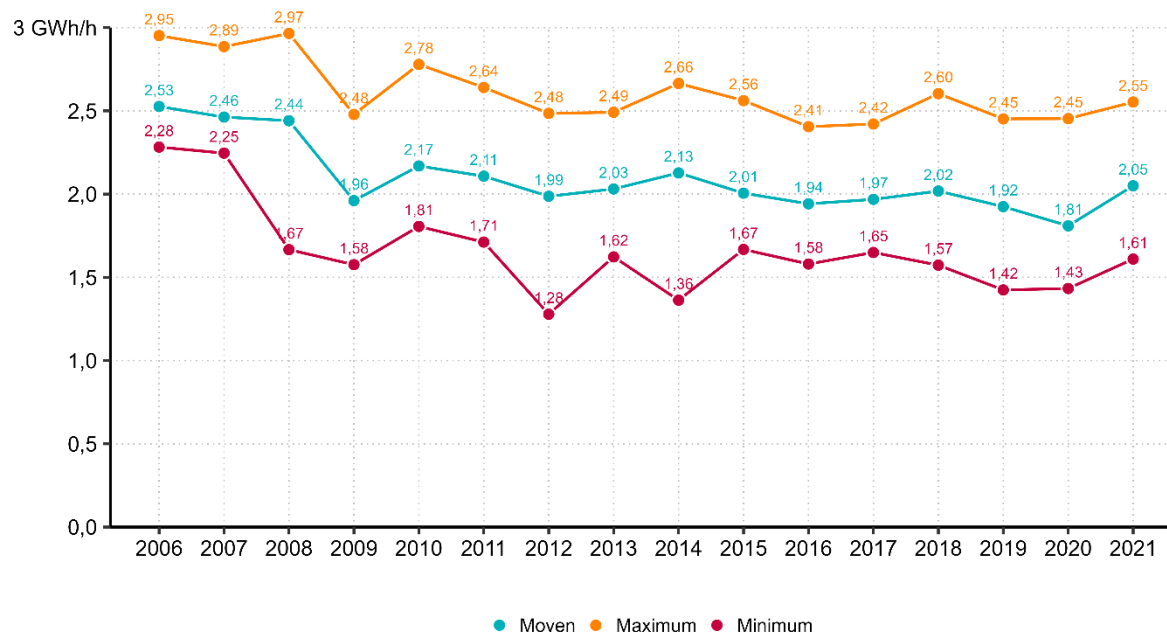
50. Le prélèvement journalier d'électricité le plus bas, c-à-d 1,61 GWh/h, a été observé le 18 avril 2021 (Tableau 1). Le prélèvement journalier d'électricité le plus élevé, c-à-d 2,55 GWh/h, a été relevé le 3 septembre 2021.

51. Auparavant, le prélèvement journalier d'électricité le plus bas était presque systématiquement observé durant la période de fin d'année. Depuis 2017, ceci n'est plus spécifiquement le cas et le prélèvement journalier d'électricité le plus bas peut avoir lieu à un autre moment de l'année.

Figure 18: Prélèvement d'électricité industriel journalier

Prélèvement d'électricité industriel journalier

Prélèvement d'électricité industriel journalier minimum, moyen et maximum pendant un an



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

Tableau 1: Dates des prélèvements industriels journaliers d'électricité minimum et maximum

Minimum		Maximum	
25/12/2006	MON	17/05/2006	WED
01/01/2007	MON	05/09/2007	WED
25/12/2008	THU	04/04/2008	FRI
01/01/2009	THU	03/10/2009	SAT
01/01/2010	FRI	12/03/2010	FRI
25/12/2011	SUN	13/04/2011	WED
30/01/2012	MON	17/04/2012	TUE
01/01/2013	TUE	12/04/2013	FRI
15/12/2014	MON	18/04/2014	FRI
01/01/2015	THU	20/04/2015	MON
31/12/2016	SAT	29/04/2016	FRI
22/07/2017	SAT	15/01/2017	SUN
01/12/2018	SAT	20/04/2018	FRI
13/02/2019	WED	09/09/2019	MON
01/01/2020	WED	27/10/2020	TUE
18/04/2021	SUN	03/09/2021	FRI

Source : CREG sur la base des données d'Elia

3.2.2. Courbe de charge

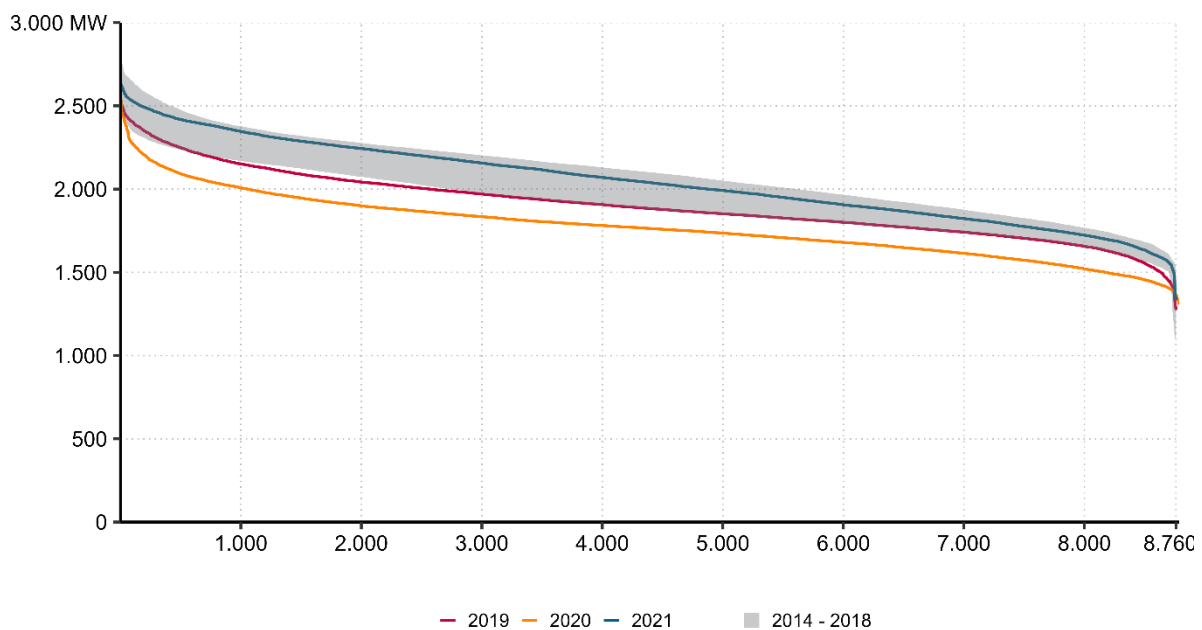
52. La Figure 19 illustre la courbe de charge (*load duration curve*) par an. Les années 2014-2018 y sont représentées par une bande au sein de laquelle ces courbes sont situées. Cette courbe reflète les prélèvements industriels horaires d'électricité pendant un an classés dans un ordre décroissant de la quantité de prélèvement.

53. Le prélèvement d'électricité industriel maximum mesuré par heure était de 2.709 MWh/h en 2021, soit 88 MWh/h de plus qu'en 2020. Le prélèvement industriel d'électricité minimum mesuré s'élevait à 1.335 MWh/h, soit 30 MWh/h plus élevé qu'en 2020.

Figure 19: Courbe de durée de charge du prélèvement industriel

Courbe de durée de charge du prélèvement industriel

Courbe de durée de charge pour toutes les heures, classé du plus haut au plus bas, par an



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

54. Le niveau de prélèvement horaire en 2020 était inférieur à celui de 2019 pour toutes les heures de la courbe de charge. Contrairement à la baisse entre 2018 et 2019, cette diminution était principalement due à la baisse des prélèvements en raison de la crise sanitaire du Covid-19. Cependant, cette baisse a été annulée en 2021 : cette courbe est proche des niveaux maximaux observés sur la période 2014-2018.

55. La Figure 20 illustre la part de la charge de base dans le prélèvement total mesuré sur le réseau d'Elia²³ (ligne orange). La Figure 20 illustre également la part de la charge de base dans le prélèvement total industriel d'électricité mesuré pendant cette année (ligne bleue). Tout en restant plus élevée ces dernières années, la part industrielle de la charge de base a un caractère plus volatil que la part totale de la charge de base mesurée sur le réseau d'Elia.

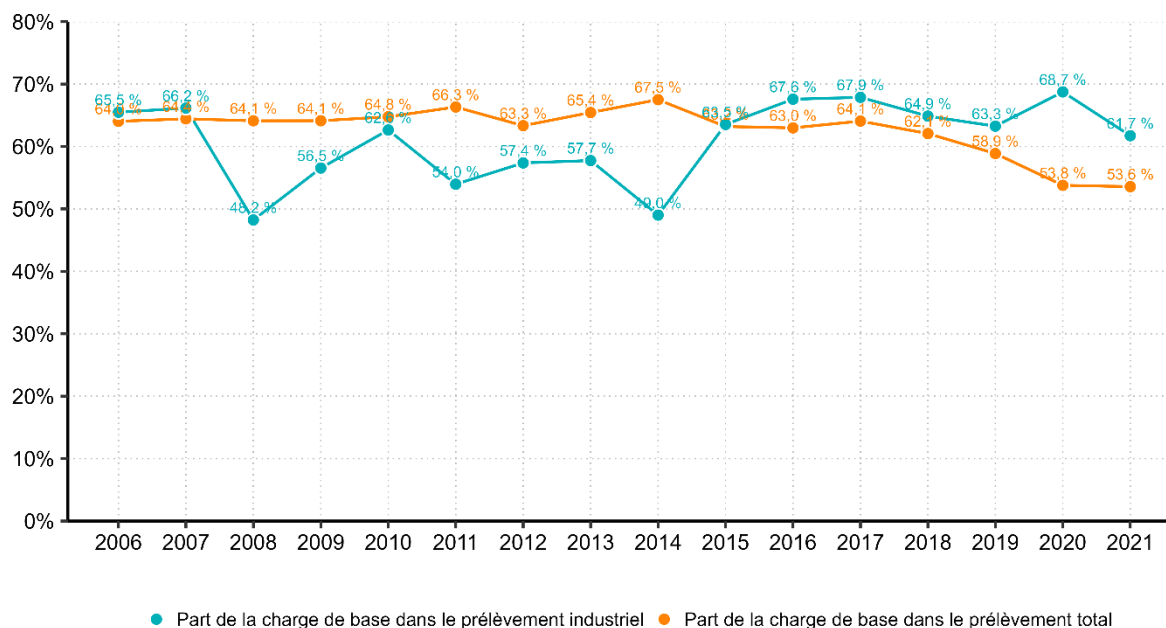
²³ Les centrales à pompe ne sont pas comptabilisées dans ces données, et ces données ont été adaptées afin d'exclure le périmètre Sotel.

56. La part supérieure de charge de base chez les grands clients industriels signifie que les clients industriels équilibrent davantage leurs prélèvements d'électricité agrégés au cours de l'année, par exemple, parce que leurs activités principales subissent une volatilité moindre de la consommation, ou parce qu'une production locale, gérée ou non par le fournisseur, est utilisée pendant les périodes de hausse de la demande ou des prix à court terme. Cette production locale peut être une production décentralisée localisée sur le site du client industriel²⁴. Les centrales locales qui injectent à un niveau de haute tension d'au moins 30 kV en font également partie. Le recours à ces sources d'énergie fait baisser le prélèvement mesuré aux points d'accès de clients industriels, et permet au fournisseur d'approvisionner le client industriel avec une flexibilité bien plus importante.

Figure 20: Part de la charge de base dans le prélèvement

Part de la charge de base dans le prélèvement

Part de la charge de base dans le prélèvement industriel et total, en %, par an



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

²⁴ Les chiffres comportent les prélèvements nets. Une injection d'énergie résultant du fait que la production d'unités de production locale dépasse la consommation locale ne ressort pas des valeurs (par exemple, comme prélèvement net négatif).

57. La courbe de charge par code NACE est établie pour l'année 2021 (Figure 21). Compte tenu des écarts absolus importants de puissance de prélèvement, chaque courbe de charge est normalisée²⁵. La courbe complète se situe donc entre les valeurs -1 et 1. On distingue d'emblée trois écarts :

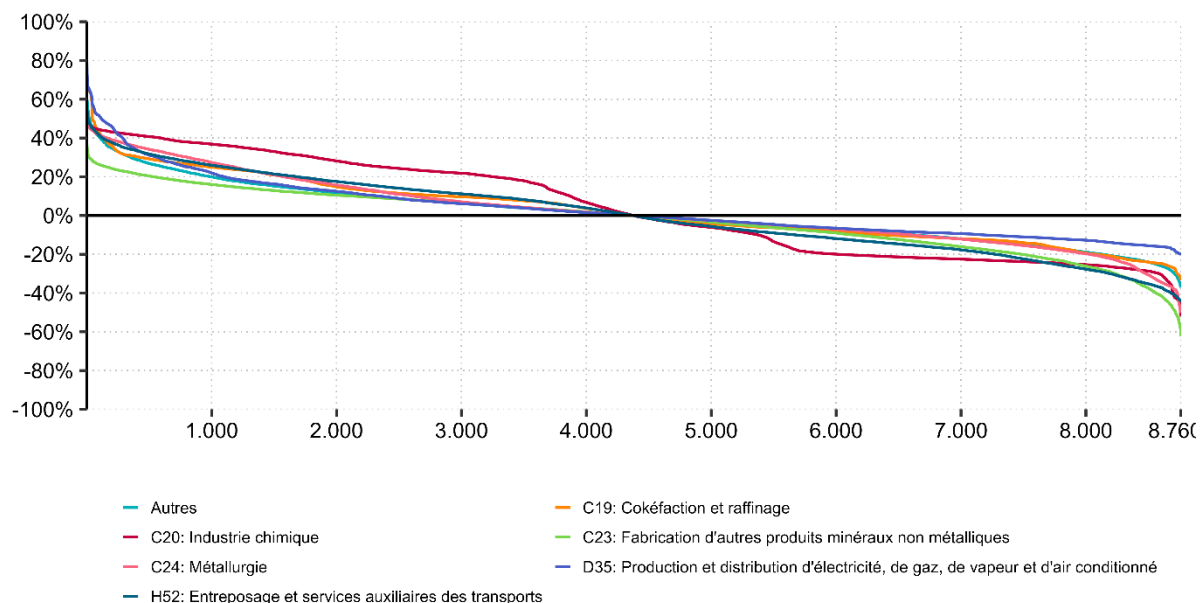
- la courbe de charge des grands clients industriels qui exercent des activités dans l'industrie chimique (code NACE 20) présente une fonction progressive, où l'on observe pendant un peu plus d'un tiers de l'année un prélèvement supérieur à celui des heures restantes de l'année. La courbe de charge des grands clients industriels actifs dans la production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné (code NACE D35) présente également une fonction progressive, avec un prélèvement plus élevé pendant 1000 heures par an ;
- la courbe de charge des grands clients industriels qui exercent des activités dans le domaine de l'entreposage et des services auxiliaires des transports (code NACE H52) est plate, mais présente une hausse du prélèvement durant un nombre limité d'heures. Une évolution similaire s'observe également dans l'industrie de fabrication de métaux de base (code NACE C24) et dans la cokéfaction et le raffinage (code NACE C19) ;
- la fabrication d'autres produits minéraux non métalliques (code NACE C23) ne connaît plus un prélèvement très constant.

Ces deux premiers éléments montrent qu'il y a potentiellement encore de la flexibilité à développer afin de couvrir des pics de prélèvement ou des périodes avec un prélèvement élevé.

Figure 21: Courbe de durée de charge des prélèvements industriels par segment

Courbe de durée de charge des prélèvements industriels par segment

Courbe de durée de charge des prélèvements industriels pour toutes les heures, classé du plus haut au plus bas, par an et par sous-secteur



²⁵ Le prélèvement médian pendant l'année est déduit de chaque valeur de la puissance de prélèvement, laquelle est ensuite divisée par la différence entre le prélèvement annuel mesuré maximal et minimal.

3.2.3. Prélèvements durant la période tarifaire de pointe annuelle

58. En ce qui concerne les tarifs de transport, la pointe annuelle de prélèvement est déterminée *ex post* par la pointe maximale enregistrée pendant les quarts d'heure compris dans la période tarifaire de pointe annuelle durant l'année en question. La période tarifaire de pointe annuelle est la période allant de janvier à mars et de novembre à décembre, entre 17 heures et 20 heures, hors week-ends et jours fériés.

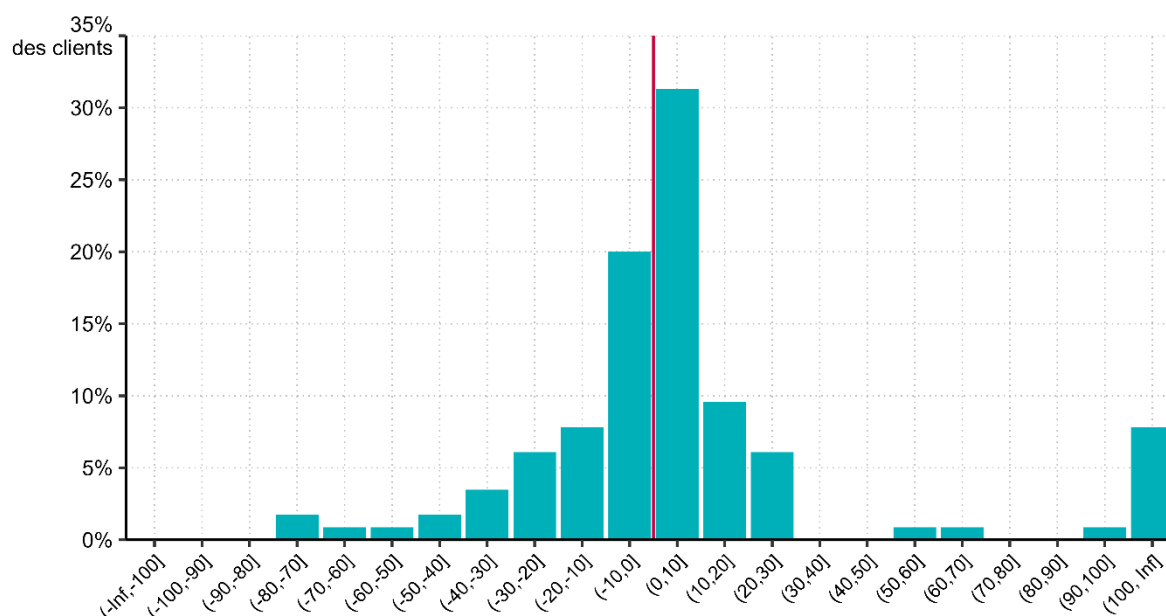
59. Les tarifs pour la pointe annuelle pour le prélèvement sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2016. L'introduction de ce tarif avait pour objectif d'inciter les utilisateurs du réseau à limiter leurs prélèvements durant les heures où les prélèvements sur le réseau de transport sont statistiquement les plus élevés. Pour tous les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia, le tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement s'applique à la 11^e pointe mesurée durant le mois.

60. Pour les grands clients industriels raccordés au réseau Elia, la Figure 22 représente l'histogramme de l'évolution relative entre 2015 et 2021 de la valeur maximale des 11^e pointes mensuelles mesurées pendant la période de pointe annuelle. Le choix de la valeur maximale de la 11^e pointe mensuelle durant la période annuelle de pointe est en effet pertinent car cette donnée influence directement le tarif de réseau appliqué au grand client. On remarque que 43% des gros clients industriels ont un pic de prélèvement plus faible en 2021 qu'en 2015 (clients se situant à gauche de la barrette rouge), et donc un coût lié à l'utilisation du réseau, proportionnellement à 2015, plus faible. Il s'agit d'une diminution par rapport aux années précédentes, principalement en raison de la forte augmentation du nombre de clients de la catégorie (0, 10] : ces clients ont vu leur 11^e pic mensuel mesuré augmenter de 0 à 10 % par rapport à 2015.

Figure 22: Ecart annuel de la pointe mensuelle

Ecart annuel de la pointe mensuelle

Evolution annuelle relative de la valeur maximale des 11^e pointes mensuelles mesurées pendant la période de pointe annuelle entre 2015 et 2021



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

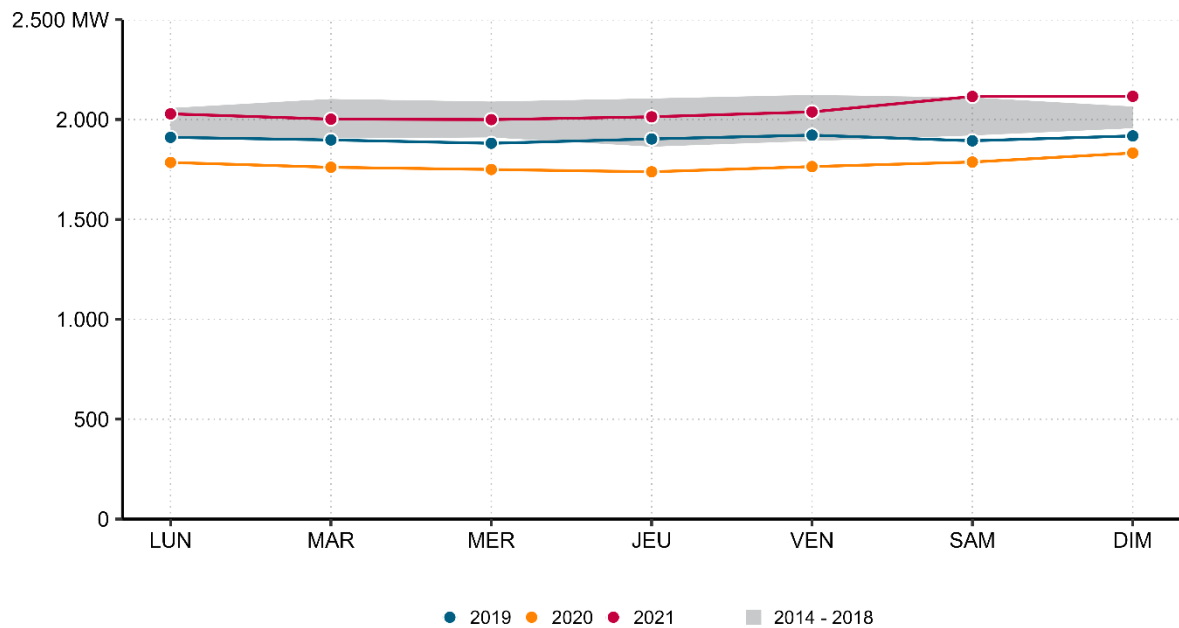
3.2.4. Profils de prélèvement

61. La Figure 23 illustre, par année, le profil de prélèvement moyen de l'ensemble des clients industriels pendant la semaine. Le profil de prélèvement moyen en 2021 est supérieur pour chaque jour à celui de 2020. La moyenne le dimanche est, pour ce seul jour, supérieure aux valeurs maximales relevées durant la période 2014-2018. Le prélèvement journalier moyen est le plus élevé le samedi et le dimanche.

Figure 23: Profil du prélèvement industriel pendant la semaine

Profil du prélèvement industriel pendant la semaine

Prélèvement industriel moyen journalier pendant la semaine, en MWh/h, par an

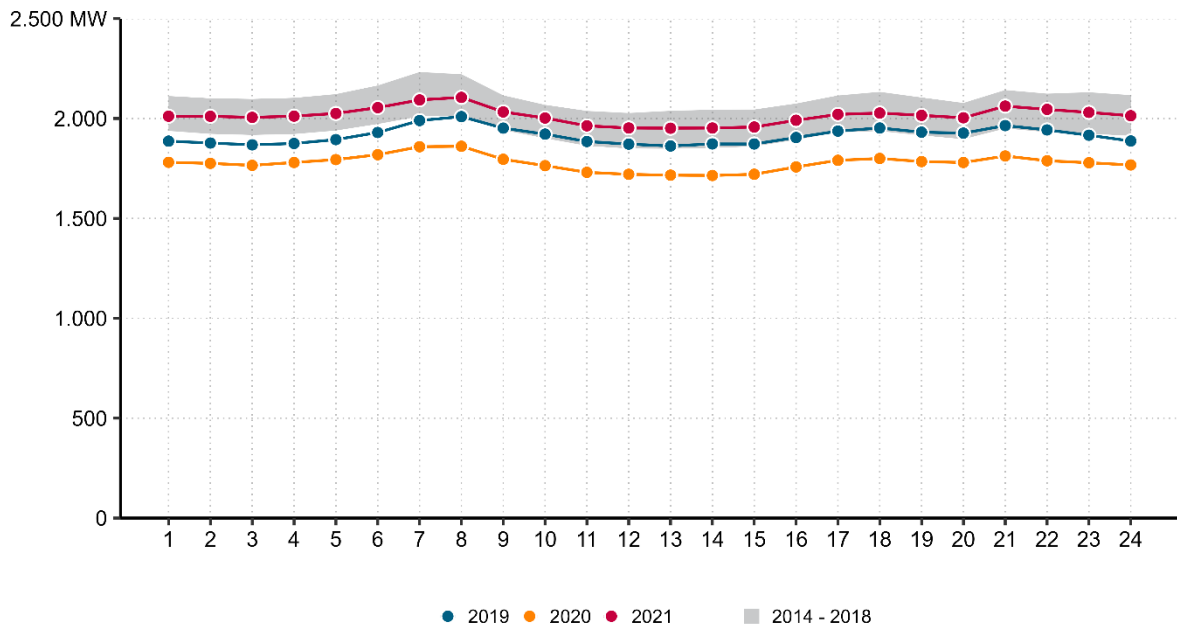


Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

Figure 24: Profil du prélèvement industriel pendant les jours de semaine

Profil du prélèvement industriel pendant les jours de semaine

Prélèvement industriel moyen horaire pendant les jours de semaine, en MWh/h, par an



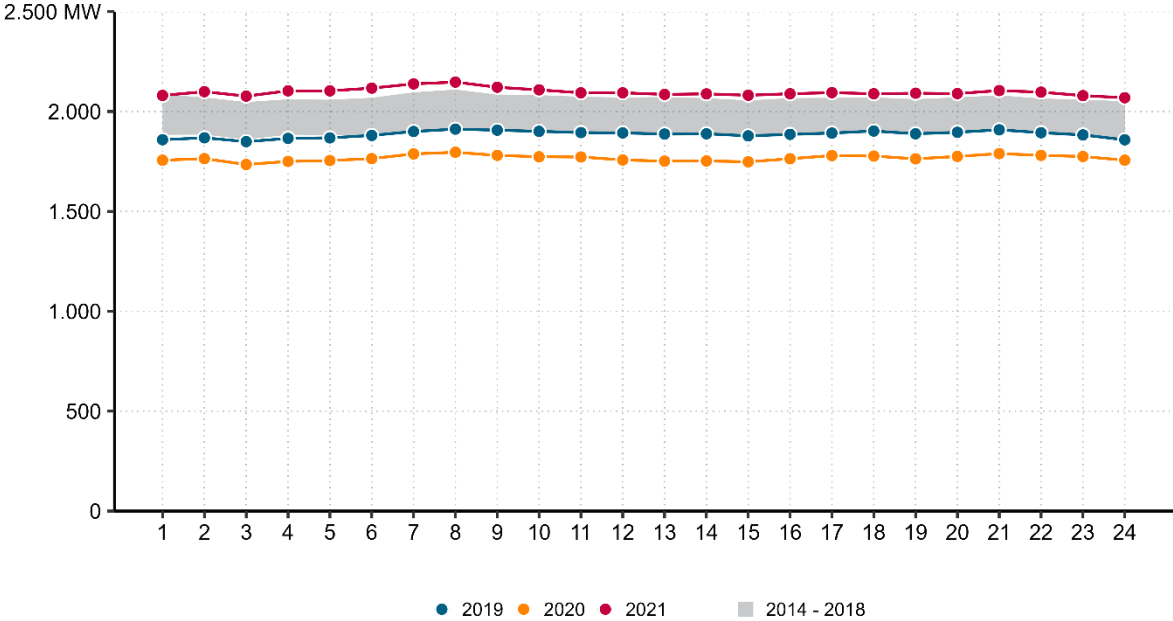
Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

62. La Figure 24 montre, par année, le profil de prélèvement moyen pendant une journée ouvrable de tous les clients industriels raccordés au réseau d'Elia. La surface grise correspond à la plage de profils de prélèvement des années 2014-2018. Le profil de prélèvement de 2020 est semblable à celui de 2019, mais le pic matinal constaté autour de 7-8 heures est un peu plus prononcé. En 2021 également, le profil journalier a la même forme, mais les valeurs sont beaucoup plus élevées qu'en 2019 et surtout 2020.

63. La Figure 25 illustre à nouveau le profil de prélèvement journalier par an, mais cette fois uniquement pour les jours non ouvrables. Le profil de prélèvement journalier moyen en 2021 pendant ces jours est similaire à ceux de 2020 et 2019, mais à un niveau supérieur. Cependant, les pics de prélèvement industriel du matin et du soir sont beaucoup moins prononcés que sur les profils des jours de semaine.

Figure 25: Profil du prélèvement industriel hors jours de semaine

Profil du prélèvement industriel hors jours de semaine
Prélèvement industriel moyen horaire pendant les jours hors de semaine, en MWh/h, par an



Source: calculs CREG sur la base de données d'Elia

4. APPROVISIONNEMENT DE GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS

64. Les volumes d'électricité échangés entre responsables d'accès (ARP), sur la base de leurs nominations *day ahead* comparées aux échanges d'énergie historiques, donnent une idée de l'évolution de l'approvisionnement de gros clients industriels compte tenu de la libéralisation du marché. Les échanges énergétiques en 2021 (Figure 27) sont comparés à ceux de 2020 (Figure 26). Les ARP sont répartis en sept segments.

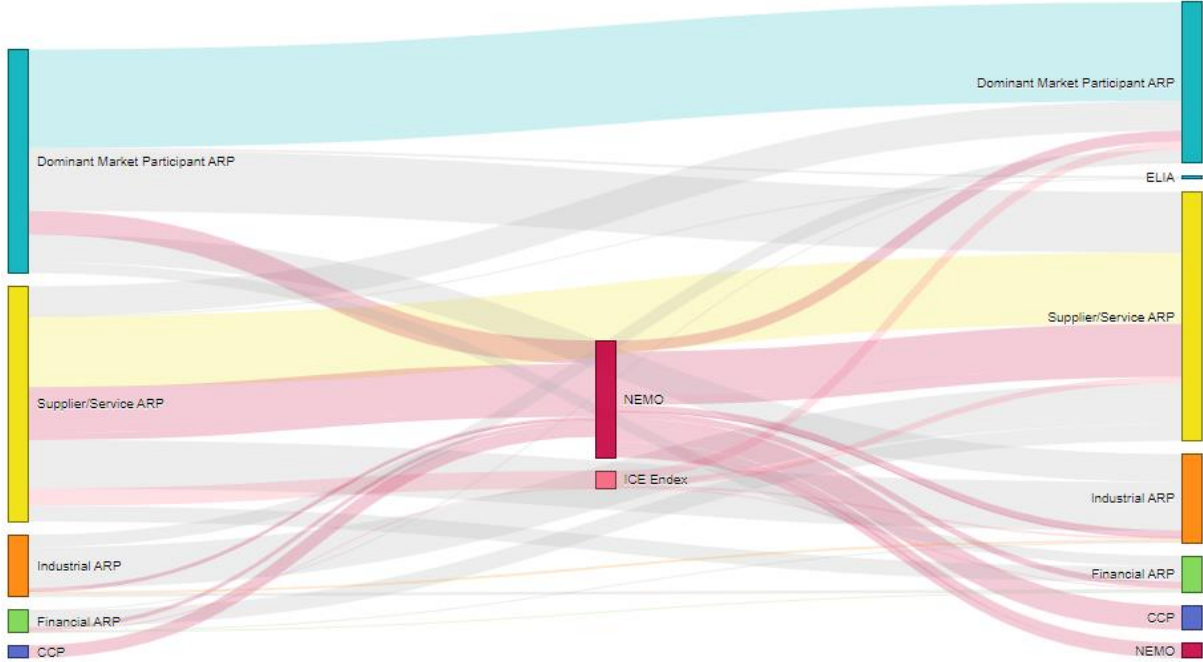
65. Les quatre premiers segments comprennent les acteurs de marché présents sur le marché journalier organisé par les EPEX SPOT et Nord Pool (ci-après appelés les NEMO pour Nominated Electricity Market Operator). Ce marché a été organisé pour 2019 par une seule bourse (EPEX SPOT Belgium) mais, via un mécanisme de couplage des prix, celui-ci est désormais organisé conjointement par EPEX SPOT et Nord Pool. Une distinction est établie entre les ARP du fournisseur dominant (barre turquoise, « Dominant market participant »), les ARP d'autres fournisseurs ou prestataires actifs qui proposent des solutions énergétiques sur mesure tels que des agrégateurs (barre jaune, « Supplier/Service ARP »), les ARP de clients industriels (barre orange, « Industrial ARP »), et les ARP d'institutions financières (barre bleu foncé, Financial ARP). Il convient de remarquer que tous les clients industriels ne disposent pas de leur propre ARP. Les trois autres segments comportent les bourses à court terme EPEX SPOT/Nord Pool (barre rouge), la bourse à long terme ICE Endex (barre rose) et une chambre de compensation (CCP ou Central Counterparty), barre violette, agissant comme contrepartie entre les acteurs de marché et les bourses. Les imports et exports sont inclus dans les volumes échangés entre les NEMO et la chambre de compensation. Cependant, étant donné le fonctionnement du couplage de marché, ces volumes ne comprennent pas uniquement des volumes importés ou exportés.

66. Les volumes d'énergie échangés sont indiqués par les bandes qui relient les ARP entre eux. Les échanges se font de gauche à droite. Autrement dit, l'ARP situé à gauche d'une bande vend l'énergie à l'ARP situé à droite. Les échanges entre ARP appartenant à un même segment apparaissent dans la couleur du segment. Tous les échanges réalisés sur les bourses à court et à long terme sont indiqués dans la couleur de la bourse : rouge pour le marché spot des NEMO et rose pour le marché à long terme. Les bandes d'une autre couleur qui chevaucheraient les barres représentant les NEMO et la bourse à long terme ne sont donc pas négociées sur la plate-forme de marché public en question. Les autres échanges sont signalés en gris.

67. Les différences entre les années 2020 et 2021 sont faibles. En effet, outre des légers changements dans les volumes échangés entre certains acteurs, les volumes échangés entre les différentes entités ont gardé des proportions similaires.

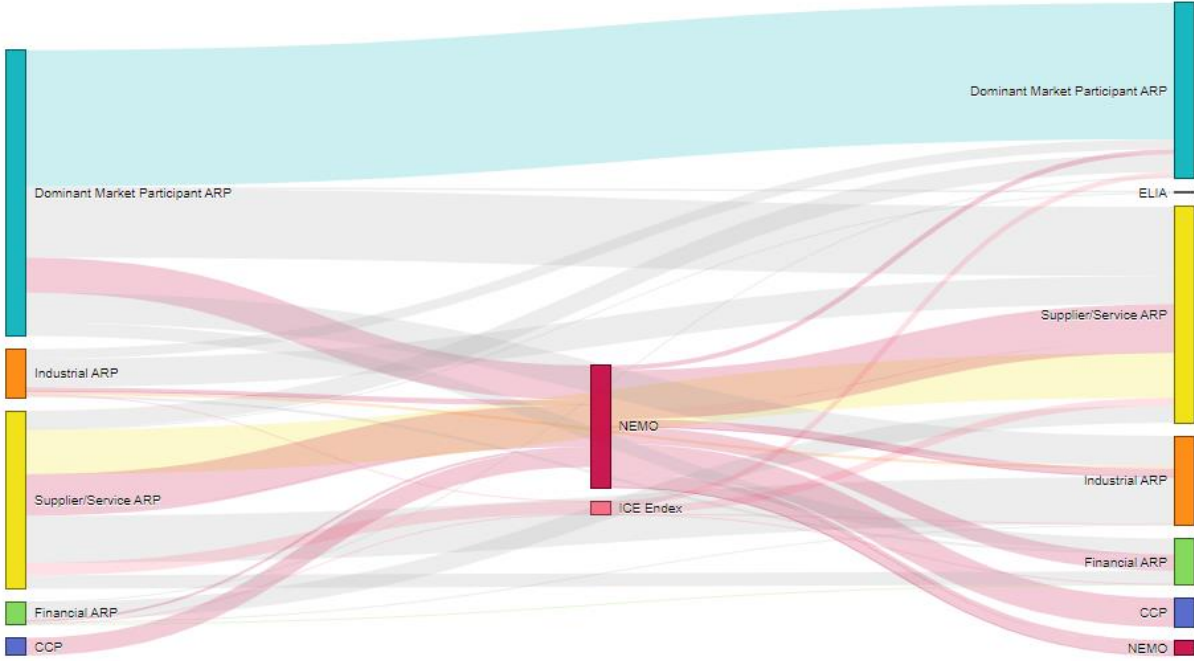
68. En 2021, le volume total d'énergie échangée entre ARP était de 93,1 TWh, dont 22,8 TWh (24,5 %) sur des bourses d'électricité (à court ou long terme). Pour rappel, 90,7 TWh ont été échangés en 2020, dont 21,9 TWh (24,2%) sur des bourses d'électricité.

Figure 26: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2020. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport aux échanges totaux en 2020.



Source : calculs CREG sur la base de données d'Elia

Figure 27: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2021. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport au échanges totaux en 2021.



Source : calculs CREG sur la base des données d'Elia

69. Du **côté de la demande**, les volumes de fourniture achetés sur le marché journalier des NEMO ont augmenté de 16,6 TWh en 2020 à 18,1 TWh. Les volumes destinés à la fourniture de la bourse d'électricité à long terme sont en diminution : de 2,85 TWh en 2020 à 2,33 TWh en 2021. Cette diminution est principalement due aux ARP des fournisseurs dominants ayant fortement réduit les échanges sur ce segment de marché.

70. Du **côté de l'offre**, on observe que l'énergie fournie par l'ARP du fournisseur dominant à d'autres ARP (excluant les échanges via les bourses ou les volumes échangés avec lui-même) a fortement augmenté de 16,6 TWh en 2020 à 19,3 TWh en 2021.

71. En 2021, l'ARP du fournisseur dominant a vendu environ 34,4% du volume total négocié sur le marché journalier des NEMO (5,9 TWh). Cela représente une forte hausse par rapport à 2020 (24,4 % ou 3,8 TWh), même si ces chiffres sont similaires à ceux de 2019. Les ARP des autres fournisseurs et/ou prestataires ont vendu 43,5 % du volume total négocié (ou 7,4 TWh). Cela représente une forte augmentation par rapport à 2020 (40,2% ou 9,2 TWh). L'importation, mais aussi les ARP financiers, fournissent les volumes résiduels. En 2020, les parts des ARP financiers s'élevaient à 4,0 % (ou 0,61 TWh) contre 2,3 % (ou 0,39 TWh) en 2021.

72. Les ARP des fournisseurs achètent la très large majorité des volumes sur le marché à long terme (89,9 % ou 2,1 TWh en 2021 contre 99,7% ou 2,8 TWh en 2020). Seule une très petite partie de ces volumes est vendue par les ARP financiers (0,002 TWh). L'ARP du fournisseur dominant sur le marché n'échange pas sur le marché à long terme. En 2021, 2,33 TWh ont été proposés, contre 2,85 TWh en 2020.

73. En 2021, Une partie importante des échanges d'énergie entre les ARP des fournisseurs restent bilatéraux (7,53 TWh ou 20,7 %), le reste de leur approvisionnement provient donc principalement du fournisseur dominant (11,6 TWh ou 32,0%) et des NEMO (8,2 TWh ou 22,7 %).

74. Les ARP industriels s'approvisionnent surtout chez les ARP d'autres fournisseurs et/ou prestataires (52,5% ou 7,9 TWh). Ce chiffre est proportionnellement en diminution en comparaison avec 2020, malgré le fait qu'il reste identique en valeur absolue (54,5% ou 7,9 TWh).

5. CONCLUSION

75. Cette étude a pour objectif d'augmenter la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels. Une plus grande transparence permet à un client industriel de se positionner par rapport à d'autres clients industriels belges.

76. Bien que c'est la durée de deux années qui reste la plus observée dans les contrats de fourniture, la prolongation de contrats existants connaît un certain succès chez certains fournisseurs.

77. Le prix de l'énergie facturé est globalement en hausse depuis 2017 et cette hausse s'est accentuée en 2021: 50 % de clients médians avaient un prix de l'énergie compris entre 60 €/MWh et 90 €/MWh.

78. L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée depuis 2019 (+11%) contraste avec l'évolution observée jusqu'alors depuis le début de la libéralisation : alors que la part de marché – selon la consommation totale facturée – du groupe Electrabel a connu une baisse presque continue de 2002 (98,4%) à 2019 (50,7 %), cette baisse s'était fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016 avant de se stabiliser jusque 2019 inclus. Au cours des premières années de la libéralisation, les groupes Luminus, Uniper et RWE étaient les principaux bénéficiaires de la baisse des parts de marché d'Electrabel. Entre 2010 et 2016, l'importante baisse de la part de marché d'Electrabel s'explique d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et, d'autre part, par le développement par certains clients industriels de leurs propres activités de fourniture. Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel (+10%) qui est principalement intervenue entre 2019 et 2021, ce sont essentiellement les groupes Luminus (+5%) et Total (+3%) qui ont pris des parts de marché au détriment d'Axpo (-9%), du groupe RWE (-4%) et du groupe Uniper (-4%) qui a mis définitivement un terme à ses activités en Belgique au 1er janvier 2020

79. Le deuxième volet de cette étude comprend une analyse du comportement de prélèvement des grands clients industriels raccordés au réseau à haute tension d'Elia. Le prélèvement d'électricité annuel augmente de 15,6 TWh en 2020 à 17,9 TWh en 2021. La consommation totale industrielle d'électricité augmente à 27,5 TWh, dont la majorité était destinée à l'industrie manufacturière.

80. En 2021, le plus haut prélèvement d'électricité mensuel est relevé en octobre avec un volume de 1,74 TWh. La différence entre les prélèvements journaliers minimum et maximum a légèrement augmenté par rapport à 2020.

81. La part de la charge de base dans le prélèvement industriel a diminué en 2021 (62 %). Une analyse du prélèvement des clients industriels, par catégorie d'industrie, indique la présence des périodes de prélèvement élevé et des pics de prélèvement.

82. 72 points d'accès (chez 9 clients) ont changé de fournisseur en 2021. Les ARP industriels s'approvisionnent principalement auprès des ARP des autres fournisseurs (52,5%).

////

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Liste des figures

Figure 1: Evolution du nombre de clients industriels avec une consommation facturée supérieure à 10 GWh/an ainsi que du volume total qui leur a été fourni	7
Figure 2: Répartition des contrats de fourniture étudiés sur la base de leur durée de livraison	8
Figure 3: Evolution de la durée de livraison des nouveaux contrats actifs	9
Figure 4: Pourcentage des contrats de fourniture actifs en 2021 en fonction de la date de signature, par mois.....	9
Figure 5: « Prix de l'énergie » en fonction du volume facturé pour les contrats de livraison actifs en 2021.....	14
Figure 6 : « Prix de l'énergie » en fonction de la date de signature des contrats de livraison actifs en 2021.....	15
Figure 7 : 5e, 25e, 50e, 75e et 95e percentiles du prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels et moyenne du prix <i>Futures year-ahead</i> de l'électricité	17
Figure 8: Part de marché d'Electrabel concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels.....	18
Figure 9: Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'Electrabel, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels.....	19
Figure 10: Nombre de clients industriels et de points d'accès	22
Figure 11: Évolution du nombre de changements de fournisseurs par an	23
Figure 12: Prélèvement d'électricité et production par des unités de production locale	25
Figure 13: Autoconsommation des clients industriels	26
Figure 14: Part du prélèvement horaire d'électricité.....	26
Figure 15: Prélèvement d'électricité par secteur	28
Figure 16 : Prélèvement d'électricité par sous-secteur	29
Figure 17: Prélèvement mensuel d'électricité	30
Figure 18: Prélèvement d'électricité industriel journalier	31
Figure 19: Courbe de durée de charge du prélèvement industriel	32
Figure 20: Part de la charge de base dans le prélèvement	33
Figure 21: Courbe de durée de charge des prélèvements industriels par segment	34
Figure 22: Ecart annuel de la pointe mensuelle	35
Figure 23: Profil du prélèvement industriel pendant la semaine.....	36
Figure 24: Profil du prélèvement industriel pendant les jours de semaine	37
Figure 25: Profil du prélèvement industriel hors jours de semaine.....	38
Figure 26: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2020. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport aux échanges totaux en 2020.....	40
Figure 27: Diagramme Sankey des volumes relatifs d'électricité échangés entre fournisseurs, sur la base des nominations day-ahead réalisées sur le hub d'Elia en 2021. La hauteur des barres est proportionnelle par rapport au échanges totaux en 2021.	40

Liste des tableaux

Tableau 1: Dates des prélèvements industriels journaliers d'électricité minimum et maximum	31
--	----