

Studie

(F)2443

8 december 2022

Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2021

Artikel 23, § 2, tweede lid, 2° en 13° van de wet van 29 april 1999
betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
1. INLEIDING	4
2. LEVERINGSGEGEVENS	6
2.1. Bestudeerd segment	6
2.2. Kenmerken van bestudeerde contracten.....	8
2.3. Perimeter van de contractuele onderhandelingen: de "energieprijs".....	10
2.4. Mechanismen voor de vastlegging van de "energieprijs"	11
2.5. Evolutie van de "energieprijs"	13
2.6. Marktaandelen	18
3. AFNAMEGEGEVENS ELIA	21
3.1. Bestudeerd segment	21
3.2. Afnamegedrag	24
3.2.1. Elektriciteitsafname.....	24
3.2.2. Belastingskromme	32
3.2.3. Afnames tijdens de tarifaire jaarpiek	35
3.2.4. Afnameprofielen.....	36
4. BEVOORRADING VAN GROTE INDUSTRIËLE KLANTEN	39
5. BESLUIT.....	42
BIJLAGE 1	44

EXECUTIVE SUMMARY

De studie maakt een analyse van de leveringscontracten voor elektriciteit en van het afnamegedrag van grote Belgische industriële klanten. Omdat de beschikbare gegevens verschillend zijn, hanteren de analyses verschillende definities van het begrip “grote industriële klant”. Bij de analyse van leveringscontracten wordt elke klant met een gefactureerde consumptie van minstens 10 GWh/jaar aangeduid als “grote industriële klant” (inclusief de bedrijven die aangesloten zijn op distributieniveau). Bij de analyse van het afnamegedrag wordt elke klant aangesloten op het Elia-transmissienet als “grote industriële klant” beschouwd (inclusief de klanten waarvan de gefactureerde consumptie lager is dan 10 GWh/jaar).

Hoewel contracten met een looptijd van twee jaar nog steeds het meest voorkomende type leveringscontract zijn, is er een toename van het aantal contracten met een looptijd van een jaar en dit ten koste van contracten met een looptijd van drie jaar, die minder populair worden. Bovendien blijkt het verlengen van bepaalde contracten succesvol bij bepaalde leveranciers.

Globaal gezien stijgt de gefactureerde energieprijs sinds 2017, waarbij 50% van de mediane klanten in 2021 een prijs betaalt tussen 60 €/MWh en 90 €/Wh. Hoewel deze “clicks” slechts betrekking hadden op 13 % van de in 2021 geleverde volumes zijn het de “clicks” op de noteringen van de Quarterly-, Monthly- en Day-Aheadcontracten die de sterke stijging van de energieprijs tussen 2020 en 2021 bij een significant deel van de grote industriële verbruikers verklaren.

De aanzienlijke stijging van het marktaandeel van Electrabel in 2020 en 2021 tot 62 % van de geleverde volumes contrasteert met de tendens die sinds het begin van de liberalisering wordt waargenomen: terwijl het marktaandeel van de groep Electrabel - op basis van het totale gefactureerde verbruik - van 2002 (98,4%) tot 2019 (50,7%) bijna ononderbroken gedaald is, is deze daling sterk versneld tussen 2010 (toen het nog 85,5% bedroeg) en 2016, en daarna gestabiliseerd tot en met 2019.

Gedurende de eerste jaren van de liberalisering, was de daling van de marktaandelen van Electrabel vooral voordelig voor de groepen Luminus, Uniper en RWE. Tussen 2010 en 2016 kan de sterke daling van het marktaandeel van Electrabel enerzijds verklaard worden door de opkomst en groei van andere leveranciers anderzijds hebben een aantal industriële klanten hun eigen beleveringsactiviteiten ontwikkeld. Sinds 2016 zijn het, naast de stijging van de marktaandelen van de groep Electrabel (+10 %) die voornamelijk tussen 2019 en 2021 plaatsvond, vooral de groepen Luminus (+5 %) en Total (+2,5 %) die marktaandeel hebben gewonnen ten koste van Axpo (-8,5 %), de groep RWE (-4,5 %) en de groep Uniper (-4 %), die haar activiteiten in België op 1 januari 2020 definitief heeft stopgezet.

De jaarlijkse elektriciteitsafname stijgt naar 17,9 TWh in 2021. Die stijging doet zich in bijna alle sectoren voor. De maakindustrie vertegenwoordigt ongeveer 80 % van de elektriciteitsafname van grote industriële klanten. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname blijft stabiel ten opzichte van 2020. De afgenomen basislast bij de industriële afnemers daalde in 2021 tot 62%. Ter vergelijking: de basislast van de totale afname op het net van Elia is lager (54 %).

Tot slot veranderden 9 afnemers (72 toegangspunten) van leverancier in 2021. De beleving van industriële afnemers wordt in meer detail onderzocht door de energie-uitwisselingen tussen ARP's in kaart te brengen. De situatie in 2021 wordt vergeleken met die in 2020. De verhouding tussen energievolumes aangekocht op korte- of langetermijnmarkten ten opzichte van bilateraal verhandelde volumes bleef grotendeels stabiel tussen 2021 en 2020.

1. INLEIDING

1. De studie bestaat uit drie delen: het eerste deel bestudeert de leveringscontracten die industriële klanten in België hebben afgesloten, de evolutie van de contractprijzen en van de marktaandeelen van leveranciers. Het tweede deel beschrijft het afnamegedrag¹ van industriële klanten aangesloten op het Elia transmissienet. Twee aspecten worden hierbij onderzocht: de elektriciteitsafname en de elektrische belasting. Het derde deel behandelt de belevering van grote industriële klanten.

2. Omwille van de verschillende aard van de beschikbare gegevens, verschilt de definitie van de term "grote industriële klant" tussen het eerste deel en de twee laatste delen.

Het eerste deel van de studie omvat alle industriële klanten met een gefactureerde consumptie hoger dan 10 GWh/jaar ongeacht het spanningsniveau van het aansluitingspunt. In 2021 omvat dit deel 454 grote industriële klanten met in totaal een gefactureerd consumptievolume van 25,6 TWh of 31 % van het verbruik van de Belgische eindverbruikers in 2021².

De twee laatste delen omvatten industriële klanten die aangesloten zijn op het hoogspanningsnet ongeacht het gefactureerde consumptievolume. Het spreekt voor zich dat consumptie van hydraulische centrales gevestigd in Coe en Plate-taille niet weerhouden worden in de resultaten. In 2020 werden 264 toegangspunten via het Elia-net³ bevoorrad. Aangezien industriële klanten meerdere toegangspunten kunnen hebben, worden deze gegevens gegroepeerd tot 120 verschillende grote industriële klanten over de periode 2006-2021. De totale industriële afname bedroeg 17,9 TWh in 2021.

3. De "grote industriële klant" is een abstract concept dat zeer verschillende verbruikers vertegenwoordigt. Kenmerken van individuele industriële klanten kunnen aanzienlijk verschillen wat een impact kan hebben op de door de leverancier gefactureerde energieprijzen:

- industriële afnemers hebben niet-identieke verbruiks- en afnameprofielen. Sommige afnemers hebben een *baseload* profiel, andere verbruiken eerder 's nachts en nog andere, zoals Tractienet Spoor, hebben een verbruiksprofiel dat sterk lijkt op dat van een residentiële klant;
- een significant deel van de belevering van de grootste industriële klanten is afkomstig van productie-eenheden die aanwezig zijn op hun sites: ongeveer een derde van het elektriciteitsverbruik van de industriële klanten die rechtstreeks op het Elia-net zijn aangesloten (9,6 TWh in 2021) wordt geleverd door lokale productie-eenheden. Deze lokale injectie wordt gemeten door Elia als een vermindering van de netto-afname van grote industriële klanten;

Naast een fysische impact is er ook een commerciële impact. Klanten met een warmtekrachtkoppelingseenheid op de site genieten over het algemeen van koppelverkoop, namelijk de gezamenlijke verkoop van elektriciteit en warmte aan een voordelige prijs. Sommige klanten zijn eigenaar van deze hernieuwbare productie-

¹ De elektriciteitsconsumptie wordt voldaan door enerzijds de gemeten elektriciteitsafname van het net en anderzijds de elektriciteitsproductie gegenereerd door lokale productie-eenheden op de industriële site. Indien de leverancier geen eigenaar is van die lokale productie-eenheden, zal de reële elektriciteitsconsumptie verschillen van de door de leverancier gefactureerde consumptie met het lokaal gegenereerde volume.

² SYNERGRID, Elektriciteitsstromen in België in 2021, april 2022, te raadplegen via

<https://www.synergrid.be/images/downloads/2021-elektriciteitsstromen.pdf>

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

eenheden (zonnekracht-, windkrachtinstallaties) of WKK-installaties en onderhandelen in het kader van hun contract voor de levering van elektriciteit over de verkoop aan hun elektriciteitsleverancier van hun WKK- en/of groenestroomcertificaten aan een min of meer voordelige prijs. Tot slot stellen andere klanten een deel van hun terrein ter beschikking van hun leverancier voor de bouw van productie-eenheden in ruil voor een voordeligere energieprijs;

- sommige klanten hebben een *tolling agreement* met hun leverancier om alle geleverde elektriciteit of een deel ervan te dekken. Een *tolling agreement* is een dienstencontract waarbij een onderneming primaire energie (meestal gas) aan de operator van een productie-eenheid levert. Deze primaire energie wordt door de operator in elektriciteit omgezet en wordt door de operator vervolgens ter beschikking van de onderneming gesteld mits betaling van een doorgangsrecht. De prijs van deze dienst is voornamelijk gebaseerd op de kost van de conversie van primaire naar elektrische energie en het elektriciteitsverbruik van de onderneming op een bepaald ogenblik. Deze prijs staat los van de primaire energieprijs⁴;
- sommige industriële klanten halen voordeel uit de flexibiliteit van hun industriële processen door hun leverancier een afschakelbaarheids-/modulatiedienst aan te bieden: in ruil voor een voordeligere energieprijs aanvaardt de klant zijn verbruik aan te passen op instructie van zijn leverancier.

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

2. LEVERINGSGEGEVENS

2.1. BESTUDEERD SEGMENT

4. Ter herinnering: dit deel omvat alle industriële klanten met een gefactureerde elektriciteitsconsumptie hoger dan 10 GWh/jaar (inclusief diegenen aangesloten op het distributienet), met uitzondering van industriële klanten die niet via een leverancier bevoorrad worden (bijvoorbeeld door zich rechtstreeks op de beurzen te bevoorraden).

5. Sinds 2008 vraagt de CREG, in het kader van de permanente monitoring van de elektriciteitsmarkt, jaarlijks per brief informatie aan de leveranciers die in dit marktsegment actief kunnen zijn. De gegevens die de CREG vraagt hebben onder andere betrekking op de identiteit van de klanten die in de loop van het voorbije jaar werden beleverd, een kopie van het leveringscontract en de facturatiegegevens.

6. Voor het jaar 2021 heeft de CREG vragen gesteld aan 26 leveranciers waarvan 23 leveranciers over minstens één federale leveringsvergunning beschikten⁵. Drie leveranciers beschikten niet over een federale leveringsvergunning maar wel over een regionale leveringsvergunning⁶. Negen van de 26 leveranciers hebben geantwoord dat ze in 2021 geen grote industriële klanten hebben bevoorrad.

7. Op basis van de informatie, verstrekt door de leveranciers, stelt de CREG vast dat er in 2021 in België 454 grote industriële klanten aan dit criterium voldeden. Het totaal gefactureerde verbruik aan deze 454 grote klanten (25,6 TWh) stemt overeen met 31% van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2021⁷. Figuur 1 geeft, voor elk jaar van de periode 2002-2021, de evolutie weer van het aantal industriële klanten die voldoen aan het bovenvermelde criterium en van het aantal GWh die aan hen werden geleverd.

8. Aangezien de eerste vraag om informatie in 2008 werd geformuleerd en sommige leveranciers, in het bijzonder als gevolg van fusies tussen leveranciers die voor deze datum plaatsvonden, hebben meegedeeld dat ze moeilijkheden ondervonden om de gegevens over de periode 2002-2006 in hun archieven terug te vinden, dient de vastgestelde evolutie tussen 2002 en 2006, in het bijzonder wat het aantal beleverde industriële klanten betreft, uiterst omzichtig te worden geanalyseerd.

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

⁶ Elindus, Eoly en Yuso.

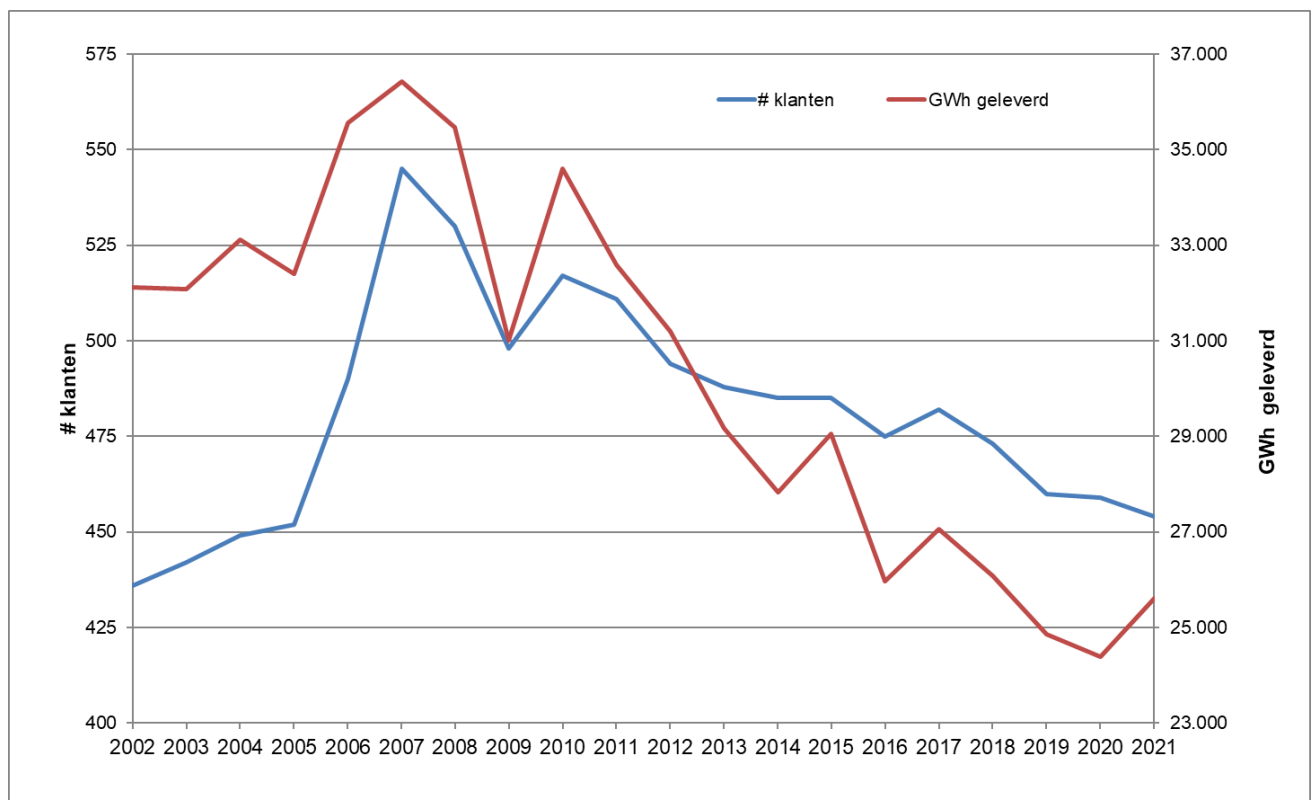
⁷ SYNERGRID, Elektriciteitsstromen in België in 2021, april 2022, te raadplegen via <https://www.synergrid.be/images/downloads/2021-elektriciteitsstromen.pdf>

9. Afgezien van dit voorbehoud met betrekking tot de periode 2002-2006, toont de onderstaande figuur aan dat de grootte van het beleverde segment bijna constant gedaald is tussen 2007 (545 klanten waaraan de leveranciers 36,4 TWh hebben verkocht) en 2021 (454 klanten waaraan de leveranciers 25,6 TWh hebben verkocht). De vermindering van de grootte van dit segment die sinds 2007 werd vastgesteld kan worden verklaard door:

- de verbetering van de energie-efficiëntie;
- de impact van de economische crisis, die tijdelijk (cfr. 2009) of structureel de activiteit van sommige ondernemingen heeft verminderd en tot de sluiting van andere heeft geleid;
- de stijging van het aantal industriële klanten die beslissen zich rechtstreeks op de markt te bevoorraden (en niet meer via een leverancier);
- recenter de maatregelen die in 2020 werden genomen ter bestrijding van de COVID-19-pandemie.

Deze evolutie is niet zonder gevolgen voor de leveranciers die in dit marktsegment actief zijn. Zoals later wordt geïllustreerd, moest een groeiend aantal leveranciers immers een marktsegment delen dat tijdens de voorbije jaren steeds kleiner is geworden.

Figuur 1: Evolutie van het aantal industriële afnemers met een hoger dan 10 GWh/jaar gefactureerde consumptie en het geleverde volume



Bron: CREG, op basis van leveranciersgegevens.

2.2. KENMERKEN VAN BESTUDEERDE CONTRACTEN

10. 97 % van de leveringscontracten in 2021 betreffen een levering die begint op 1 januari van een jaar en hebben een looptijd van een of meerdere volledige jaren.

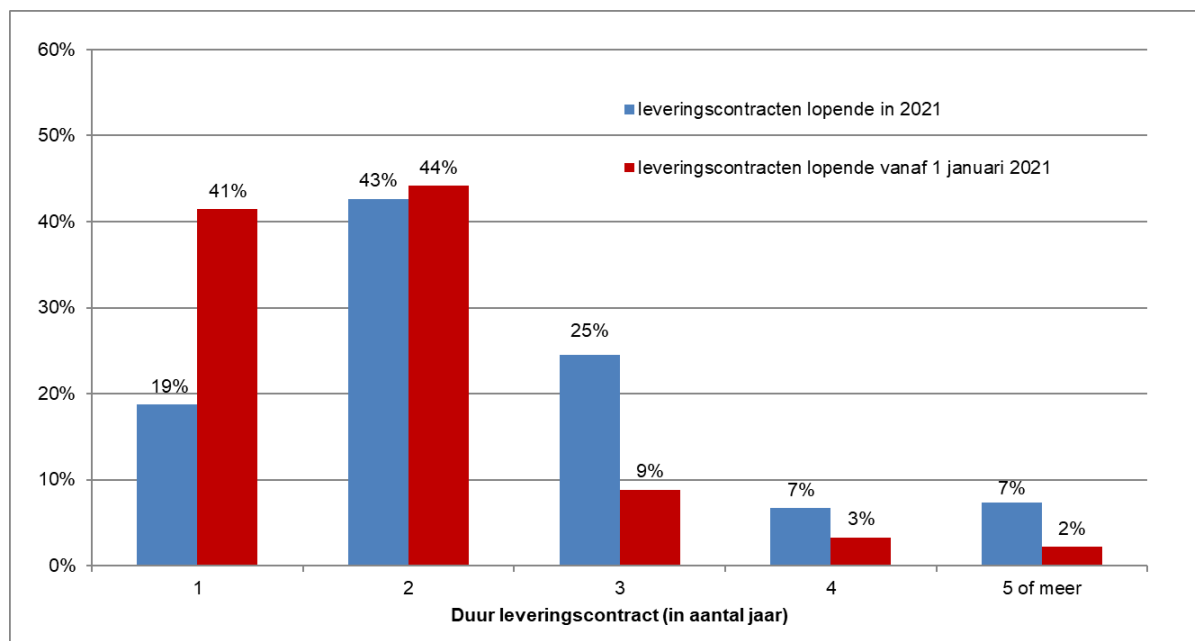
11. In de twee onderstaande grafieken worden de contracten opgesplitst in functie van hun looptijd. Aangezien er weinig contracten zijn waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar, werden voor de duidelijkheid deze contracten (waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar) niet meegenomen bij het opstellen van deze grafiek.

12. 40 % van de contracten actief in 2021 traden in werking op 1 januari 2021. Van al deze contracten is het aandeel van contracten met een looptijd van een jaar gestegen tot 41 %. Aangezien het aandeel van de contracten met een looptijd van twee jaar (44 %) vrij stabiel is gebleven in vergelijking met de vorige jaren, zijn het vooral de contracten met een looptijd van drie jaar die recentelijk aan populariteit hebben verloren: terwijl deze goed waren voor 23% van de contracten die op 1 januari 2020 in werking traden, waren ze maar goed voor 9 % van de contracten die op 1 januari 2021 in werking traden.

13. Van alle contracten actief in 2021 zijn er bijna dubbel zoveel contracten met een looptijd van twee jaar (43 %) als contracten met een looptijd van een jaar (19 %). Een minderheid (14 %) van de contracten heeft een looptijd gelijk aan of hoger dan 4 jaar. Sommige (vrij zeldzame) contracten, die een investering in een productie-eenheid voor elektriciteit op een site inhouden, hebben een looptijd tot 15 jaar. Andere contracten met een duur van 5 jaar of meer zijn vervallen contracten die verlengd zijn voor bijkomende periodes van een of meerdere jaren.

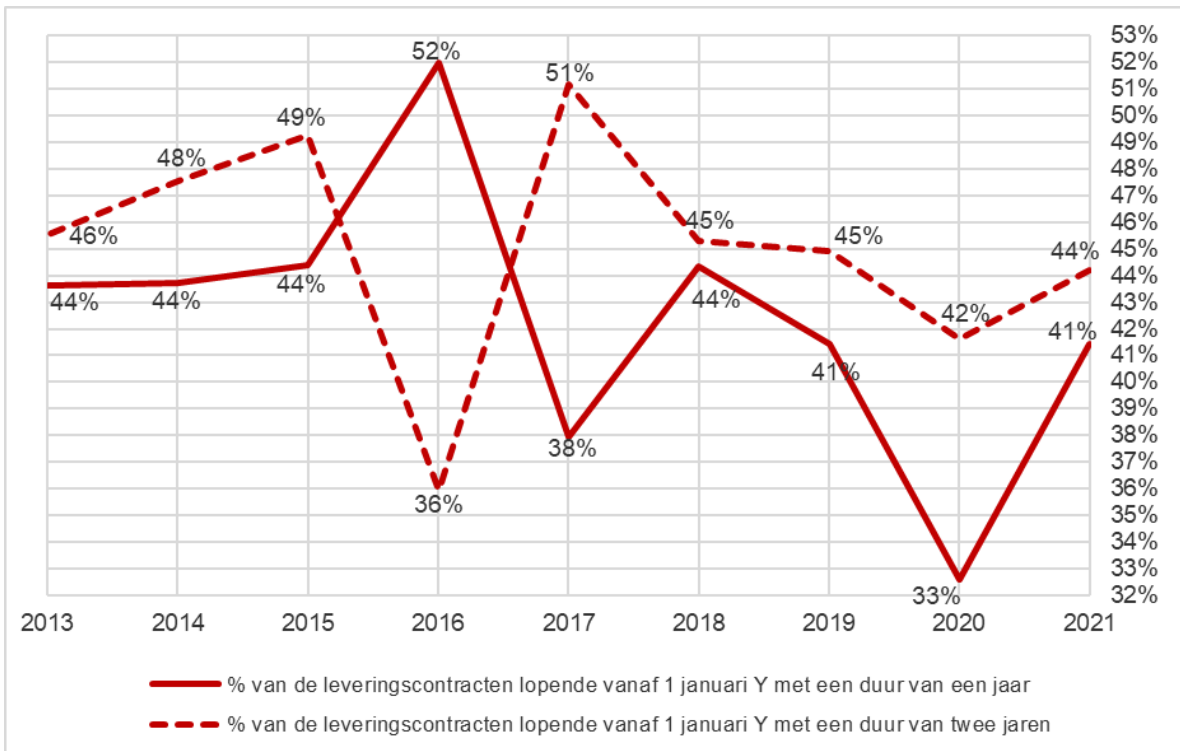
14. Figuur 4 laat zien dat de leveringscontracten actief in 2021 voornamelijk werden ondertekend in 2018 (39 %), 2019 (29 %) en, in mindere mate, in 2020 (15 %). Uit deze figuur blijkt dat er in juni en november 2018 activiteitspieken waren..

Figuur 2: Verdeling van de leveringscontracten naar leveringsduur



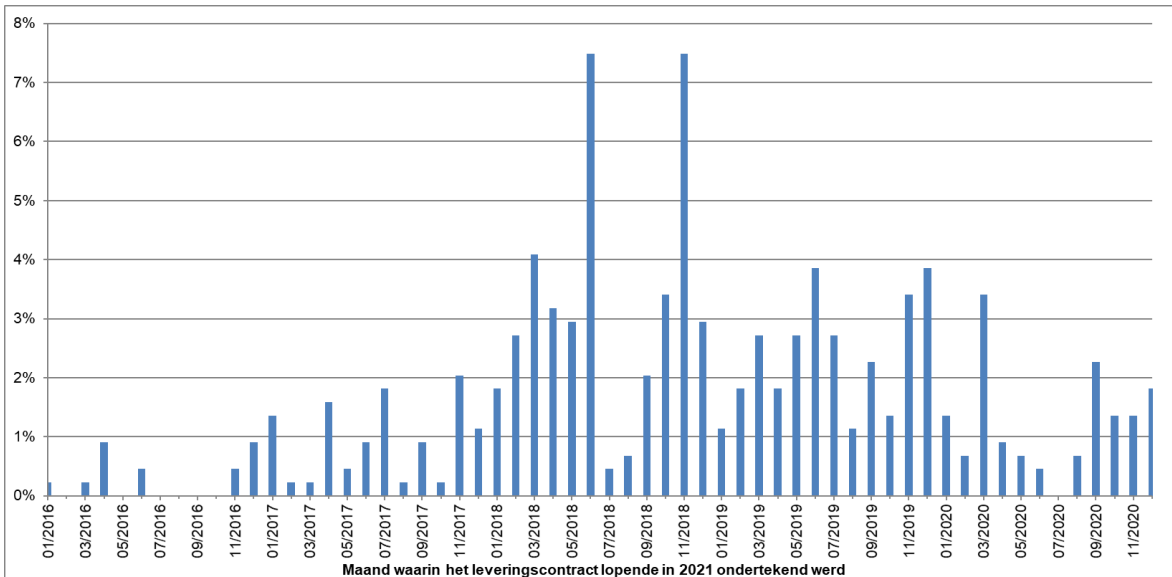
Bron: CREG, op basis van leveranciersgegevens

Figuur 3: Evolutie van de leveringsduur van de nieuwe actieve contracten



Bron: CREG, op basis van leveranciersgegevens

Figuur 4: Percentage van in 2021 actieve leveringscontracten in functie van de datum van ondertekening, per maand



Bron: CREG, op basis van leveranciersgegevens

2.3. PERIMETER VAN DE CONTRACTUELE ONDERHANDELINGEN: DE "ENERGIEPRIJS"

15. Voor tarieffertes voor grote industriële klanten wordt er, in tegenstelling tot voor tarieffertes voor residentiële klanten of kmo's, geen reclame gemaakt: een industriële klant ontvangt een tariefferte nadat hij deze heeft aangevraagd bij geselecteerde leveranciers. Vooraleer er een leveringscontract wordt gesloten, is er een onderhandelingsfase, op basis van de individueel ontvangen offertes. De perimeter van deze onderhandelingen omvat alle componenten waarvoor de leverancier over een marge beschikt: niet alleen de prijs van de elektrische energie maar ook de "hernieuwbare bijdrage" die de leverancier vraagt om de kosten te compenseren die werden gemaakt opdat de leverancier zou kunnen voldoen aan zijn regionale verplichting om een deel van de elektriciteitslevering door warmtekrachtkoppelingcertificaten (WKKC) en/of groenestroomcertificaten (GSC) te certificeren.

16. Zo zal een bepaalde grote industriële klant in het kader van zijn onderhandelingen bijvoorbeeld akkoord kunnen gaan met een "hernieuwbare bijdrage" die 1 €/MWh hoger ligt dan de bijdrage die aan zijn concurrent wordt gefactureerd, zonder dat dit echter afbreuk doet aan zijn concurrentievermogen als hij van zijn leverancier in ruil hiervoor een prijs voor actieve energie (i.e. de elektrische energie zelf) verkrijgt die 1 €/MWh lager is dan die van zijn concurrent. Bij hetzelfde verbruik zullen deze twee grote industriële klanten in feite uiteindelijk dezelfde totaalfactuur ontvangen.

17. Om in de hierna volgende analyse elke systematische fout in verband met dit principe van communicerende vaten te vermijden, doen we er goed aan om voor grote industriële klanten de prijs van de elektrische energie en de "hernieuwbare bijdragen" te beschouwen als bestanddelen van een groter geheel, dat in de ogen van de grote industriële klant het enige is wat telt, met name de energieprijis. Met de "energieprijs" bedoelt de CREG hier de gemiddelde prijs die door de leverancier aan de klant over de tijdspanne van een jaar wordt gefactureerd voor het verbruik van één MWh elektriciteit, zonder toeslagen, transport- en distributienettarieven.

2.4. MECHANISMEN VOOR DE VASTLEGGING VAN DE "ENERGIEPRIJS"

18. Zoals reeds vooraf werd vermeld zijn de "prijs voor de actieve energie" en de "hernieuwbare bijdragen" twee typische componenten van de "energieprijs"⁸.

19. Wat de "prijs voor de actieve energie" betreft, schat de CREG de verhoudingen als volgt:

- ongeveer één klant op tien heeft een prijs die in het contract werd vastgelegd. Gezien het feit dat een leverancier zijn offerte berekent aan een vaste prijs op basis van de notering van de belangrijkste *Futures* contracten op de dag van indiening van de offerte, is de timing die door de industriële klant wordt gekozen voor het afsluiten van een leveringscontract aan een vaste prijs de belangrijkste factor die de energieprijs bepaalt die aan hem zal gefactureerd worden in de loop van de leveringsperiode;
- ongeveer negen klanten op tien hebben een contract met een prijs die wordt vastgesteld door de klant op basis van "clicks" op de *Futures* van ENDEX na de ondertekening van het contract maar vóór de aanvang van levering. Er dient te worden benadrukt dat er veel "clickmechanismen" bestaan waarvan de belangrijkste kenmerken de volgende zijn:
 - de beschikbare noteringen: ze zijn over het algemeen die van de *Calendar* contracten (Y+1, Y+2, Y+3), maar eveneens, in sommige contracten, die van de *Quarterly* en *Monthly* contracten evenals de noteringen op de EPEX Spot Belgium dagmarkt (vroeger: Belpex). Naast de gepubliceerde noteringen bieden sommige aanbieders aan om "clicks" te maken op OTC-noteringen die worden meegedeeld op verzoek van de klant;
 - het risico gedragen door de klant en zijn leverancier. Er dienen hier twee grote categorieën van contracten in de verf te worden gezet. Bij de eerste categorie legt de klant aan de hand van een "click" de prijs vast van het percentage van het toekomstige leveringsvolume - dat op dat moment nog niet bepaald is - en wordt deze klant (doorgaans) niet beboet / vergoed in het geval het werkelijke leverbolume verschilt van het volume dat vooraf door de leverancier was geraamd. Bij de tweede categorie legt de klant aan de hand van een "click" de prijs vast van een precies toekomstig leverbolume (een "energieblok" uitgedrukt in MW) en wordt het verschil tussen het werkelijke leverbolume en het leverbolume waarop een "click" werd uitgevoerd aan de klant gefactureerd/vergoed aan het onevenwichtstarief en/of aan de prijs van de EPEX en Nord Pool Spot Belgium-. Het verschil tussen deze categorieën is dat een belangrijk deel van het risico van de tweede categorie van de leverancier naar de klant verplaatst wordt. Anderzijds laat deze tweede categorie van contracten toe dat de eindklant zelf zijn afnameflexibiliteit kan valoriseren waardoor zijn totale energiefactuur kan verminderen.

Net zoals de voorgaande jaren is de notering waarop het merendeel (87 %) van de in 2021 geleverde volumes "geclickt" werd het contract *Calendar* 2021 (hierna CAL 21). Aangezien de noteringen van dit contract in de loop van de periode 2018-2020 gebeurden, had de oorlog in Oekraïne er geen impact op.

Bovendien hebben de grote industriële afnemers de timing van hun "clicks" op dit contract CAL 21 over het algemeen goed geoptimaliseerd: terwijl het rekenkundig gemiddelde van de noteringen van de CAL

⁸ Er dient te worden opgemerkt dat sommige leveranciers ook andere componenten van de "energieprijs" factureren zoals een "prijs van het maandelijks gefactureerd vermogen", een "vergoeding voor transportkosten en -diensten" of een "bijdrage voor garanties van oorsprong".

21 over de periode 2018-2020 44,4 €/MWh bedroeg, lag het gemiddelde gewogen per volume "clicks" van CAL21-noteringen slechts op 43,7 €/MWh, d.w.z. 1,5 % lager.

Hoewel deze "clicks" op de *Quarterly*- en *Monthly*-contracten evenals op de noteringen op de day-aheadmarkt EPEX et Nord Pool Spot Belgium slechts betrekking hadden op 13 % van de in 2021 geleverde volumes werden deze "clicks" uitgevoerd aan bijzonder hoge noteringsniveaus (tot 245 EUR/MWh!). Het zijn deze "clicks" die de stijging van de energieprijzen verklaren die in 2021 al was vastgesteld bij een significant deel van de grote industriële verbruikers (zie Figuur 6 voor een illustratie).

20. De "hernieuwbare bijdrage" wordt gefactureerd hetzij op basis van een percentage van de administratieve boete die wordt gefactureerd per ontbrekend certificaat, hetzij op basis van een eenheidsprijs per certificaat.

2.5. EVOLUTIE VAN DE "ENERGIEPRIJS"

21. De volgende figuur herneemt in een semi-logaritmisch assenstelsel de 454 paren [gefactureerd verbruik, energieprijis] die werden waargenomen voor de grote industriële klanten die een gefactureerd verbruik hadden dat in 2021 hoger was dan 10 GWh. De energieprijzen die in 2021 werden gefactureerd aan de grote industriële klanten blijken zich te situeren in de vork tussen 11 €/MWh en 141 €/MWh waarbij 50 % van de mediane klanten een prijs tussen 60 €/MWh en 90 €/MWh moest betalen. Deze aanzienlijke prijsverschillen kunnen voornamelijk worden verklaard door de specifieke kenmerken van elke industriële klant, maar eveneens door de timing die de industriële klanten hebben gekozen om hun contract af te sluiten en de "clicks" uit te voeren.

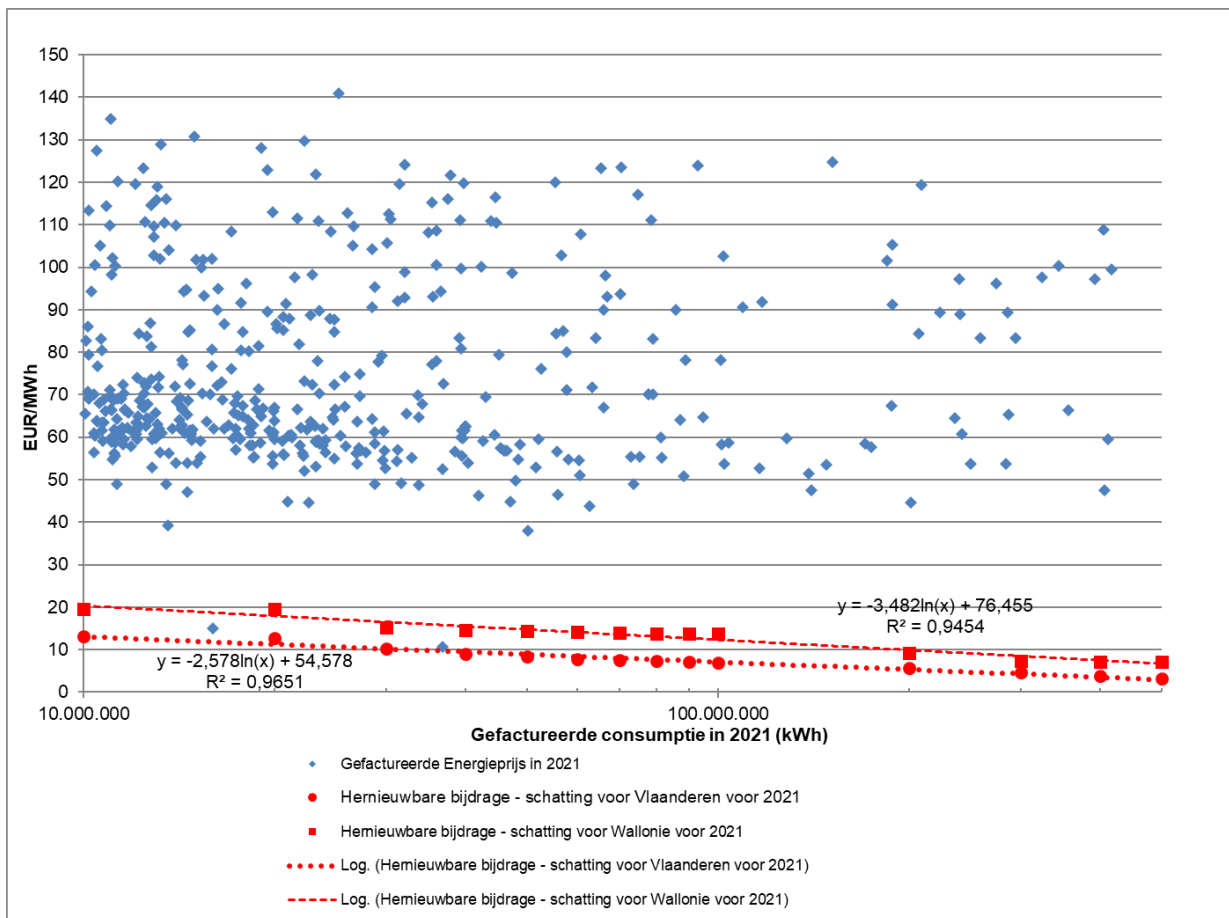
22. De ramingen in het rood in Figuur 5 illustreren dat de "hernieuwbare bijdrage" kleine verschillen (tot 7 EUR/MWh) kan verklaren op het niveau van de "energieprijs" tussen twee klanten met een identiek gefactureerd verbruik in 2021 die gevestigd zijn in verschillende regio's van het land. Deze ramingen werden berekend op basis van de volgende hypothesen:

- er wordt rekening gehouden met veertien verbruiksprofielen (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400 en 500 GWh/jaar) waarvan verondersteld wordt dat het gefactureerde volume gelijk is aan het afgenomen volume;
- gelet op zowel het kleine aantal industriële klanten gelokaliseerd in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest als op de afwezigheid van een degressiviteitsmechanisme in dit gewest, wordt enkel rekening gehouden met Vlaanderen en Wallonië;
- er wordt rekening gehouden met de certificatenquota en de degressiviteitsmechanismen die in 2021 van toepassing waren;
- de prijs van de certificaten stemt overeen met de gemiddelde waarde van de prijzen vermeld in de leveringscontracten van 2021 van een significante steekproef van grote industriële klanten: 67 €/GSC in Wallonië evenals 93,5 €/GSC en 25 €/WKKC in Vlaanderen.

Er dient echter te worden opgemerkt dat, sinds de invoering van het steunmechanisme voor elektro-intensieve afnemers in Vlaanderen (ongeacht de omvang van hun afname) in 2018, zoals bepaald bij artikel 7.1.10 van het Energiedecreet van 8 mei 2009 een beperkt aantal industriële afnemers⁹ kunnen profiteren van een erg lage hernieuwbare bijdrage, die soms gelijk kan zijn aan nul euro.

⁹ Voor 2020 hebben slechts 17 industriële elektro-intensieve klanten genoten van dit ondersteuningsmechanisme: <https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Supercapsteun%202020.pdf>

Figuur 5: "Energieprijs" in functie van het gefactureerde volume voor de leveringscontracten in 2021

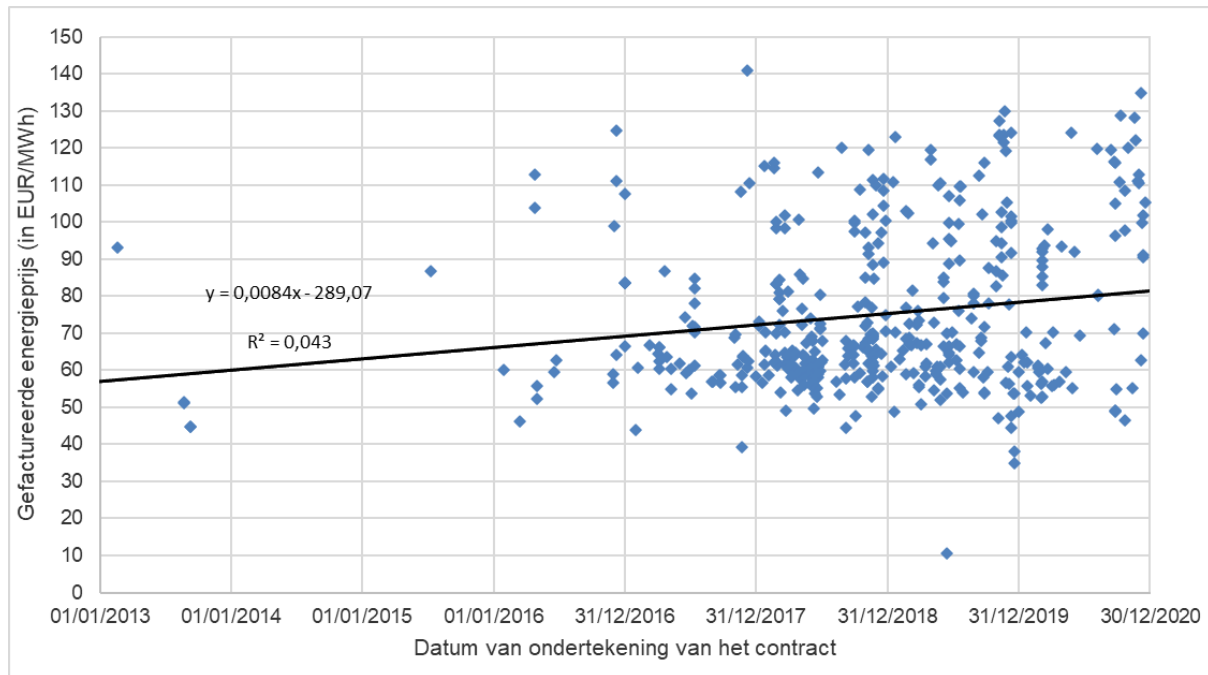


Bron: CREG, op basis van leveranciersgegevens en publiek beschikbare gegevens¹⁰

¹⁰ Op vraag van Febeliec, en om de identificatie van individuele klanten te vermijden, zijn de consumenten die meer dan 500 GWh/jaar hebben afgenomen niet in deze grafiek opgenomen.

23. Zoals Figuur 6 laat zien, moet tenslotte worden opgemerkt dat, net als in de voorgaande jaren, met als opvallende uitzondering 2019¹¹, voor 2021 geen duidelijke relatie wordt vastgesteld tussen de contractdatum enerzijds en de gefactureerde "energieprijs" anderzijds.

Figuur 6: "Energieprijs" in functie van het datum van ondertekening van de contracten actief in 2021



Bron: CREG op basis van leveranciersgegevens

24. Om extreme waarden, die vaak kenmerkend zijn voor erg specifieke gevallen, buiten beschouwing te laten, toont Figuur 7 de evolutie van de mediaan en het 5e, 25e, 75e en 95e percentiel van de "energieprijzen" die tussen 2002 et 2021 aan de grote industriële klanten werden gefactureerd. Enkel met als doel deze gefactureerde prijzen in perspectief te plaatsen met prijsniveaus die op de elektriciteitsbeurs werden vastgesteld, wordt voor elk jaar Y het gemiddelde van de prijzen van het contract "Calendar Y" die in de loop van het jaar Y-1 op ENDEX werd vastgesteld eveneens in deze figuur weergegeven.

25. Er dient te worden benadrukt dat de hierboven vastgestelde evolutie niets zegt over de evolutie van een individuele industriële klant. Zoals vooraf reeds werd vermeld hebben de industriële klanten elk individuele kenmerken die de aan hen gefactureerde energieprijs sterk beïnvloeden. De evolutie van deze individuele kenmerken – bijvoorbeeld een wijziging van een industrieel proces of de bouw van een productie-eenheid (warmtekrachtkoppelings-, windenergie- of fotovoltaïsche installatie) op de site – en de evolutie van het bijhorende reglementaire kader (bijvoorbeeld een daling van de steunmaatregelen aan hernieuwbare energie) zullen een impact hebben op de evolutie van de energieprijs die aan de betrokken klant wordt gefactureerd. Tegelijkertijd zal de timing die een bepaalde grote industriële klant kiest om een contract af te sluiten aan een vaste prijs of om zijn "clicks" uit te voeren een impact hebben op de energieprijs die aan deze klant wordt gefactureerd. De figuur geeft dus enkel de grote tendensen weer voor het segment van alle grote industriële klanten als geheel.

¹¹ De (zwakke) correlatie die in 2019 werd waargenomen, kan waarschijnlijk worden verklaard door de opwaartse beweging van CAL19 gedurende het grootste deel van de noteringsperiode: deze opwaartse beweging had een invloed op de stijging van de energieprijzen van contracten met vaste prijs en contracten met een prijs op basis van "clicks" op de CAL19

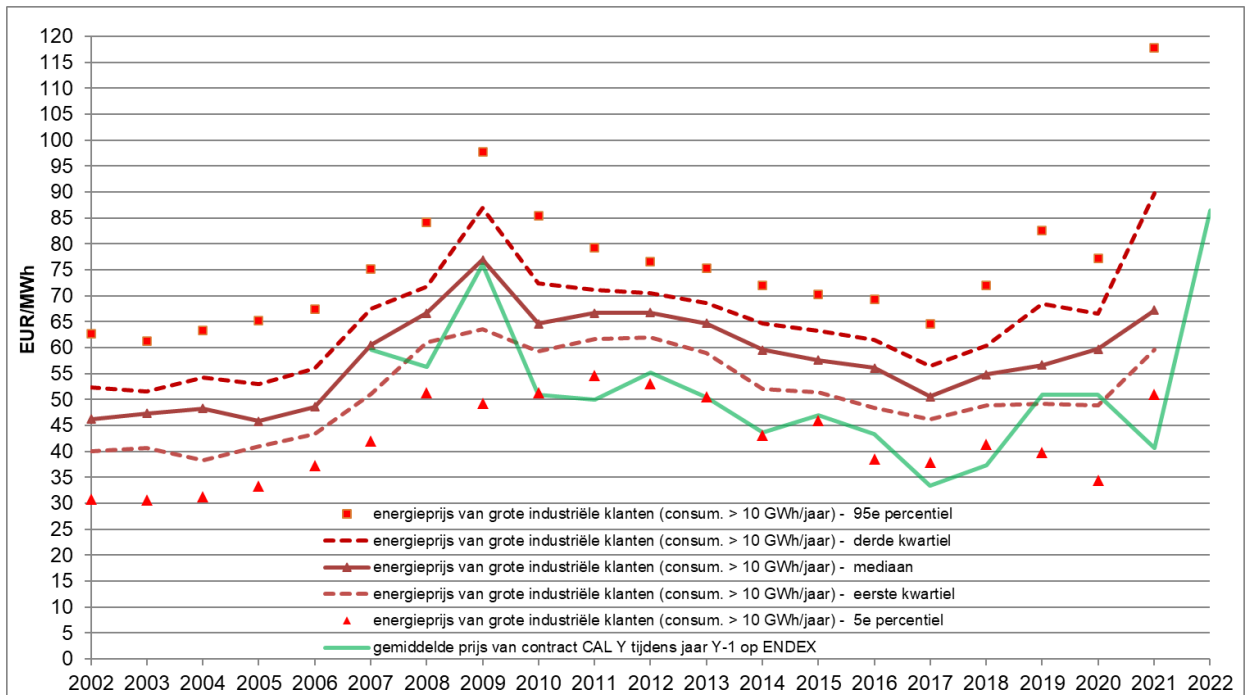
26. Rekening houdend met voormeld voorbehoud, blijkt uit deze grafiek dat de energieprijzen die aan de grote Belgische industriële klanten (rode krommen) wordt gefactureerd tussen 2002 en 2009 bijna continu is gestegen. De piek van 2009 kan worden verklaard door de sterke stijging van de *Futures* prijzen van elektriciteit die in de zomer van 2008 werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen en het aanzienlijke aantal industriële klanten die contracten aan een vaste prijs hebben gesloten of "clicks" in deze periode hebben uitgevoerd. Parallel met de duidelijke daling van de *Futures* prijzen die na de zomer van 2008 (groene kromme) werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen werd tussen 2009 en 2010 eveneens een duidelijke daling van de energieprijzen vastgesteld die aan de grote Belgische industriële klanten werd gefactureerd. Terwijl de gefactureerde energieprijzen tussen 2010 en 2013 over het algemeen stabiel is gebleven, is er tussen 2013 en 2017 een duidelijke prijsdaling. Dit geeft in het bijzonder aan dat de daling van de prijzen op de elektriciteitsbeurzen die in deze periode is vastgesteld de stijging van de "hernieuwbare bijdrage" -die de leverancier had gevraagd om de kosten te compenseren die werden gemaakt om te kunnen voldoen aan zijn regionale verplichting om een (doorgaans) groeiend aandeel van de elektriciteitslevering door WKK-certificaten en of groenestroomcertificaten te certificeren- ruimschoots heeft gecompenseerd.

27. Parallel met de stijging van de *Futures* prijzen die werd waargenomen op de elektriciteitsbeurzen (groene kromme), werd tussen 2017 en 2020 een globale stijging van de energieprijzen vastgesteld die aan de grote Belgische industriële klanten werd gefactureerd

28. Ondanks de daling van de prijzen van de *Futures* die in 2020 tijdens de coronacrisis was vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen (groene curve) vertoonde de aan de grote industriële verbruikers gefactureerde energieprijzen in 2021 opnieuw een stijgende tendens, waarschijnlijk onder invloed van de sterke stijging van de *Futures Quarterly*- en *Monthly*-prijzen en de *Day-Ahead* noteringen in de loop van het tweede semester van 2021. Terwijl het 5e percentiel, het 1e kwartiel en de mediaan die voor 2021 zijn berekend dichtbij de waarden liggen die voor 2009 zijn berekend, is het hier opmerkelijk dat het 95e percentiel en het 3e kwartiel in 2021 de in het verleden vastgestelde hoogste waarden (in 2009) al hebben overschreden. Daarnaast was er tussen 2020 en 2021 een hogere spreiding van de prijzen.

Omwille van de sterke stijging van de *Futures*-noteringen in 2021 (groene curve), is het waarschijnlijk dat alle in 2022 berekende waarden van de voormelde indicatoren gevoelig hoger zullen zijn dan de vooraf vastgestelde hoogste waarden, d.w.z. in 2009 en 2021.

Figuur 7: 5e, 25e, 50e, 75e en 95e percentiel van de aan grote industriële klanten gefactureerde energieprijis en gemiddelde Futures year-ahead-elektriciteitsprijs

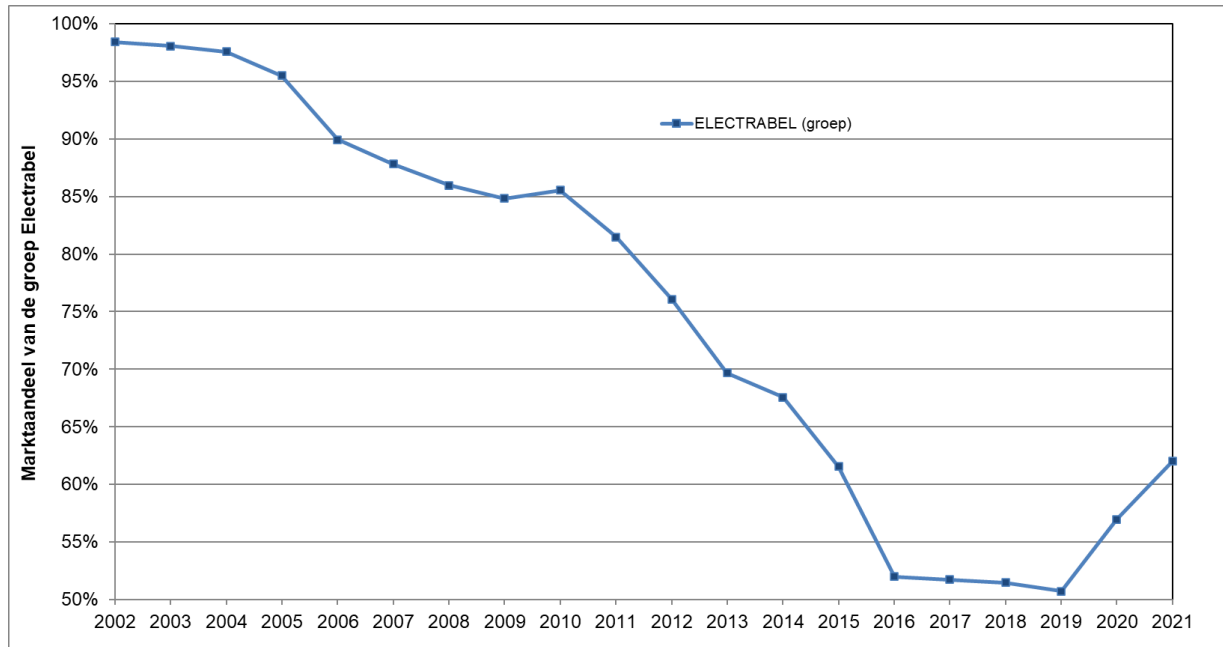


Bron: CREG, op basis van door de leveranciers verstrekte gegevens

2.6. MARKTAANDELEN

29. De beleving van grote industriële klanten blijft in dit segment gedomineerd door de groep Electrabel¹². Deze leverancier heeft in 2021 aan 55 % van de Belgische grote industriële klanten geleverd en dekte 62 % van het totale verbruik dat aan hen werd gefactureerd.

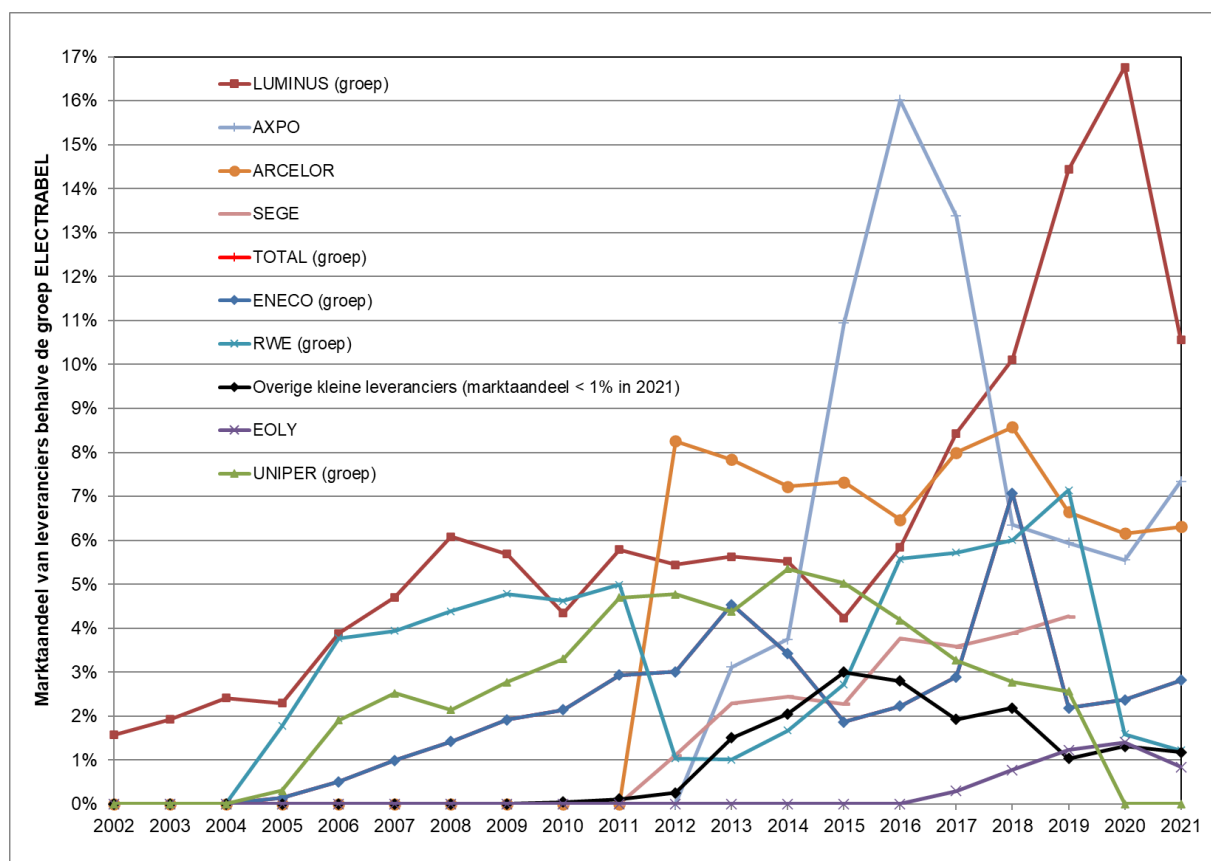
Figuur 8: Marktaandeel van Electrabel betreffende de geleverde volumes aan de grote industriële klanten, per jaar



Bron: CREG, op basis van door de leveranciers verstrekte gegevens

¹² De groep Electrabel omvat de ondernemingen Electrabel, Electrabel Customer Solutions en de volumes die via het consortium Blue Sky (opgeheven) worden verkocht.

Figuur 9: Marktaandeel van alle leveranciers exclusief Electrabel betreffende de geleverde volumes aan de grote industriële klanten, per jaar



Bron: CREG, op basis van door de leveranciers verstrekte gegevens

30. De aanzienlijke stijging van het marktaandeel van Electrabel in 2020 en 2021 in Figuur 8 - volgens het totaal gefactureerde verbruik - contrasteert met de tendens die in het verleden sinds het begin van de liberalisering werd waargenomen: terwijl het marktaandeel van de groep Electrabel van 2002 (98,4%) tot 2019 (50,7%) bijna ononderbroken is gedaald, is deze daling sterk versneld tussen 2010 (toen het nog 85,5% bedroeg) en 2016, en daarna gestabiliseerd tot en met 2019.

31. Zoals in Figuur 9 wordt getoond, zijn het vooral de groepen Luminus¹³, Uniper¹⁴ en RWE¹⁵ die marktaandeel van Electrabel hebben overgenomen in de eerste jaren na de liberalisering. Het marktaandeel van die groepen is van 2010 tot 2016 hetzij gestabiliseerd, hetzij plots gedaald omdat er beslist werd om bepaalde activiteiten in België stop te zetten. Deze plotse daling werd geleidelijk teniet gedaan omdat er onlangs nieuwe activiteiten in België werden gelanceerd.

32. De sterke daling van de marktaandelen van de groep Electrabel die tussen 2010 en 2016 werd vastgesteld kan ten eerste worden verklaard door de ontwikkeling van eigen leveringsactiviteiten door sommige industriële klanten zoals Arcelor, Total¹⁶ en Air Liquide - via SEGE. De daling van de marktaandelen van de groep Electrabel die tussen 2010 en 2016 werd vastgesteld kan ten tweede worden verklaard door de opkomst en groei van andere leveranciers. Sommige nieuwkomers zijn erin

¹³ De groep Luminus heeft EDF Belgium en SPE voor het einde van 2011 overgenomen.

¹⁴ De groep UNIPER heeft de ondernemingen UNIPER en E.ON overgenomen.

¹⁵ De groep RWE heeft de ondernemingen RWE, Essent en Powerhouse overgenomen.

¹⁶ De groep Total heeft de ondernemingen Total Gas&Power Belgium, Total Gas&Power Limited en Lampiris overgenomen.

geslaagd om in slechts enkele jaren tijd een significant aandeel van de markt te verwerven. Zo is het marktaandeel van AXPO bijvoorbeeld tussen 2012 en 2016 met 16 % gestegen.

33. Sinds 2016 zijn het, naast de stijging van de marktaandelen van de groep Electrabel (+10 %), die vooral tussen 2019 et 2021 plaatsvond, voornamelijk de groepen Luminus (+5 %) en Total (+2,5 %) die marktaandeel hebben gewonnen ten koste van Axpo (-8,5 %), de groep RWE (-4,5 %) en de groep Uniper (-4 %) die haar activiteiten in België op 1 januari 2020 definitief heeft stopgezet..

3. AFNAMEGEGEVENS ELIA

34. Dit deel focust op het afnamegedrag van industriële klanten die rechtstreeks aangesloten zijn op het hoogspanningsnet¹⁷ (inclusief degene met een gefactureerde consumptie lager dan 10 GWh/jaar).

35. De metingen van netto-elektriciteitsafname worden door Elia op kwartierbasis uitgevoerd. De netto-afname komt overeen met het verschil tussen de consumptie van de industriële klant en de injectie van elektriciteit door lokale productie-eenheden aanwezig op de industriële site. De meetgegevens lopen van begin 2006 tot en met 2021 en worden geaggregeerd op basis van verschillende tijdsperiodes.

3.1. BESTUDEERD SEGMENT

36. Het aantal toegangspunten tot het hoogspanningsnet bedroeg eind 2021, 273 en is licht gestegen na jarenlang stabiel te zijn gebleven sinds 2016 (Figuur 10, onderbroken lijnen, onderste paneel). Elke maand registreren tussen 20 en 25 toegangspunten geen afname.

37. Deze toegangspunten worden in 2021 geaggregeerd tot 120 industriële afnemers (Figuur 10, volle lijnen, bovenste paneel). Het aantal afnemers met een positieve netto-afname in een jaar (blauwe lijn) schommelt tussen 99 en 120. Het aantal afnemers die elke maand van het jaar een afname hebben (oranje lijn) stijgt: van alle afnemers zijn er in 2021 111 die elke maand van het jaar een afname laten registreren.

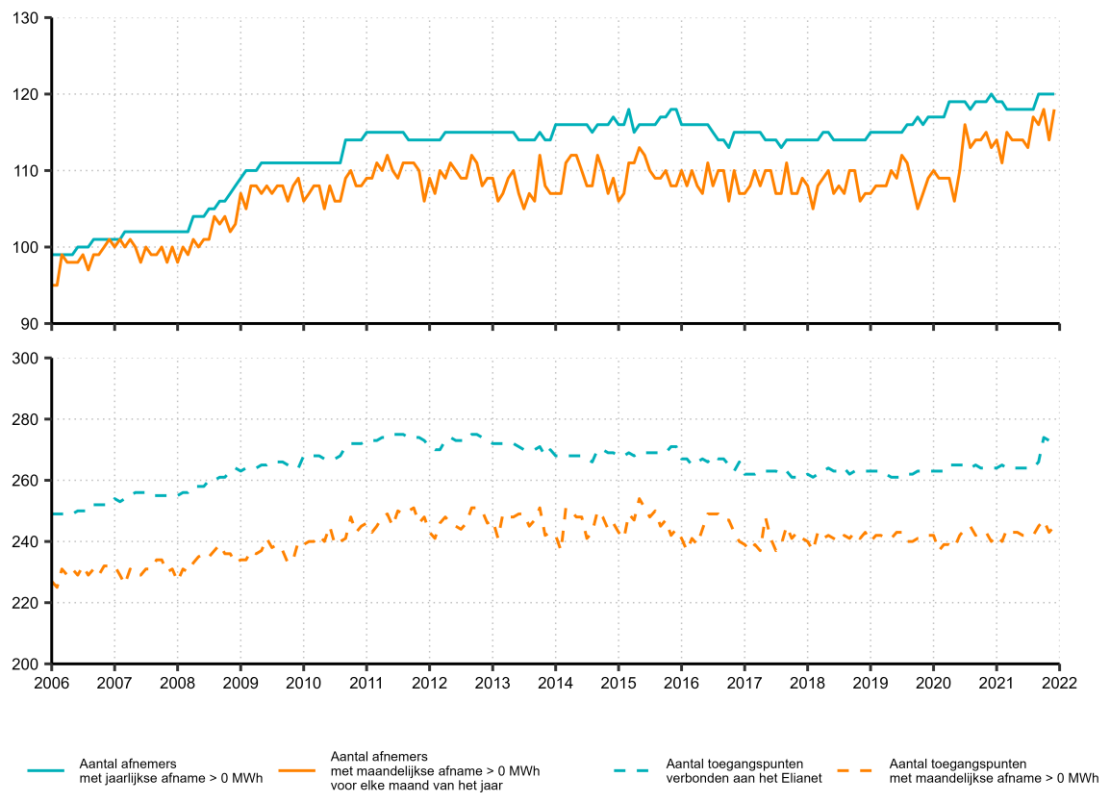
38. Figuur 10 toont het aantal industriële afnemers - en overeenkomstige toegangspunten - aangesloten op het Elia-net die van leverancier veranderden tussen 31 december van het jaar N-1 en 31 december van het jaar N. In 2020 veranderden 20 industriële afnemers van leverancier, wat overeenkomt met één op de zes afnemers. Het aantal afnemers dat van leverancier wisselde daalde tot 9 in 2021.

¹⁷ De voorgestelde gegevens houden geen rekening met afname van de hydraulische centrales gevestigd in Coö en Plate-taille noch de perimeter Sotel gelegen in het Groothertogdom Luxemburg.

Figuur 10: Aantal industriële afnemers en toegangspunten

Aantal industriële afnemers en toegangspunten

Evolutie van maandelijks aantal afnemers (boven) en toegangspunten (onder) tussen 2006 en 2021

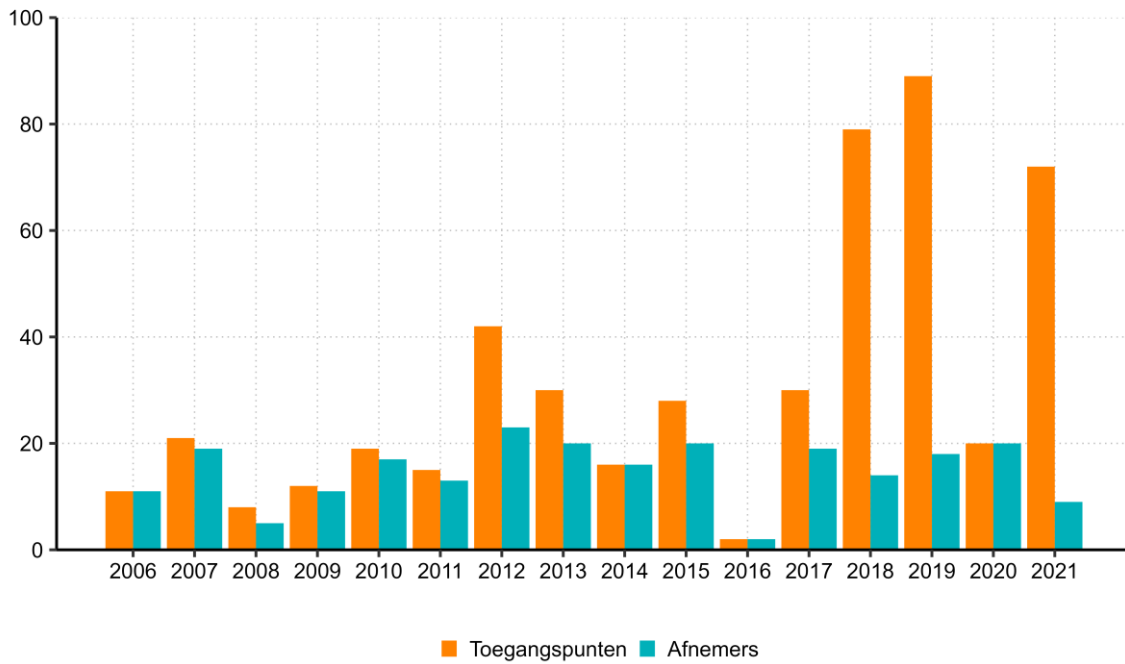


Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 11: Evolutie van leverancierswissels per jaar ^{18 19}

Evolutie van leverancierswissels per jaar

Aantal toegangspunten (oranje) en aantal afnemers (blauw) die van leverancier wisselden



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

¹⁸ Aangezien deze studie gericht is op grote industriële afnemers, neemt deze grafiek alleen veranderingen van leveranciers in aanmerking op toegangspunten die overeenkomen met industriële afnemers. Veranderingen van leveranciers op toegangspunten die overeenkomen met activiteiten in elektriciteitsproductie, worden dus niet in de gepresenteerde gegevens weergegeven.

¹⁹ De pieken in het aantal toegangspunten die in 2018, 2019 en 2021 van leverancier veranderden, komen overeen met de verandering van leverancier door Infrabel, die leidde tot een verandering van leverancier voor respectievelijk 66, 62 en 61 toegangspunten in 2018, 2019 en 2021.

3.2. AFNAMEGEDRAG

39. Vanuit het perspectief van de leverancier is het afnameprofiel van elektriciteit van industriële klanten belangrijk. Een volatiele of variabele elektriciteitsafname behelst een risico dat gedekt kan worden via kortetermijnmarkten (*day ahead* of *intraday* markten). Dit risico kan zowel positief als negatief zijn, afhankelijk van de mate van voorspelling van of controle over deze volatiliteit.

3.2.1. Elektriciteitsafname

3.2.1.1. Jaarbasis

40. Tijdens de periode 2006-2021 werd de hoogste elektriciteitsafname (21,7 TWh) van alle grote industriële klanten aangesloten op het hoogspanningsnet in 2006 vastgesteld (balken met zwarte stippellijn, Figuur 11). In 2021 was de elektriciteitsafname 17,9 TWh, een stijging in vergelijking met de voorgaande jaren en het hoogste niveau sinds 2014. De sterke daling in 2020 kan in verband worden gebracht met de COVID-19-gezondheids crisis, die tot strenge maatregelen heeft geleid en een impact heeft gehad op de economische activiteit. Deze daling werd dan ook volledig ongedaan gemaakt door het hernemen van de economische activiteit in 2021.

41. Data betreffende het volume gegenereerd door lokale productie-eenheden aangesloten op het Elia-transmissienet zijn beschikbaar vanaf 2007 en kunnen onderverdeeld worden tussen het federaal transmissienet (> 70 kV, Figuur 11, donker gele balken) en het overige Elia-net²⁰ (30 tot 70 kV, Figuur 11, gele balken). In 2021 werd in totaal 9,59 TWh lokaal gegenereerd bij de grote industriële afnemers. Alles opgeteld wordt 27,5 TWh²¹ verbruikt, een stijging ten opzichte van 2020.

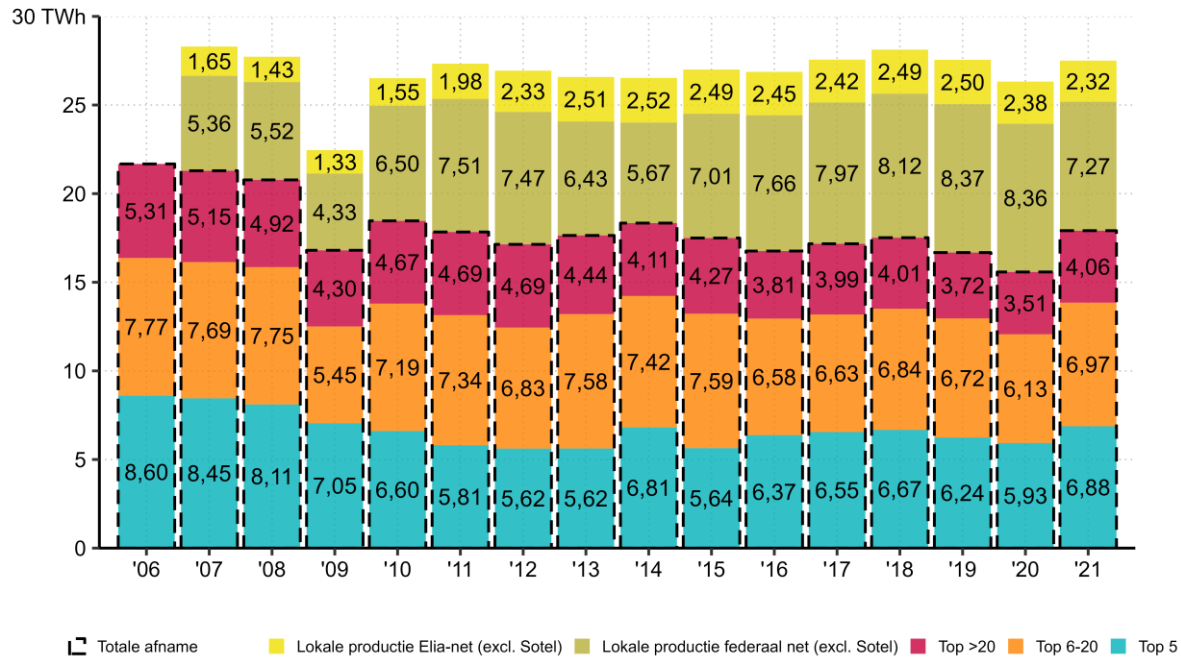
²⁰ Deze twee gegevens houden geen rekening met de perimeter Sotel gelegen in het Groothertogdom Luxemburg.

²¹ Het consumptieniveau wordt benaderd door de gemeten afnamevolumes op te tellen bij de lokale elektriciteitsproductie geïnjecteerd in het Elia-net en het federaal transmissienet (exclusief Sotel).

Figuur 12: Elektriciteitsafname en lokale productie-eenheden

Elektriciteitsafname en lokale productie-eenheden

Totaal gemeten jaarlijkse industriële elektriciteitsafname per segment en lokale productie-eenheden, per jaar



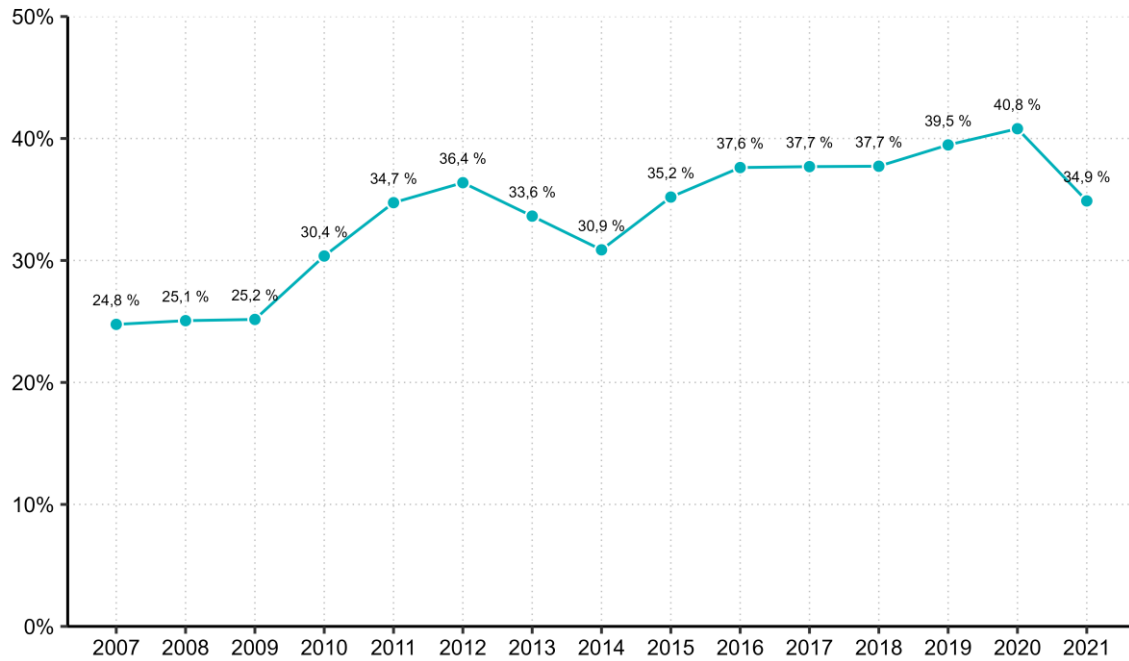
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

42. De verhouding tussen zelfproductie en totale consumptie lag tot en met 2008 rond 25 %. Daarna steeg het aandeel tot 36,4 % in 2012 om opnieuw te dalen naar 30,9 % in 2014. In 2020 is dit aandeel (40,8%) gestegen ten opzichte van 2019 (39,5%), waarmee de trend sinds 2018 wordt voortgezet. In 2021 daalde het zelfverbruik voor het eerst sinds 2014 sterk. Dit heeft enerzijds te maken met de stijging van de totale afname (zie Figuur 12), in combinatie met de daling van de lokale productie, vermoedelijk door minder gunstige weersomstandigheden die leiden tot minder productie uit PV-installaties. Deze gegevens worden geïllustreerd in Figuur 13.

Figuur 13: Zelfverbruik van industriële afnemers

Zelfverbruik van industriële afnemers

Aandeel lokale productie in totale verbruik van industriële afnemers, in %, per jaar

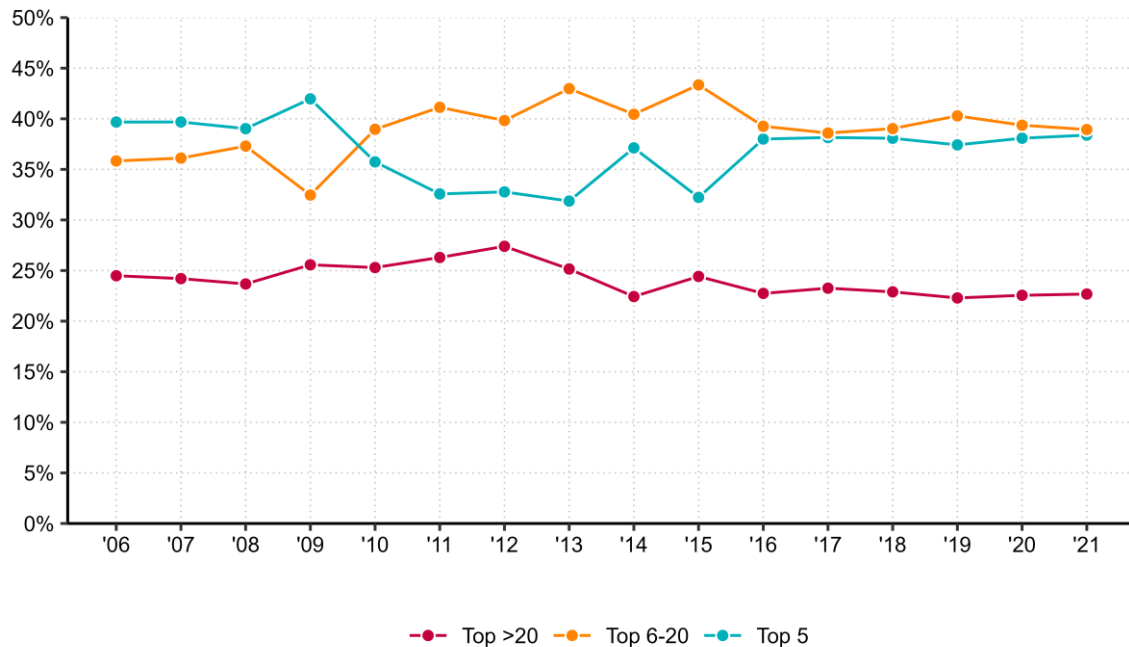


Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 14: Aandeel van uurlijkse elektriciteitsafname

Aandeel van uurlijkse elektriciteitsafname

Relatief aandeel van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per segment en per jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

43. De jaarlijkse industriële elektriciteitsafname wordt onderverdeeld in 3 segmenten: de top 5 industriële afnemers, de top 6-20 industriële afnemers, en de overige industriële afnemers (Figuur 14).

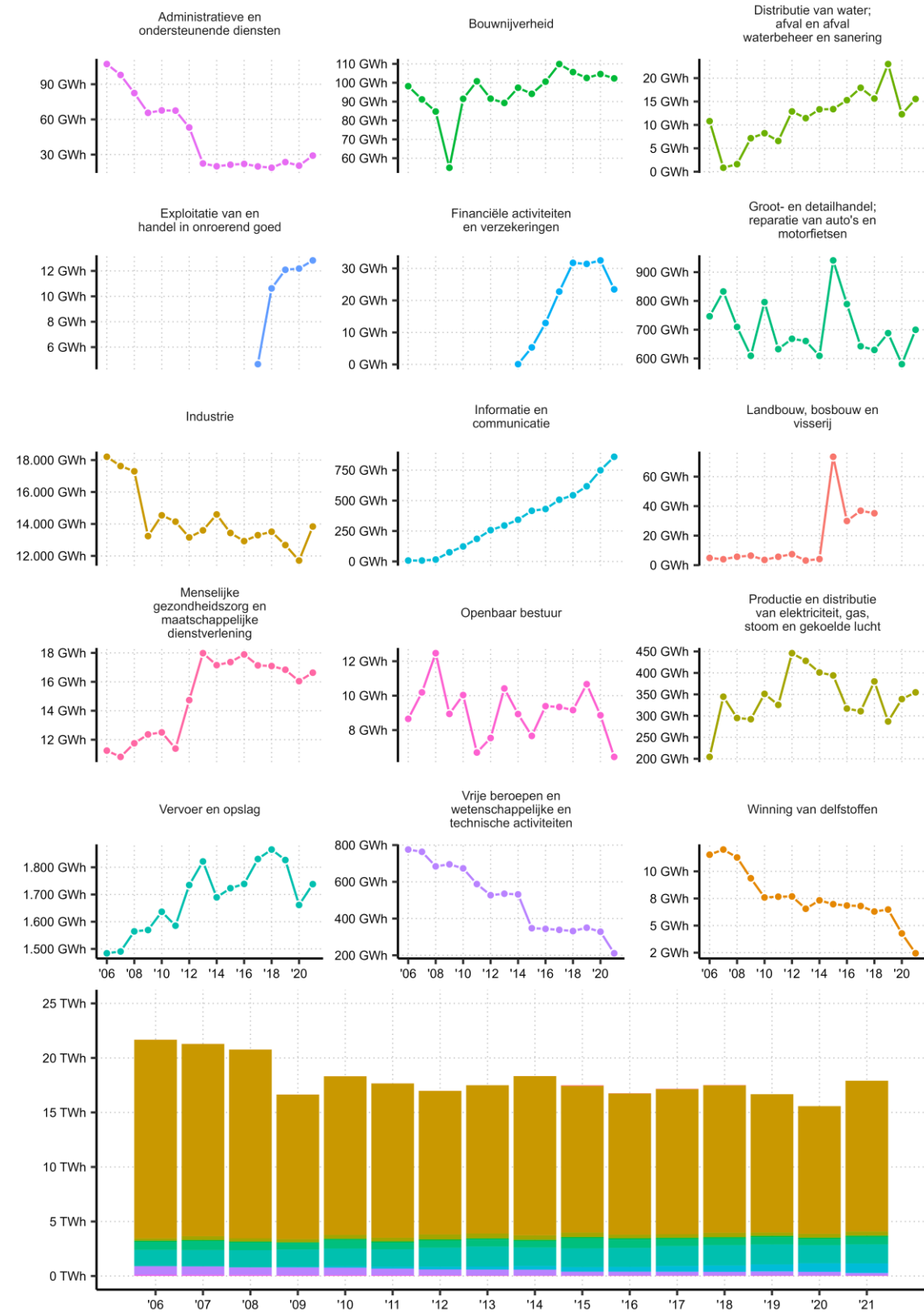
44. Het aandeel van de top 5 (blauw), 38,3%, is licht gestegen ten opzichte van 2020 en 2019 (resp. 38,1 en 37,4%). Het aandeel van het segment top 6-20 is gedaald, terwijl dat van de overige afnemers licht is gestegen. De verschillen met vorig jaar zijn niettemin miniem. De top 5 en de top 6-20 van de industriële afnemers vertegenwoordigde in 2021 iets meer dan 77 % van de totale industriële elektriciteitsafname.

45. Het segment waarvan de industriële afnemers deel uitmaken kan van jaar tot jaar verschillen en het totale aantal industriële afnemers kan ook schommelen. Twee industriële afnemers zijn in 2021 uit de top 5 van 2020 verdwenen: zij bevinden zich nu in de top 6-20. Omgekeerd zijn twee nieuwe afnemers de top 5 binnengekomen in 2021: één vanuit de top 6-20 van 2020, één die zich niet in de top 20 van 2021 bevond en dus een forse toename van de afnamecijfers registreerde.

Figuur 15: Afname van elektriciteit per sector

Afname van elektriciteit per sector

Totaal gemeten jaarlijkse industriële elektriciteitsafname per NACE code tussen 2006 en 2021

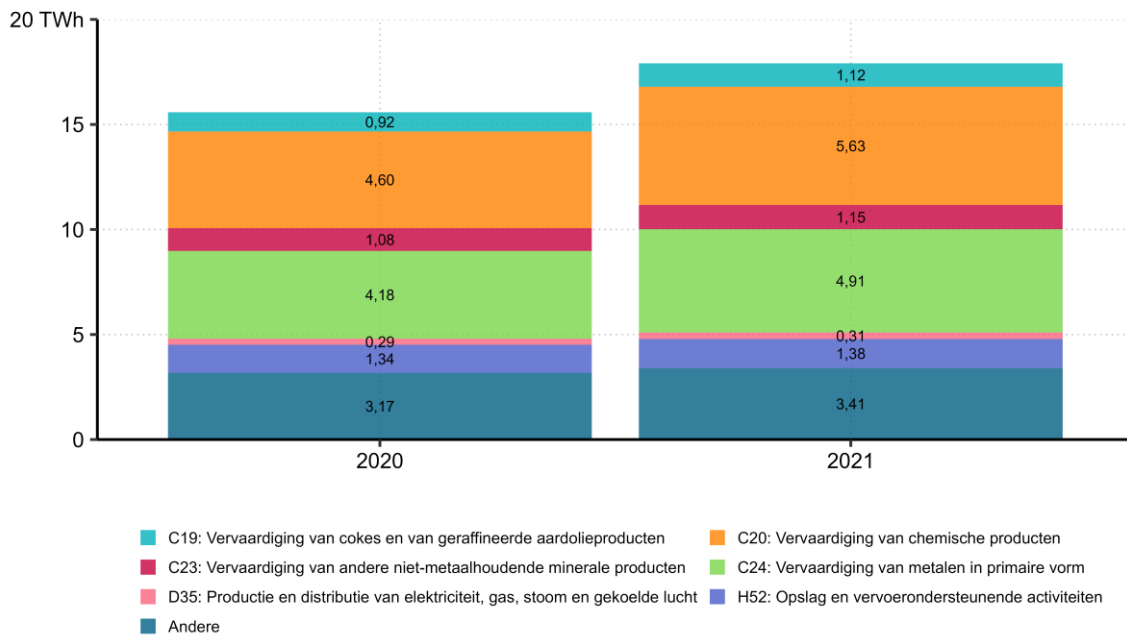


Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 16: Elektriciteitsafname per subsector

Elektriciteitsafname per subsector

Totaal gemeten jaarlijkse industriële elektriciteitsafname in 2020 en 2021, per NACE subcode (zolang er 5 of meer grote industriële klanten tot dezelfde NACE subcode behoren)



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

46. Tot slot worden de jaarlijkse afnamevolumes van grote industriële klanten gesegmenteerd per NACE-code (Figuur 15). Het merendeel (ongeveer 80%) van de totale gemeten afname in 2021 is voor rekening van de maakindustrie (NACE segment C), gevolgd door de transport- en opslagindustrie (segment H), de informatie- en communicatie-industrie (segment J), de industrie van handel en van de reparatie van auto's en motorfietsen (segment G), de productie en distributie van elektriciteit, gas, stoom en gekoelde lucht²² (segment D) en tot slot de gespecialiseerde, wetenschappelijke en technische activiteiten (segment M). Het is interessant om op te merken dat de informatie- en communicatie-industrie in 2020 voor het eerst boven de industrie van de reparatie van auto's en motorfietsen komt te staan, en dat deze stijging zich verderzet in 2021. De niet-vermelde segmenten hebben elk een afname van minder dan 1 % en worden daarom bij "other" op de figuur weergegeven.

47. De afname in 2021 wordt gesegmenteerd per NACE subcode voor zover er 5 of meer grote industriële klanten tot dezelfde NACE-code behoren (Figuur 16). De vervaardiging van chemicaliën en/of chemische producten (NACE-code 20) neemt 31,4 % van de totale gemeten afname voor haar rekening, gevolgd door de vervaardiging van basismetalen (NACE-code 24) die 27,4 % van de totale gemeten afname vertegenwoordigt. Activiteiten rond de opslag en vervoerondersteunende activiteiten (NACE-code 52, horende bij segment H) staan in voor 7,7 % van de gemeten afname. De vervaardiging van overige niet-metaalhoudende minerale producten (NACE-code 23) en de vervaardiging van cokes en van geraffineerde aardolieproducten (NACE-code 19) behoren tot de Belgische maakindustrie en vertegenwoordigen samen 12,7 % van de totale gemeten afname.

²² Heating, Ventilation and Air Conditioning

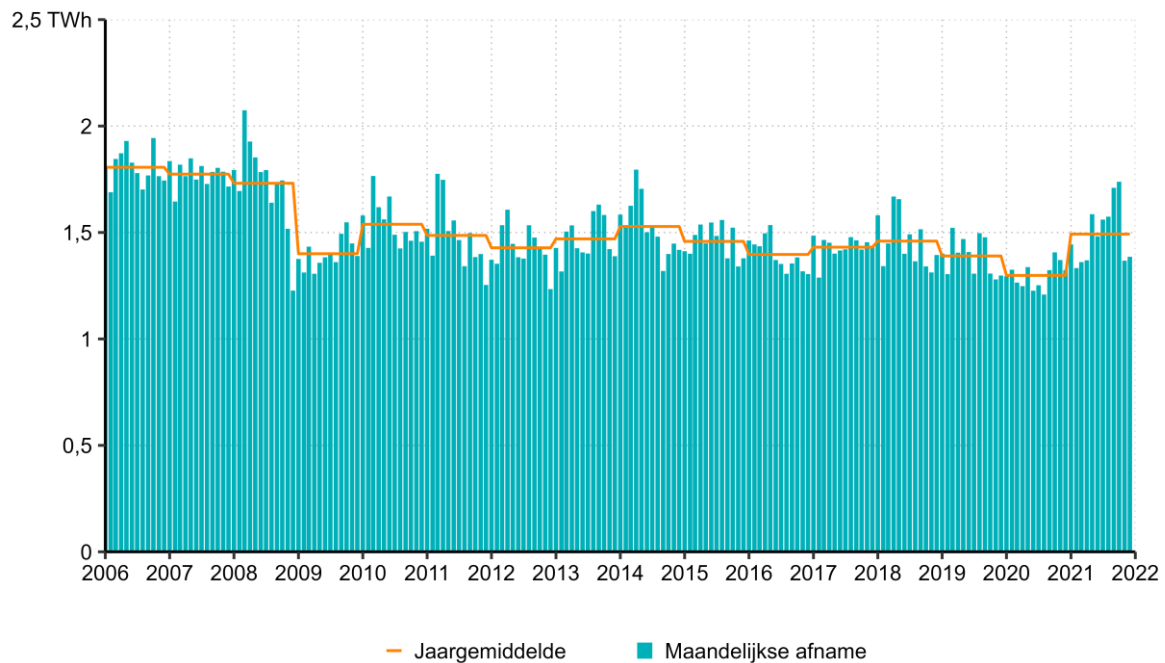
3.2.1.2. Maandbasis

48. De standaarddeviatie van maandelijkse elektriciteitsafname in 2021 bedraagt 5,53% en is dus lager vergeleken met 2019 (8,43%) maar gelijkaardig aan 2020 (5,74%). De hoogste maandelijkse afname werd in oktober opgemeten, de laagste in februari. Het verschil tussen beide is 0,41 TWh. Deze tendensen worden geïllustreerd in Figuur 17.

Figuur 17: Maandelijkse elektriciteitsafname

Maandelijkse elektriciteitsafname

Totaal gemeten elektriciteitsafname per maand en jaarlijkse gemiddelde van de maandaftnames



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Bron: CREG, op basis van gegevens van Elia

3.2.1.3. Daqbasis

49. De volatiliteit van de dagelijkse elektriciteitsafname per jaar nam in 2021 af (Figuur 18). Het totale bereik bedroeg 0,94 GWh/h in 2021, een daling van 0,06 GWh/h ten opzichte van 2020. Zowel de maximale, de minimale als ook – en vooral – de gemiddelde dagelijkse elektriciteitsafname nam toe in 2021 ten opzichte van 2020.

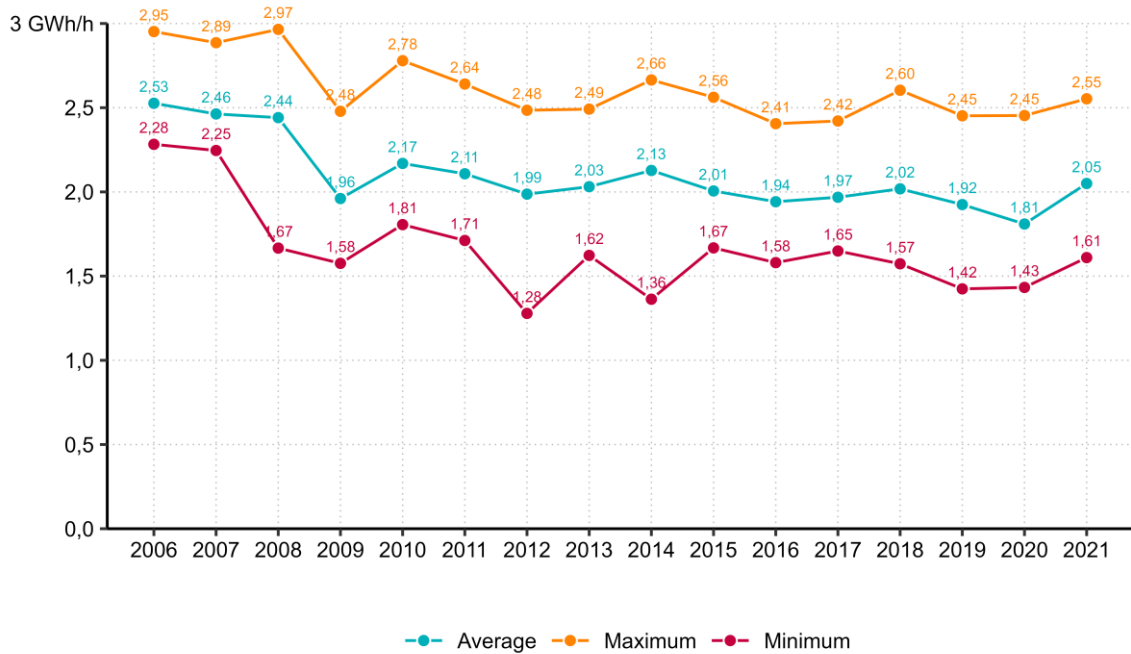
50. De laagste dagelijkse elektriciteitsafname, namelijk 1,61 GWh/h, werd op 18 april 2021 vastgesteld (Tabel 1). De hoogste dagelijkse elektriciteitsafname, namelijk 2,55 GWh/h, werd op 3 september 2021 vastgesteld.

51. Voorheen werd de laagste dagelijkse elektriciteitsafname bijna altijd waargenomen tijdens de eindejaarsperiode. Sinds 2017 is dat niet meer specifiek het geval en kan de laagste dagelijkse elektriciteitsafname op een ander moment van het jaar plaatsvinden.

Figuur 18: Dagelijkse industriële elektriciteitsafname

Dagelijkse industriële elektriciteitsafname

Minimale, gemiddelde en maximale afname doorheen het jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Tabel 1: Datums van minimale en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname

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

Bron: CREG, op basis van gegevens van Elia

3.2.2. Belastingskromme

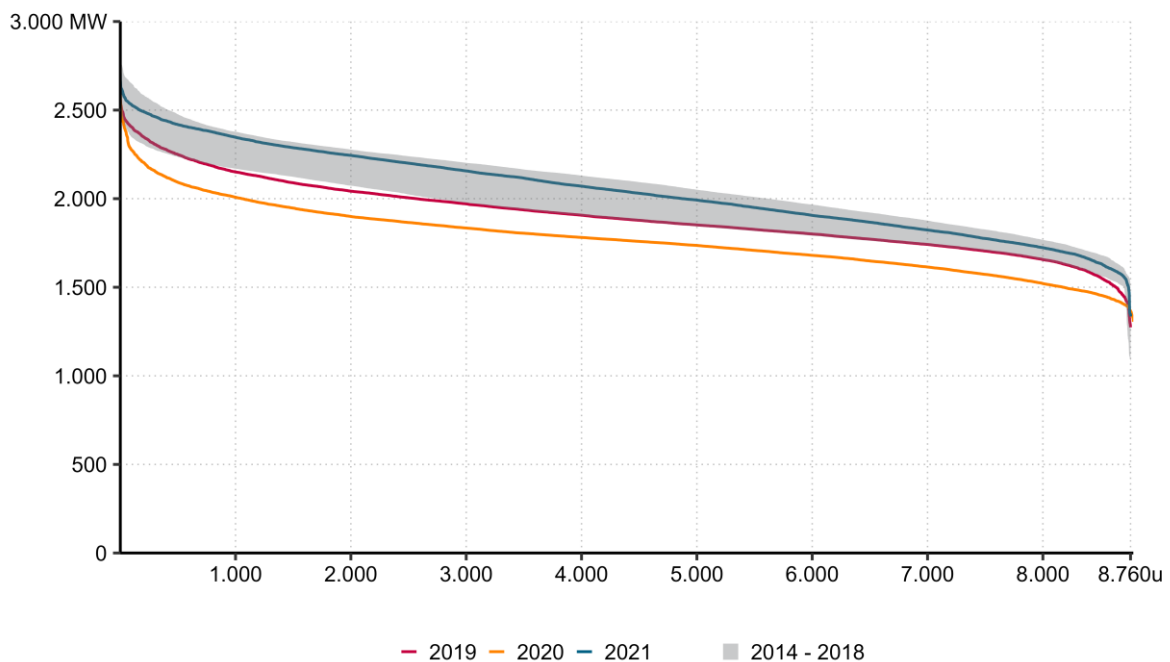
52. Figuur 19 geeft de belastingskromme (*load duration curve*) per jaar weer. De jaren 2014-2018 worden aangeduid als een band waarin deze curves liggen. Deze curve illustreert de totale industriële elektriciteitsafname gemeten per uur tijdens een jaar en gesorteerd in aflopende volgorde op vlak van afnamehoeveelheid.

53. De maximale gemeten uurlijkse industriële elektriciteitsafname was in 2021 2.709 MWh/h, hetzij 88 MWh/h meer dan in 2020. De minimale gemeten industriële elektriciteitsafname bedraagt 1.335 MWh/h, 30 MWh/h hoger dan in 2020.

Figuur 19: Belastingduurcurve van industriële afname

Belastingduurcurve van industriële afname

Belastingduurcurve voor alle uren, gerangschikt van hoge naar lage afname, per jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Bron: CREG, op basis van gegevens van Elia

54. Het afnameniveau per uur in 2020 was lager dan in 2019 voor alle uren van de belastingskromme. In tegenstelling tot de daling tussen 2018 en 2019 zou deze daling vooral te wijten zijn aan de daling van de afname ten gevolge van de COVID-19-gezondheids crisis. Deze daling werd echter ongedaan gemaakt in 2021: de volledige kromme ligt dicht bij de maximale geobserveerde niveaus in de periode 2014 – 2018.

55. Figuur 20 toont het aandeel basislast van de totaal gemeten elektriciteitsafname van het Elia-net²³ (oranje lijn). Figuur 20 toont ook het aandeel basislast van de totaal gemeten industriële elektriciteitsafname tijdens dit jaar (blauwe lijn). Het industriële aandeel basislast heeft een volatieler karakter dan het totale aandeel basislast gemeten op het Elia-net, ook al blijft het de laatste jaren hoger.

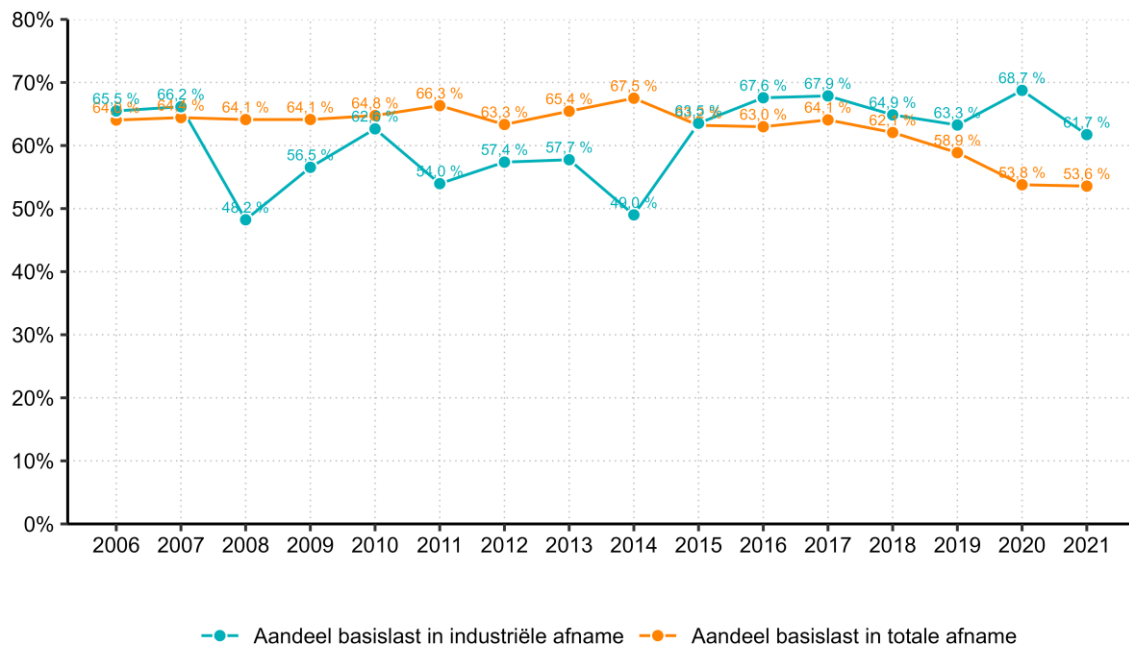
²³ Pompcentrales worden niet meegenomen in deze dataset, en de dataset werd aangepast om de perimeter Sotel te verwijderen.

56. Het hoger aandeel van basislast bij grote industriële klanten betekent dat industriële klanten hun geaggregeerde elektriciteitsafname meer uitmiddelen doorheen het jaar; bijvoorbeeld doordat hun kernactiviteiten een lagere volatiliteit van het verbruik ondervinden, of omdat een lokale productie, al dan niet in beheer van de leverancier, wordt ingezet tijdens periodes van hogere vraag of hogere korte termijn prijzen. Deze lokale productie kan gedecentraliseerde productie zijn die op de vestiging van de industriële afnemer wordt geïnjecteerd²⁴. Ook lokale centrales die injecteren op hoogspanningsniveau van minstens 30 kV maken hiervan deel uit. Het inzetten van deze energiebronnen verlaagt de afname gemeten op toegangspunten van industriële afnemers en verhoogt de flexibiliteit die de leverancier heeft om de industriële klant te belevaren.

Figuur 20: Aandeel basislast in afname

Aandeel basislast in afname

Aandeel basislast in industriële en totale afname, in %, per jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

²⁴ De cijfers omvatten netto-afnames. Een injectie van energie doordat de productie van lokale productie-eenheden de lokale consumptie overstijgt komt niet tot uiting in de waarden (bijvoorbeeld, als negatieve netto-afname).

57. Voor het jaar 2021 wordt de belastingskromme per NACE-code opgesteld (Figuur 21). Rekening houdend met de grote absolute verschillen in afnamevermogen wordt elke belastingskromme genormaliseerd²⁵. De volledige kromme bevindt zich tussen de waarden -1 en 1. Drie verschillen vallen meteen op:

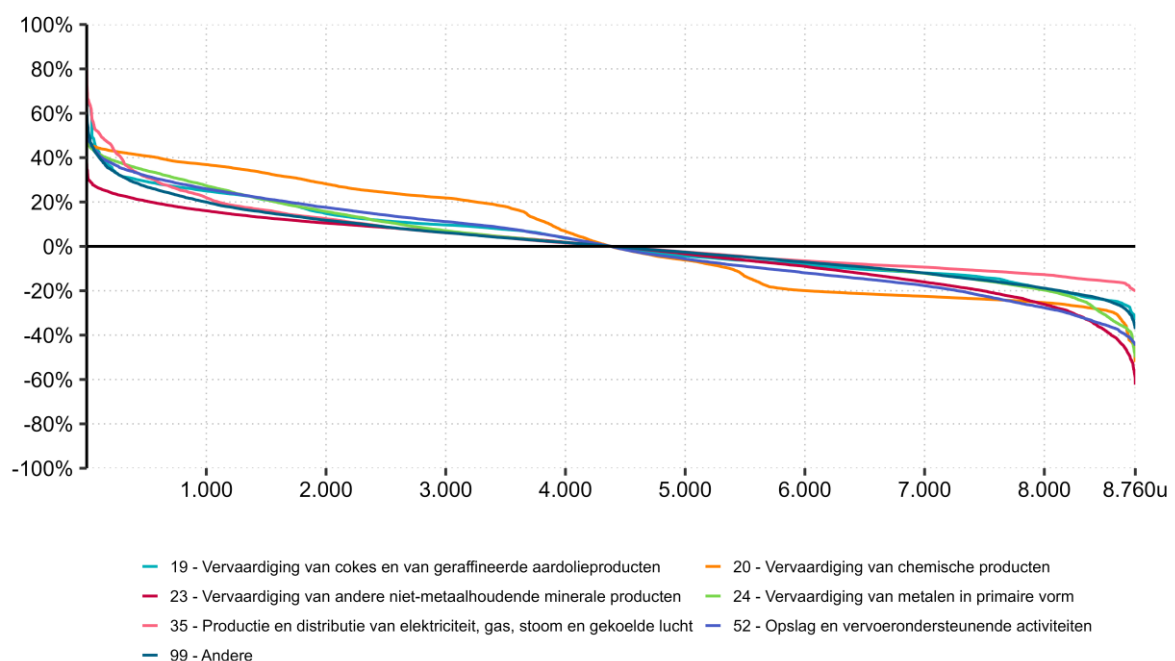
- de belastingskromme van grote industriële klanten die actief zijn in de vervaardiging van chemicaliën en chemische producten (NACE-code C20) vertoont een stapsgewijze functie, waarbij voor iets meer dan een derde van het jaar een hogere afname te observeren is in vergelijking met die tijdens de overige uren van het jaar. Ook de belastingskromme van grote industriële klanten die actief zijn in de productie en distributie van elektriciteit, gas, stoom en gekoelde lucht (NACE-code D35) vertoont een stapsgewijze functie waarbij er een hogere afname is gedurende 1000 uren per jaar;
- de belastingskromme van grote industriële klanten die activiteiten uitoefenen in het domein van opslag en vervoerondersteunende activiteiten (NACE-code H52) is vlak maar vertoont een verhoging van afname tijdens een beperkt aantal uur. Een gelijkaardig verloop is op te merken bij de industrie voor de vervaardiging van basismetalen (NACE-code C24) en de industrie voor de vervaardiging van cokes en petroleum producten (NACE-code C19);
- De vervaardiging van andere niet-metaalhoudende minerale producten (NACE-code C23) kent geen constante afname meer.

Deze twee eerste elementen tonen aan dat er mogelijk nog flexibiliteit bij de industrie te ontwikkelen valt, om afnamepieken of periodes van hogere afname te dekken.

Figuur 21: Belastingsduurcurve van industriële afname per segment

Belastingsduurcurve van industriële afname per segment

Belastingsduurcurve voor alle uren, gerangschikt van hoge naar lage afname, per jaar en per NACE subcode



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Eia

²⁵ Elke waarde van het afnamevermogen wordt verminderd met de mediaan van de afname gedurende het jaar en gedeeld door het verschil tussen de maximale en minimale gemeten jaarlijkse afname.

3.2.3. Afnames tijdens de tarifaire jaarpiek

58. Wat betreft de transporttarieven, wordt de tarifaire jaarpiek voor afname *ex post* bepaald door de maximale piek tijdens de kwartieren die vallen in de tarifaire jaarpiekperiode tijdens het jaar. De tarifaire jaarpiekperiode wordt gedefinieerd als de periode lopende van januari tot maart en van november tot december, van 17u tot 20u, buiten het weekend en feestdagen.

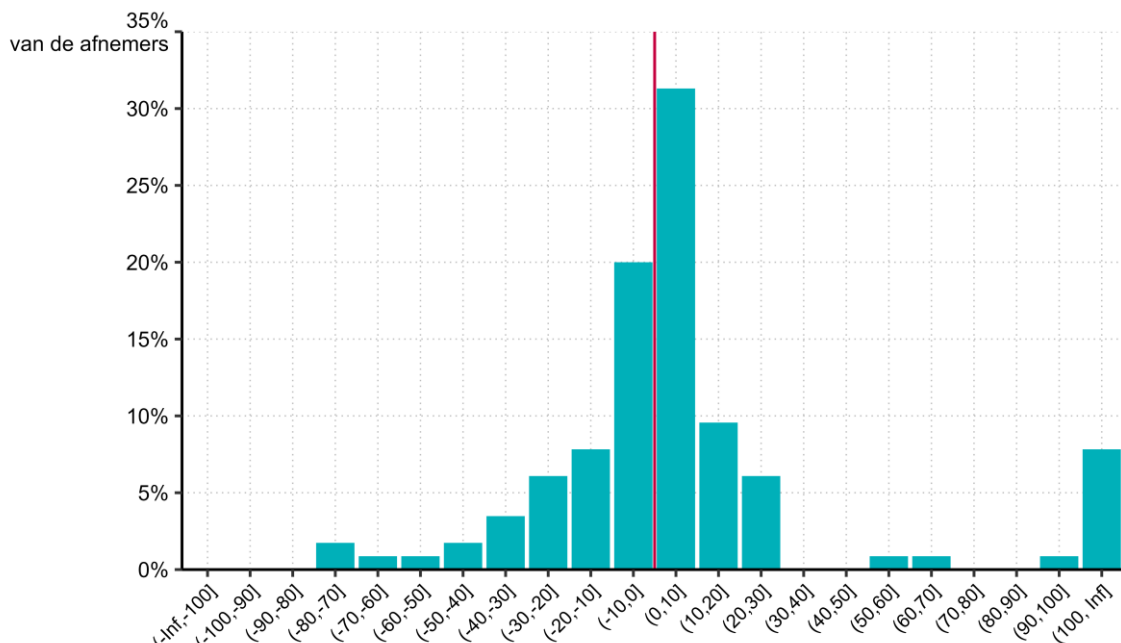
59. Tarieven voor de jaarpiek voor afname werden op 1 januari 2016 ingevoerd. De invoering van dit tarief had als doel om de netgebruikers aan te moedigen om hun afnames te beperken tijdens de uren waarop de afnames van het transmissienet statistisch het hoogst zijn. Voor alle netgebruikers die rechtstreeks zijn aangesloten op het Elia-net, wordt het tarief voor de jaarpiek voor afname toegepast op de 11^{de} gemeten piek van de maand.

60. Figuur 22 geeft, voor grote industriële klanten aangesloten op het Elia-net, het histogram weer van de relatieve verandering van de maximale waarde van elke 11de gemeten piek van de maanden tijdens de tarifaire jaarpiekperiode in het jaar 2020 ten opzichte van die van het jaar 2015. De keuze van de maximale waarde van de 11de maandelijkse piek tijdens de tarifaire jaarpiekperiode is relevant aangezien dit gegeven een rechtstreekse invloed heeft op het nettatarief dat voor de grote afnemer geldt. Er is te zien dat 43% van de grote industriële afnemers een lagere afnamepiek heeft in 2021 dan in 2015 (afnemers links van de rode balk), en dus verhoudingsgewijs lagere kosten voor het gebruik van het netwerk dan in 2015. Dit is een afname ten opzichte van de voorgaande jaren, voornamelijk als het gevolg van de grote toename van het aantal afnemers in de categorie (0, 10]: deze afnemers zagen hun 11^{de} gemeten maandpiek stijgen met 0 tot 10% ten opzichte van 2015.

Figuur 22: Jaarlijkse verandering van de maandpiek

Jaarlijkse verandering van de maandpiek

Relatieve jaarlijkse vernadering van het maximum van de niet-genormaliseerde 11de gemeten maandpieken tijdens de tarifaire jaarpiekperiode tussen 2015 en 2021



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

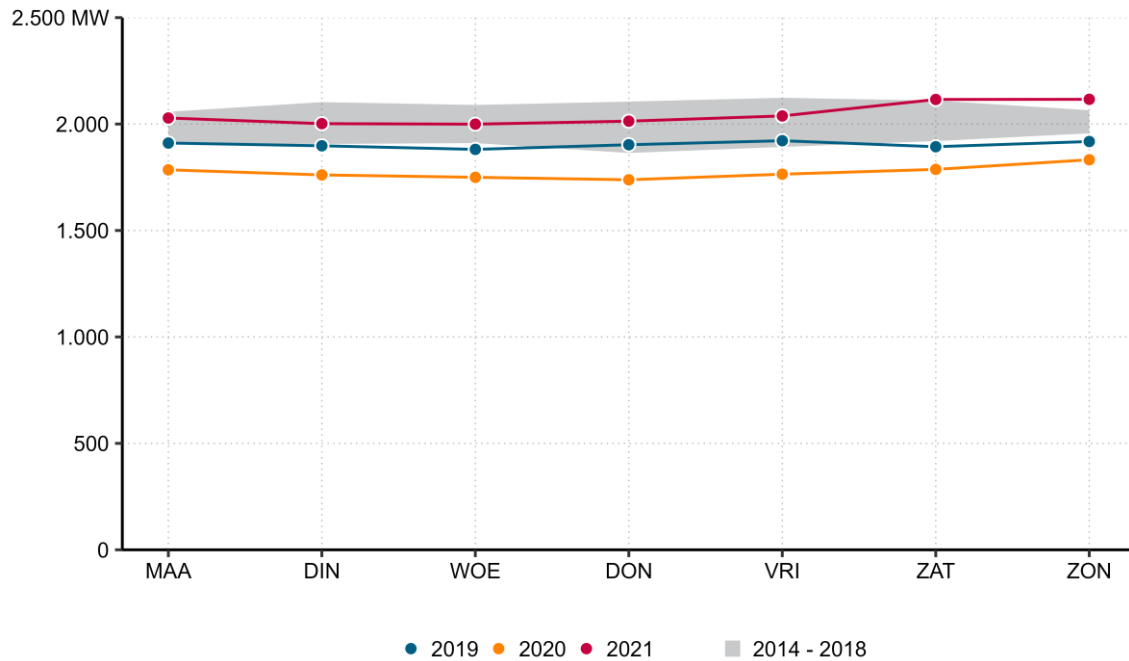
3.2.4. Afnameprofielen

61. Figuur 23 illustreert, per jaar, het gemiddelde afnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens de week. Het gemiddeld afnameprofiel in 2021 ligt voor elke dag hoger dan in 2020. Het gemiddelde op zondag ligt, als enige dag, hoger dan de maximale waarden doorheen de periode tussen 2014 en 2018. De gemiddelde dagelijkse afname is het hoogst op zaterdag en zondag.

Figuur 23: Weekprofiel van industriële afname

Weekprofiel van industriële afname

Gemiddelde industriële afname per dag doorheen de week, in MWh/h, per jaar

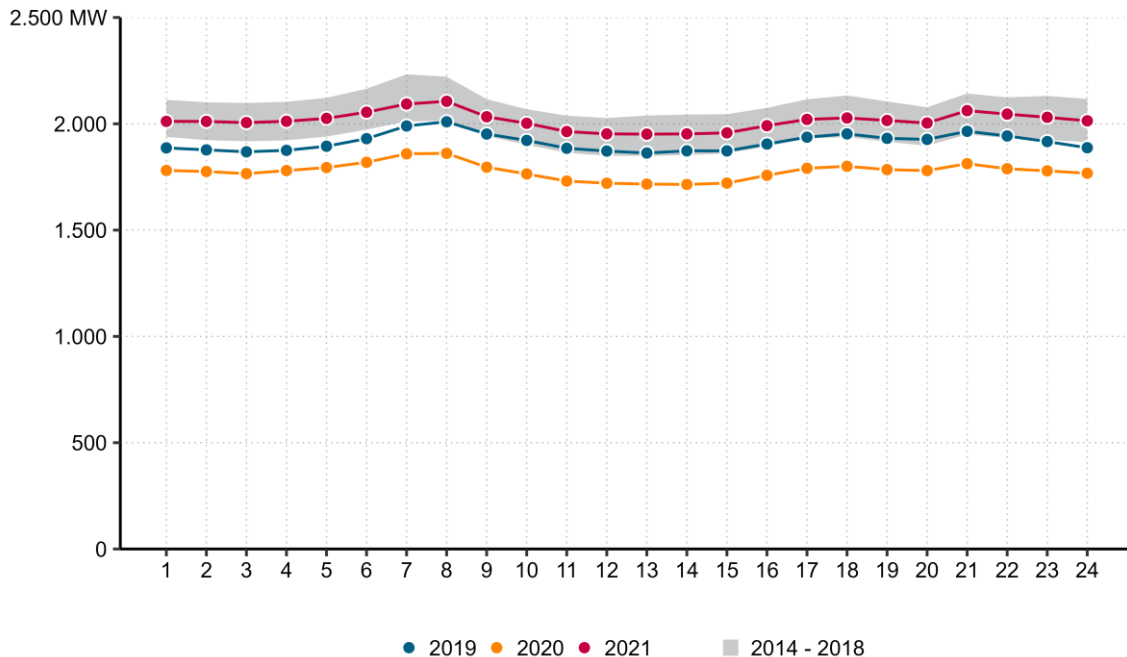


Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Eia

Figuur 24: Weekdagprofiel van industriële afname

Weekdagprofiel van industriële afname

Gemiddelde industriële afname per uur op weekdays, in MWh/h, per jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

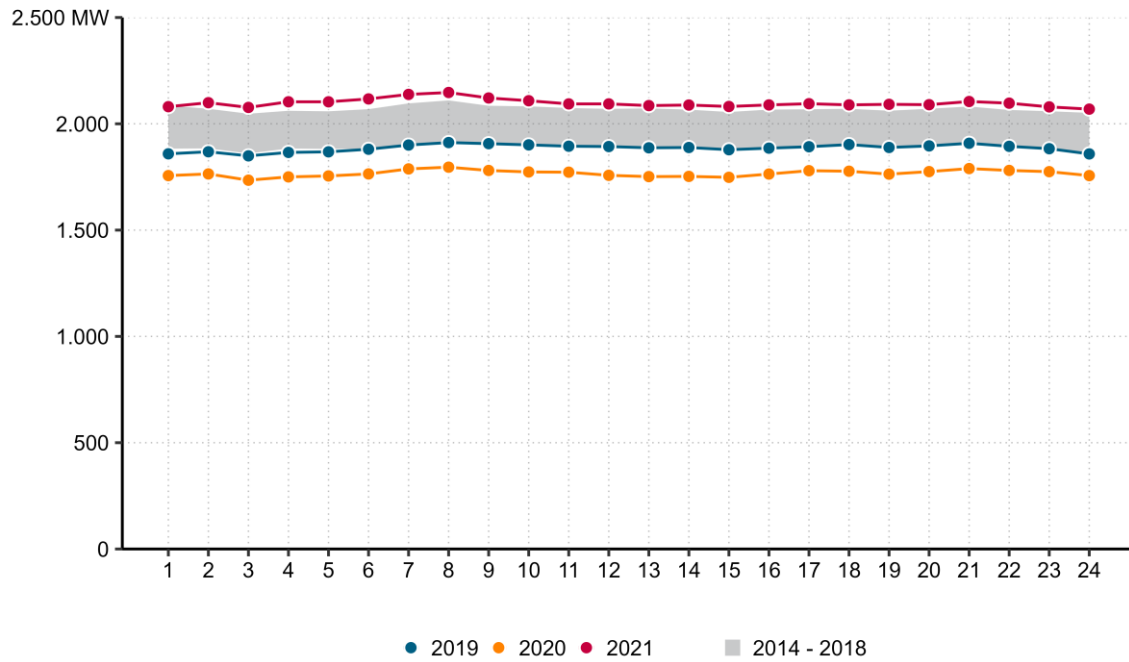
62. Figuur 24 toont, per jaar, het gemiddeld afnameprofiel tijdens een werkdag voor alle industriële afnemers aangesloten op het Elia-net. Het bereik van afnameprofielen van de jaren 2014-2018 wordt aangegeven door het grijze oppervlak. Het afnameprofiel van 2020 ligt in de lijn van dat van 2019, maar de ochtendpiek rond 7-8 uur is iets meer uitgesproken. Ook in 2021 heeft het dagprofiel dezelfde vorm, maar de waarden liggen echter veel hoger dan in 2019 en vooral 2020.

63. Figuur 25 illustreert opnieuw het dagelijks afnameprofiel per jaar, maar ditmaal enkel voor niet-werkdagen. Het gemiddeld dagelijks afnameprofiel in 2021 tijdens deze dagen is gelijkaardig aan dat van 2020 en 2019, weliswaar op een hoger niveau. De ochtend- en avondpiek van de industriële afname zijn echter veel minder uitgesproken dan op de profielen van weekdays.

Figuur 25: Niet-weekdagprofiel van industriële afname

Niet-weekdagprofiel van industriële afname

Gemiddelde industriële afname per uur op niet-weekdagen, in MWh/h, per jaar



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

4. BEVOORRADING VAN GROTE INDUSTRIËLE KLANTEN

64. De uitgewisselde volumes elektriciteit tussen toegangsverantwoordelijken (ARP's), op basis van hun *day ahead* nominaties, vergeleken met historische energie-uitwisselingen geeft een inzicht in hoe de beleving van grote industriële afnemers evolueert in de context van de geliberaliseerde markt. De energie-uitwisselingen in 2021 (Figuur 27) worden vergeleken met die van 2020 (Figuur 26). De ARP's worden opgedeeld in zeven segmenten.

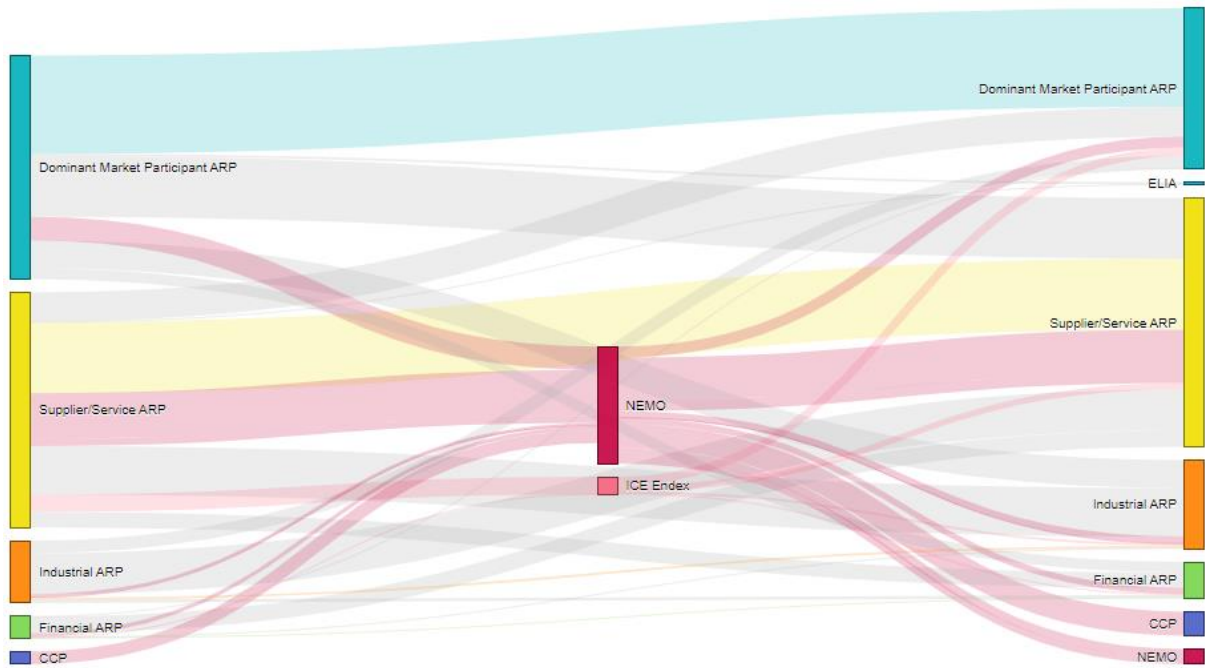
65. De eerste vier segmenten omvatten de marktdeelnemers actief op de dagmarkt van EPEX SPOT en Nord Pool (hierna NEMO genoemd voor Nominated Electricity Market Operator). Deze markt werd voor 2019 door één enkele beurs geregeld (EPEX SPOT Belgium), maar wordt tegenwoordig gezamenlijk geregeld door EPEX SPOT en Nord Pool via een prijkoppelingsmechanisme. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de ARP's horende bij de dominante leverancier (groenblauwe balk, "*Dominant market participant*"), de ARP's horende bij andere actieve leveranciers of dienstverleners die energie-oplossingen op maat aanbieden zoals aggregatoren (gele balk, "*Supplier/Service ARP*"), ARP's horende bij industriële afnemers (gele balk, "*Industrial ARP*"), en ARP's horende bij financiële instellingen (oranje balk, "*Financial ARP*"). Er wordt opgemerkt dat niet alle industriële afnemers een eigen ARP hebben. De andere drie segmenten omvatten de kortetermijnbeurzen EPEX SPOT/Nord Pool (rode balk), de langetermijnbeurs ICE Endex (roze balk) en een clearinginstelling (CCP of Central Counterparty), paarse balk, die optreedt als tegenpartij tussen de marktdeelnemers en de beurzen. De invoer en uitvoer is opgenomen in de volumes die tussen de NEMO's en de clearinginstelling worden verhandeld. Door de marktkoppeling omvatten deze volumes echter niet alleen ingevoerde of uitgevoerde volumes.

66. De uitgewisselde energievolumes worden aangeduid door de banden die de ARP's met elkaar verbinden. De uitwisselingen gebeuren van links naar rechts. Anders gezegd, de ARP links van een band verkoopt de energie aan de ARP rechts van de band. De uitwisselingen tussen ARP's behorende tot eenzelfde segment zijn aangeduid in de kleur van het segment. Alle uitwisselingen via de korte- en langetermijnbeurzen worden aangeduid in de kleur van de beurs: rood voor de spotmarkt van de NEMO's en roze voor de langetermijnmarkt. Banden met een andere kleur die eventueel zouden overlappen met de balken die de NEMO's en de langetermijnbeurs voorstellen worden dus niet verhandeld via het respectievelijk publieke marktplatform. De overige uitwisselingen worden aangeduid in het grijs.

67. De verschillen tussen de jaren 2020 en 2021 zijn klein. De verhandelde volumes tussen de verschillende entiteiten hebben inderdaad, afgezien van kleine veranderingen in de tussen bepaalde spelers verhandelde volumes, vergelijkbare verhoudingen behouden.

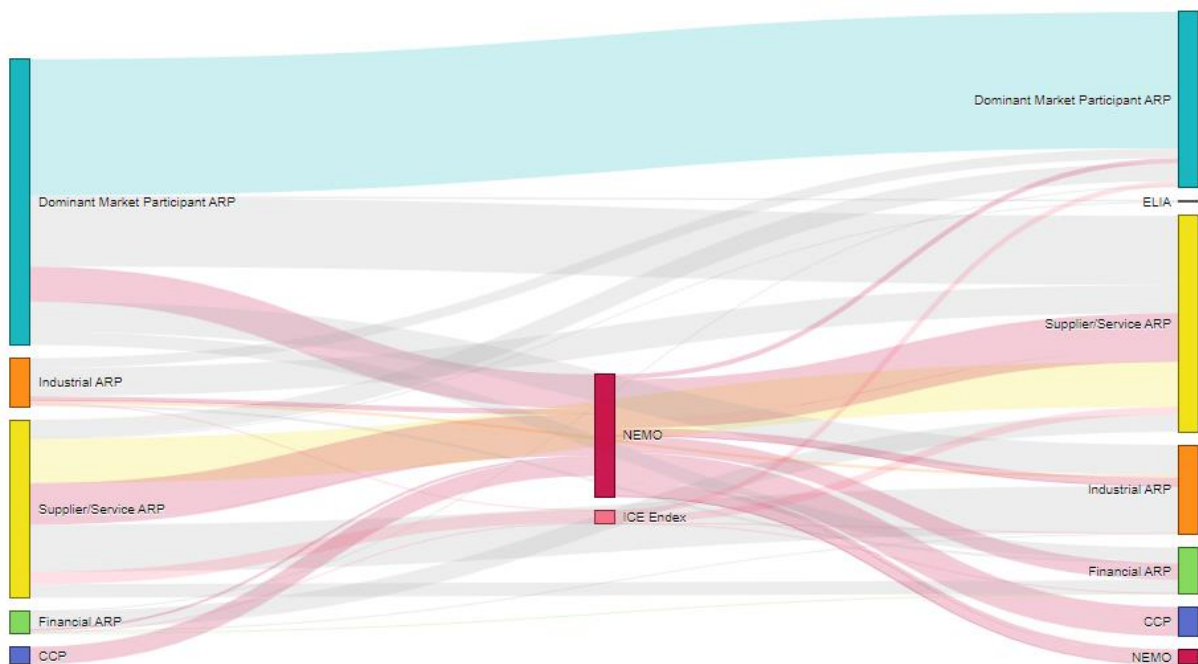
68. In 2021 bedroeg het totale volume aan uitgewisselde energie tussen ARP's 93,1 TWh, waarvan 22,8 TWh (24,5 %) via elektriciteitsbeurzen (korte of langetermijn). Ter herinnering: in 2020 werd 90,7 TWh uitgewisseld, waarvan 21,9 TWh (24,2%) via elektriciteitsbeurzen.

Figuur 26: Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde relatieve volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2020. De hoogte van de balken zijn proportioneel ten opzichte van de totale uitwisselingen in 2020.



Bron: berekeningen CREG op basis van gegevens Elia

Figuur 27: Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde relatieve volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2021. De hoogte van de balken zijn proportioneel ten opzichte van de totale uitwisselingen in 2021.



Bron: berekeningen CREG op basis van gegevens Elia

69. Aan de **vraagzijde** stegen de volumes voor belevring die aangekocht werden via de dagmarkt van de NEMO's van 16,6 TWh in 2020 naar 18,1 TWh. De volumes voor belevring via de elektriciteitsbeurzen met langetermijnproducten vertonen een daling: van 2,85 TWh in 2020 naar 2,33 TWh in 2021. Die daling is voornamelijk toe te schrijven aan het feit dat de ARP van de dominante leveranciers de uitwisselingen in dit marktsegment aanzienlijk hebben teruggeschroefd.

70. Aan de **aanbodzijde** daalt de toegeleverde energie door de ARP van de dominante leverancier aan andere ARP's (exclusief uitwisselingen via de beurzen of met zichzelf uitgewisselde volumes) sterk van 16,6 TWh in 2020 naar 19,3 TWh in 2021.

71. In 2021 verkocht de ARP van de dominante leverancier ongeveer 34,4% van het totale volume dat op de dagmarkt van de NEMO's werd verhandeld (of 5,9 TWh). Dat betekent een aanzienlijke stijging ten opzichte van 2020 (24,4% of 3,8 TWh), al zijn deze cijfers gelijkaardig aan deze van 2019. De ARP's van andere leveranciers en/of dienstverleners verkochten 43,5% van het totale verhandelde volume (of 7,4 TWh). Dit betekent een aanzienlijke daling ten opzichte van 2020 (40,2% of 9,2 TWh). De overige volumes worden geleverd door invoer, maar ook door financiële ARP's. In 2020 bedraagt het aandeel van de financiële ARP's 4,0% (of 0,61 TWh), tegen 2,3% (of 0,39 TWh) in 2021.

72. De ARP's van de leveranciers kopen het overgrote deel van de volumes op de langetermijnmarkt (89,9% of 2,1 TWh in 2021 ten opzichte van 99,7% of 2,8 TWh in 2020). Slechts een erg klein deel van deze volumes wordt verkocht door financiële ARP's (0,002 TWh). De ARP van de dominante leverancier op de markt handelt niet op de langetermijnmarkt. In 2021 werd 2,2,33 TWh aangeboden, tegenover 2,85 TWh in 2020.

73. In 2020 blijft een aanzienlijk deel van de energie-uitwisselingen tussen de ARP's van de leveranciers bilateraal (7,53 TWh of 20,7%). De rest van hun bevoorrading is dus voornamelijk afkomstig van de dominante leverancier (11,6 TWh of 32,0%) en de NEMO's (8,2 TWh of 22,7%).

74. De industriële ARP's belevren zich vooral via de ARP's van andere leveranciers en/of dienstverleners (52,5% of 7,9 TWh). Dit cijfer is verhoudingsgewijs lager dan in 2020 ondanks het feit dat het in absolute waarde gelijk bleef (54,5% of 7,9 TWh).

5. BESLUIT

75. Deze studie heeft als doel de transparantie omtrent elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten te vergroten. Een grotere transparantie laat een industriële klant toe om zich te positioneren ten opzichte van andere Belgische industriële klanten.

76. Hoewel contracten met een looptijd van twee jaar nog steeds het meest voorkomende type leveringscontract zijn, is het verlengen van bestaande contracten succesvol bij bepaalde leveranciers.

77. Globaal gezien stijgt de gefactureerde energieprijs sinds 2017 en deze stijging is in 2021 versterkt: 50 % van de mediane klanten had een energieprijs tussen 60 €/MWh en 90 €/Wh.

78. De forse stijging van het marktaandeel van Electrabel sinds 2019 (+11 %) contrasteert met de tendens die sinds het begin van de liberalisering wordt waargenomen: terwijl het marktaandeel van de groep Electrabel - op basis van het totale gefactureerde verbruik - van 2002 (98,4%) tot 2019 (50,7%) bijna ononderbroken is gedaald, is deze daling sterk versneld tussen 2010 (toen het nog 85,5% bedroeg) en 2016, en daarna gestabiliseerd tot en met 2019. Gedurende de eerste jaren van de liberalisering, was de daling van de marktaandelen van Electrabel vooral voordelig voor de groepen Luminus, Uniper en RWE. Tussen 2010 en 2016 kan de sterke daling van het marktaandeel van Electrabel enerzijds verklaard worden door de opkomst en groei van andere leveranciers. Anderzijds hebben een aantal industriële klanten hun eigen beleveringsactiviteiten ontwikkeld. Sinds 2016 zijn het, naast de stijging van de marktaandelen van de groep Electrabel (+10 %), die vooral tussen 2019 en 2021 plaatsvond, voornamelijk de groepen Luminus (+5 %) en Total (+3 %) die marktaandeel hebben gewonnen ten koste van Axpo (-9 %), de groep RWE (-4 %) en de groep Uniper (-4 %) die haar activiteiten in België op 1 januari 2020 definitief heeft stopgezet.

79. In het tweede deel maakt deze studie een analyse van het afnamegedrag van grote industriële afnemers aangesloten op het Elia-hoogspanningsnet. De jaarlijkse elektriciteitsafname stijgt van 15,6 TWh in 2020 naar 17,9 TWh in 2021. De totale industriële elektriciteitsafname stijgt naar 27,5 TWh, waarvan de meerderheid voor rekening is van de maakindustrie.

80. De hoogste maandelijkse elektriciteitsafname in 2021 werd gemeten in oktober met een volume van 1,74 TWh. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname is licht gestegen ten opzichte van 2020.

81. Het aandeel basislast bij de industriële afname daalde naar 62 % in 2021. Een analyse per type industrie van de afname van industriële afnemers duidt op de aanwezigheid van periodes van hogere afnames en afnamepieken.

82. 72 toegangspunten (verdeeld over 9 afnemers) veranderden van leverancier in 2021. Industriële ARP's halen hun bevoorrading voornamelijk van ARP's van andere leveranciers (52,5%).

////

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. voorzitter van het directiecomité

BIJLAGE 1

Lijst van figuren

Figuur 1: Evolutie van het aantal industriële afnemers met een hoger dan 10 GWh/jaar gefactureerde consumptie en het geleverde volume.....	7
Figuur 2: Verdeling van de leveringscontracten naar leveringsduur	8
Figuur 3: Evolutie van de leveringsduur van de nieuwe actieve contracten	9
Figuur 4: Percentage van in 2021 actieve leveringscontracten in functie van de datum van ondertekening, per maand.....	9
Figuur 5: "Energieprijs" in functie van het gefactureerde volume voor de leveringscontracten in 2021	14
Figuur 6: "Energieprijs" in functie van het datum van ondertekening van de contracten actief in 2021	15
Figuur 7: 5e, 25e, 50e, 75e en 95e percentiel van de aan grote industriële klanten gefactureerde energieprijs en gemiddelde <i>Futures year-ahead</i> -elektriciteitsprijs	17
Figuur 8: Marktaandeel van Electrabel betreffende de geleverde volumes aan de grote industriële klanten, per jaar	18
Figuur 9: Marktaandeel van alle leveranciers exclusief Electrabel betreffende de geleverde volumes aan de grote industriële klanten, per jaar.....	19
Figuur 10: Aantal industriële afnemers en toegangspunten.....	22
Figuur 11: Evolutie van leverancierswissels per jaar	23
Figuur 12: Elektriciteitsafname en lokale productie-eenheden.....	25
Figuur 13: Zelfverbruik van industriële afnemers	26
Figuur 14: Aandeel van uurlijkse elektriciteitsafname	26
Figuur 15: Afname van elektriciteit per sector.....	28
Figuur 16: Elektriciteitsafname per subsector	29
Figuur 17: Maandelijkse elektriciteitsafname	30
Figuur 18: Dagelijkse industriële elektriciteitsafname	31
Figuur 19: Belastingduurcurve van industriële afname	32
Figuur 20: Aandeel basislast in afname.....	33
Figuur 21: Belastingduurcurve van industriële afname per segment	34
Figuur 22: Jaarlijkse verandering van de maandpiek	35
Figuur 23: Weekprofiel van industriële afname.....	36
Figuur 24: Weekdagprofiel van industriële afname.....	37
Figuur 25: Niet-weekdagprofiel van industriële afname.....	38
Figuur 26: Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde relatieve volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2020. De hoogte van de balken zijn proportioneel ten opzichte van de totale uitwisselingen in 2020.....	40
Figuur 27: Sankey diagram van de aan elektriciteit uitgewisselde relatieve volumes tussen leveranciers, op basis van de Elia hub nominaties in day-ahead, in 2021. De hoogte van de balken zijn proportioneel ten opzichte van de totale uitwisselingen in 2021.....	40

Lijst van tabellen

Tabel 1: Datums van minimale en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname	31
--	----