

Studie

(F)2020
14 november 2019

Studie over de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2018

Artikel 15/14, § 2, 2 van de wet van 12 april 1965 betreffende het
vervoer van gasachtige producten en andere door middel van
leidingen

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INLEIDING	4
1. INVOER	5
1.1. De verschillende spelers op de invoermarkt	5
1.2. Volumes en invoerprijzen.....	7
1.2.1. Lange termijn.....	7
1.2.2. Beurzen.....	8
1.2.3. Gemiddelde gewogen invoerprijzen	9
2. DOORVERKOOP	9
2.1. De verschillende spelers op de doorvoermarkt	9
2.2. Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers).....	10
2.3. Raming van de bruto resellers marge	10
3. LEVERING.....	11
3.1. De verschillende spelers op de leveringsmarkt.....	11
3.2. Verkoop aan eindklanten distributie.....	11
3.2.1. Verkoop aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)	12
3.2.2. Verkoop aan bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4 en T5)	15
3.2.3. Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh/jaar (T6).....	18
3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet	22
3.3.1. Energiecomponent (direct)	24
3.3.2. Vervoerscomponent (direct)	26
3.3.3. Component toeslagen (direct)	26
3.3.4. Prijssamenstelling (direct)	26
3.4. Raming van de bruto leveringsmarges.....	27
3.4.1. Bruto verkoopmarge op de distributiekanten.....	27
3.4.2. Bruto verkoopmarge op de vervoersklanten	28
4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES.....	29
5. CONCLUSIES.....	31
5.1. Op het vlak van marktaandelen	31
5.2. Op het vlak van prijzen (enkel <i>commodity</i>).....	32
BIJLAGE	34

EXECUTIVE SUMMARY

Het doel van onderhavige studie is het analyseren van de markt, de prijsvorming, het prijsniveau, de prijsamenstelling en de facturatie in de verschillende segmenten (invoer, doorverkoop, levering aan residentiële afnemers en industriële afnemers en aan elektriciteitscentrales) van de Belgische aardgasmarkt in 2018.

De Belgische aardgasmarkt staat erg open voor concurrentie en telde 38 actieve leveranciers in 2018. De marktaandelen van de belangrijkste leveranciers (Eni SpA Belgium Branch, Engie Electrabel en Luminus) blijven stabiel of nemen afhankelijk van het segment licht af.

De studie analyseert de bruto verkoopmarges op de verschillende marktsegmenten. Die marges zijn logischerwijze lager op de markt van de industriële afnemers dan op die van de residentiële afnemers. Met brutomarge wordt bedoeld het eenheidsverschil berekend tussen de verkoopprijzen en de bevoorradingskosten voor elk segment van de betreffende markt.

De studie analyseert eveneens de indexeringsparameters die op de markt worden aangewend. De gasnoteringen zijn de belangrijkste vector van de prijs, zowel voor de bevoorrading als voor de (door)verkoop en ongeacht de markt (industriële of residentiële). Ze zijn de referentie in alle marktsegmenten geworden. Slechts 1 % van de contracten van industriële klanten zijn nog gebaseerd op aardolienoteringen en - in overeenstemming met de wetgeving - maken residentiële contracten geen gebruik meer van deze noteringen.

Net zoals studie (F)1781 over het jaar 2017, is deze studie gebaseerd op gegevens verzameld bij de aardgasleveranciers, maar ook op gegevens verkregen van de beheerder van het vervoersnet, Fluxys Belgium. Er werd bijzondere aandacht besteed aan de coherentie tussen de gegevens van Fluxys Belgium en die van de leveranciers. Dit leidde tot een reallocatie van bepaalde door de leveranciers gerapporteerde volumes, in het bijzonder voor de industriële afnemers en de elektriciteitscentrales.

INLEIDING

De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) voert deze studie uit in het kader van artikel 15/14, § 2, 2° van de gaswet van 12 april 1965 die bepaalt dat de CREG op eigen initiatief onderzoeken en studies over de aardgasmarkt kan uitvoeren.

De wet van 8 juni 2008 houdende diverse bepalingen die een permanent monitoringmechanisme van de aardgasmarkt invoert, heeft de CREG toegelaten de gewenste inlichtingen over de aardgasmarkt in haar geheel op te vragen en te verkrijgen. Na een grondige analyse stelt de CREG deze studie over de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de aardgasmarkt in 2018 voor. Dit is de zesde openbare studie over de aardgasmarkt na de volgende studies:

- studie (F)1781 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2017;
- studie (F)1678 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2016;
- studie (F)160825-CDC-1548 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2015;
- studie (F)151126-CDC-1485 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2014;
- studie (F)141218-CDC-1385 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2013.

Onderhavige studie analyseert de prijzen en de kosten van alle spelers in alle segmenten van de vrijgemaakte markt: invoer, doorverkoop, levering aan (residentiële en industriële) eindklanten en levering aan elektriciteitscentrales.

Deze studie bestaat uit vijf hoofdstukken. Het eerste hoofdstuk onderzoekt de invoerprijzen. Het tweede buigt zich over de doorverkoopprijzen. Het derde hoofdstuk analyseert de verkoopprijzen aan residentiële afnemers en kmo's, aan bedrijven (van 1 tot 10 GWh/jaar) en aan industriële afnemers (zowel afnemers aangesloten op het distributienet als afnemers aangesloten op het vervoersnet). Het vierde onderzoekt de levering aan elektriciteitscentrales. Het vijfde en laatste hoofdstuk bevat de belangrijkste conclusies.

Deze studie werd door het directiecomité van de CREG goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 14 november 2019.

1. INVOER

1.1. De verschillende spelers op de invoermarkt

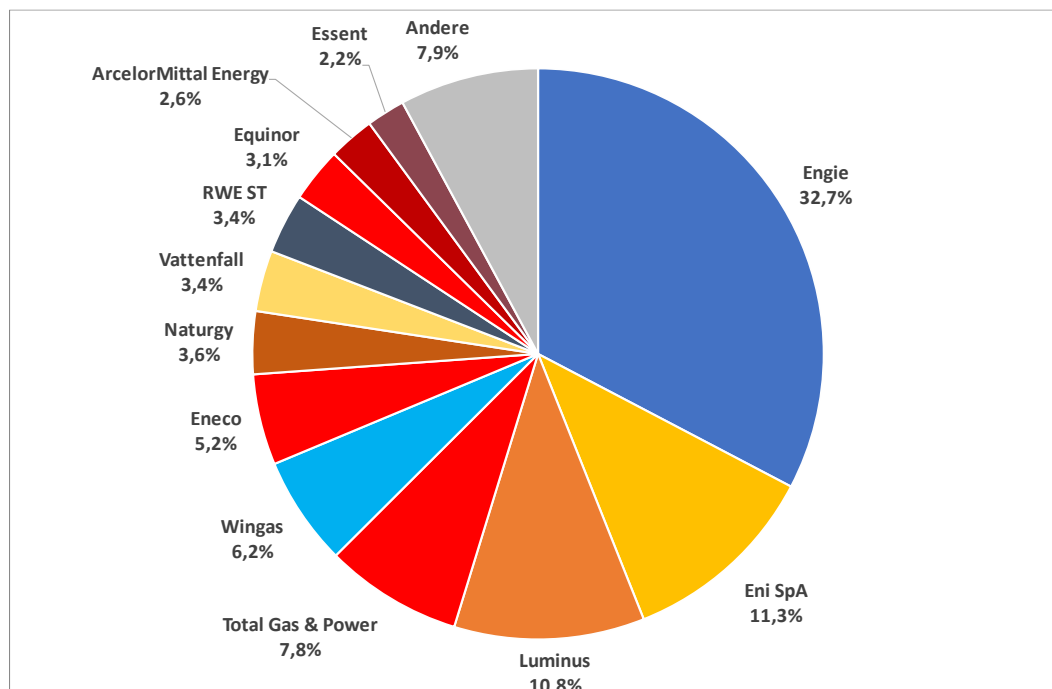
De gasondernemingen bevoorraden de Belgische markt door leveringscontracten van aardgas af te sluiten met de ondernemingen van producerende landen en/of met een gasonderneming die gas invoert en/of door zich te bevoorraden op de beurzen.

In 2018 blijven Engie, Eni SpA en Luminus de belangrijkste spelers op de invoermarkt. In 2018 verzekerden de gasbedrijven hun bevoorrading hoofdzakelijk via langetermijncontracten met buitenlandse producenten (gemiddeld 60 % van het volume) en gedeeltelijk via aankopen op de beurzen (gemiddeld 40 % van het volume).

De ingevoerde volumes dekken overigens meer dan de Belgische behoeften en een gedeelte ervan is dus bestemd voor de markt van de buurlanden. De ingevoerde volumes die uitsluitend voor de bevoorrading van de Belgische markt bestemd zijn, moeten dus worden geïdentificeerd. Voor elke individuele gasonderneming worden de beschouwde ingevoerde volumes bijgevolg als volgt bepaald. Ten eerste worden de ingevoerde volumes geplafonneerd tot de effectief fysiek verkochte volumes in België (volume resellers + volume eindklanten + volume elektriciteitscentrales). Ten tweede worden de volumes die via een resellers contract werden gekocht, niet in aanmerking genomen om te vermijden dat ze dubbel worden geteld. Tot slot, als contracten specifiek aan bepaalde segmenten zijn toegewezen, wordt daar uitdrukkelijk rekening mee gehouden.

De hiernavolgende grafieken tonen het relatieve aandeel van de verschillende *shippers* in de bevoorrading van de Belgische markt, enerzijds op basis van het vervoerde volume (bron: Fluxys Belgium) en anderzijds op basis van de voornoemde methodologie. Het vervoerde volume is gelijk aan het geleverde volume en bedraagt 187 TWh in 2018.

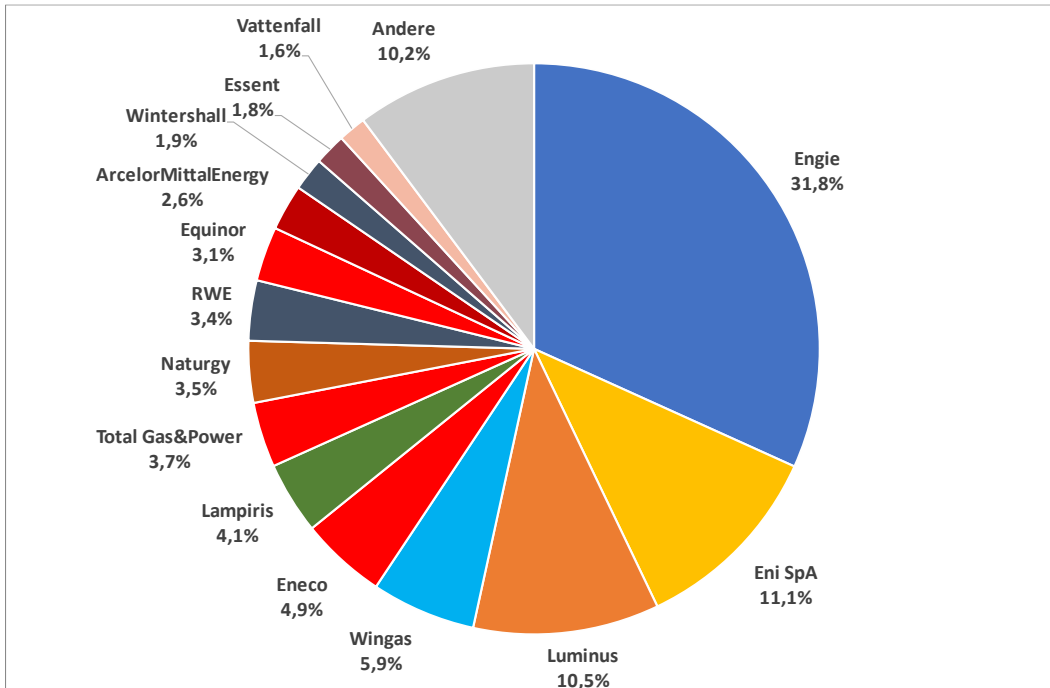
Grafiek 1: Marktaandelen in 2018 op basis van het vervoerde aardgasvolume op de Belgische markt (187 TWh)



Onder de belangrijkste invoerders stellen we een opmerkelijke daling vast voor Eni SpA (van 17 % naar 11 %) en een stijging voor Total Gas & Power (van 3 % naar 8 %) en voor Eneco (van 3 % naar 5 %).

De marktaandeelen van de andere ondernemingen blijven relatief stabiel. De gegevens in grafiek 1 zijn afkomstig van de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium.

Grafiek 2: Marktaandeelen in 2018 op basis van het geleverde aardgasvolume op de Belgische markt (187 TWh)



De evoluties van de marktaandeelen vastgesteld in grafiek 1 zijn te wijten aan het einde van de op steenkool geïndexeerde contracten van Eni SpA BB, aan de overname van Lampiris door Total en aan de overname van Eni Gas & Power (*retail* segment) door Eneco.

De gegevens in grafiek 2 zijn afkomstig uit fiches die door de aardgasondernemingen zijn doorgegeven in het kader van de monitoring van de gasprijzen. De ingevoerde volumes zijn echter geplafonneerd tot de effectief fysieke verkochte volumes in België. Om een dubbele telling te voorkomen, werd geen rekening gehouden met de volumes die via een *reseller* contract buiten de groep werden aangekocht.

We stellen vast dat ondernemingen zoals Wintershall die niet in grafiek 1 zijn terug te vinden, wel opgenomen zijn in grafiek 2. Dat komt omdat bepaalde ondernemingen zich uitsluitend bezighouden met levering van de molecule aardgas, terwijl een andere onderneming instaat voor de *shipping* via het vervoersnet. Daarenboven verschijnt een onderneming zoals Lampiris in grafiek 2, terwijl zij niet in grafiek 1 voorkomt aangezien zij zelf geen *shipping* van gas doet, maar een beroep doet op de verbonden onderneming Total.

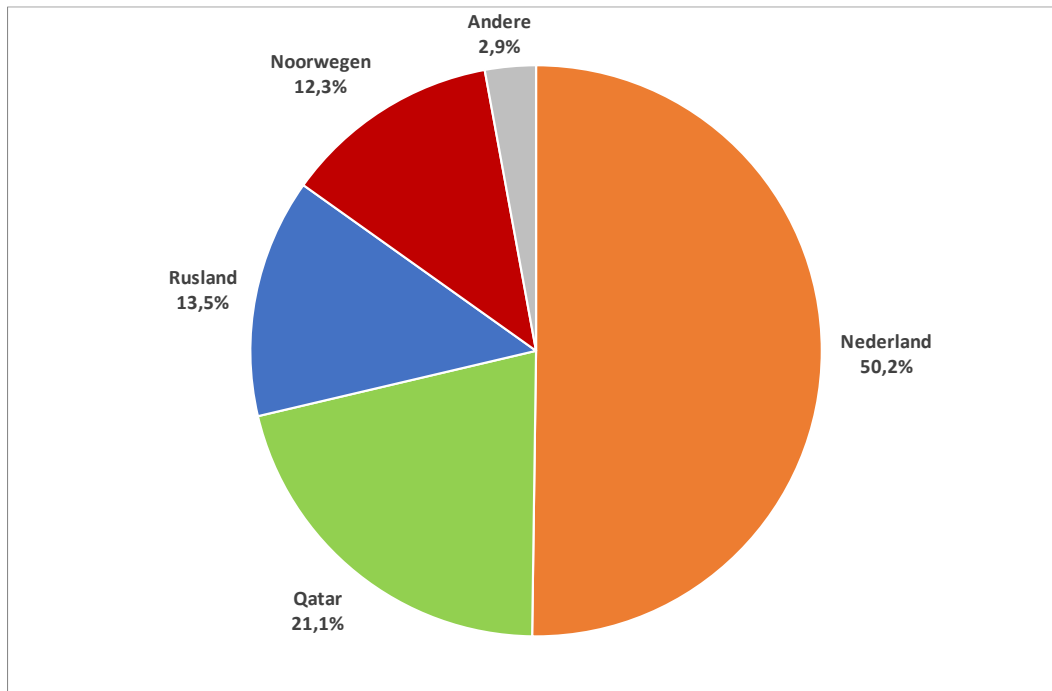
We wijzen erop dat de gegevens van deze twee grafieken uitsluitend rekening houden met het volume dat via het vervoersnet van Fluxys Belgium is vervoerd.

1.2. Volumes en invoerprijzen

1.2.1. Lange termijn

Wat de langetermijncontracten betreft (contracten van één jaar of meer), is de bevoorradingsportefeuille van de invoerders qua volume (MWh), op basis van het geleverde en niet het vervoerde volume, afkomstig uit de volgende landen:

Grafiek 3: Herkomst van het aardgas aangekocht op lange termijn in 2018 (112 TWh)



De bevoorradingen komen voornamelijk uit Nederland, gevolgd door Qatar (LNG), Rusland en Noorwegen. Deze percentages komen uit rapporteringsgegevens van de voornaamste leveranciers die op de Belgische markt actief zijn, ofwel rechtstreeks, ofwel via hun dochteronderneming of bijkantoor.

De langetermijnbevoorradingen staan garant voor ongeveer 60 % (112 TWh) van de behoeften aan aardgas op de Belgische markt (187 TWh) in 2018. Het gaat hier wel degelijk om het volume bestemd voor de eindafnemers (residentiële afnemers, bedrijven, elektriciteitscentrales) in België. De volumes die in België werden ingevoerd voor doorverkoop aan het buitenland werden geneutraliseerd.

Langetermijncontracten worden vanaf nu quasi uitsluitend geïndexeerd op gasnoteringen hoewel er historisch gezien drie types indexeringen zijn: aardolie, gas en steenkool.

Voor de bevoorrading van de Belgische markt bestaat er, op basis van de gegevens ontvangen van de leveranciers, geen enkel contract meer dat enkel op aardolie-indexering gebaseerd is. De meeste contracten zijn nu gebaseerd op een gasindexering. De weinige uitzonderlijke overgebleven contracten met een aardolie-indexering zijn contracten gebaseerd op een gemengde indexering, enerzijds samengesteld uit een aardolie-indexering en anderzijds uit een gasindexering.

Aardolie-indexering

In 2018 kan slechts 1,4 % van het totale volume beschouwd worden als gedeeltelijk geïndexeerd op basis van aardolie (Brent, extra zware stookolie of gasoil). In 2017 bedroeg dit percentage 7 %.

Gasindexering

In 2018 kan 94,5 % van het totale volume beschouwd worden als geïndexeerd op gas, zoals de HUB van Zeebrugge of de TTF van Nederland. In 2017 bedroeg dit percentage 82 %.

Steenkoolindexering

In 2018 zijn 4,1 % van de langetermijncontracten in België gebaseerd op steenkool. Slechts twee leveranciers hebben langetermijncontracten geïndexeerd op steenkool. Deze contracten liepen eind september 2018 af. Het gaat voornamelijk om contracten die oorspronkelijk werden gesloten met het oog op de bevoorrading van sommige elektriciteitscentrales. In 2017 bedroeg dit percentage 11 %.

De gewogen gemiddelde aankoopprijs voor alle categorieën samen van de invoer op lange termijn in België was gemiddeld **20,7 €/MWh** in 2018.

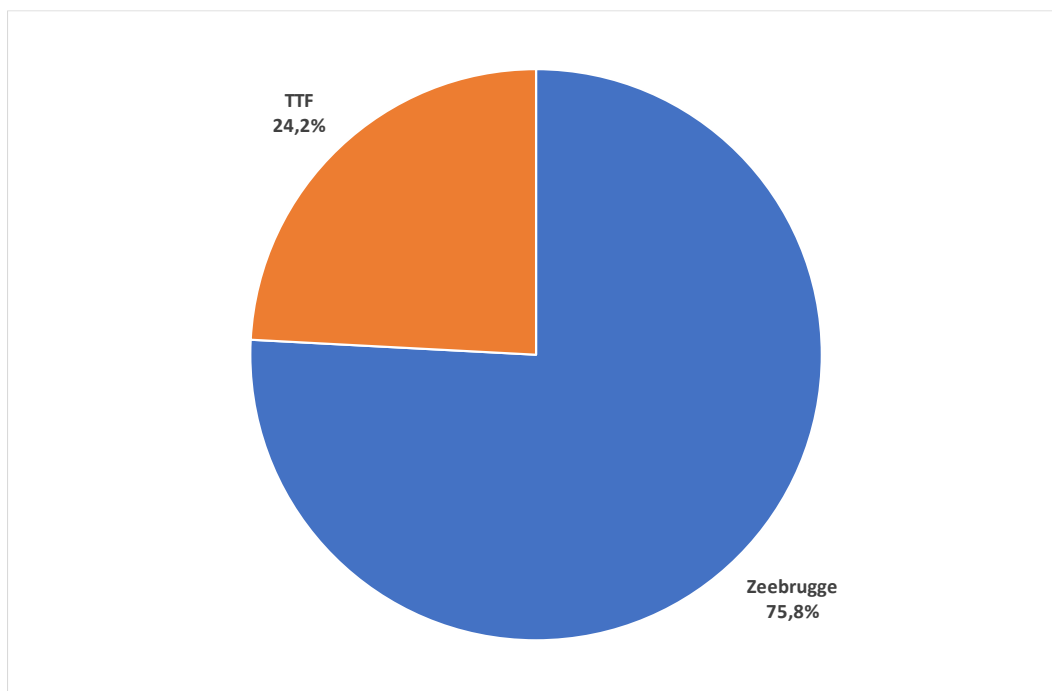
1.2.2. Beurzen

In 2018 dekten de aankopen op de beurzen 40 % (75 TWh) van de behoeften van de Belgische markt. Het volume dat op deze markt werd aangekocht, is in werkelijkheid veel hoger, maar het grootste deel werd doorverkocht in het kader van de arbitrage of vervoerd naar het buitenland.

De gemiddelde aankoopprijs van de invoer op de beurzen was **21,2 €/MWh** in 2018. De hogere prijs van de beurzen ten opzichte van de prijzen van langetermijncontracten is voornamelijk te wijten aan het feit dat een beperkt aantal leveranciers gebruik maakt van jaarlijkse, duurdere, *forward* noteringen dan de dagelijkse of maandelijkse noteringen. Het merendeel van de leveranciers gebruikt echter maandelijkse of dagelijkse noteringen voor aankopen op de beurzen.

75 % van de volumes in kwestie wordt aangekocht via een Zeebrugge-notering en 25 % via een TTF-notering (Nederland). De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, *over-the-counter* of OTC genoemd.

Grafiek 4: Herkomst (noteringen) van het aardgas aangekocht op korte termijn in 2018 (75 TWh)



1.2.3. Gemiddelde gewogen invoerprijzen

Tenslotte bedroeg de gemiddelde gewogen invoerprijs (LT gewogen voor 60 % van de volumes aan 20,7 €/MWh en KT gewogen voor 40 % van de volumes aan 21,2 €/MWh) gemiddeld **20,9 €/MWh** in 2018.

Deze gemiddelde prijs voor 2018 ligt 3,1 €/MWh hoger dan in 2017 (17,8 €/MWh), d.i. een stijging van 17 %.

De gemiddelde prijs voor 2019 zal daarentegen iets lager liggen omwille van de sterk gedaalde gasnoteringen¹.

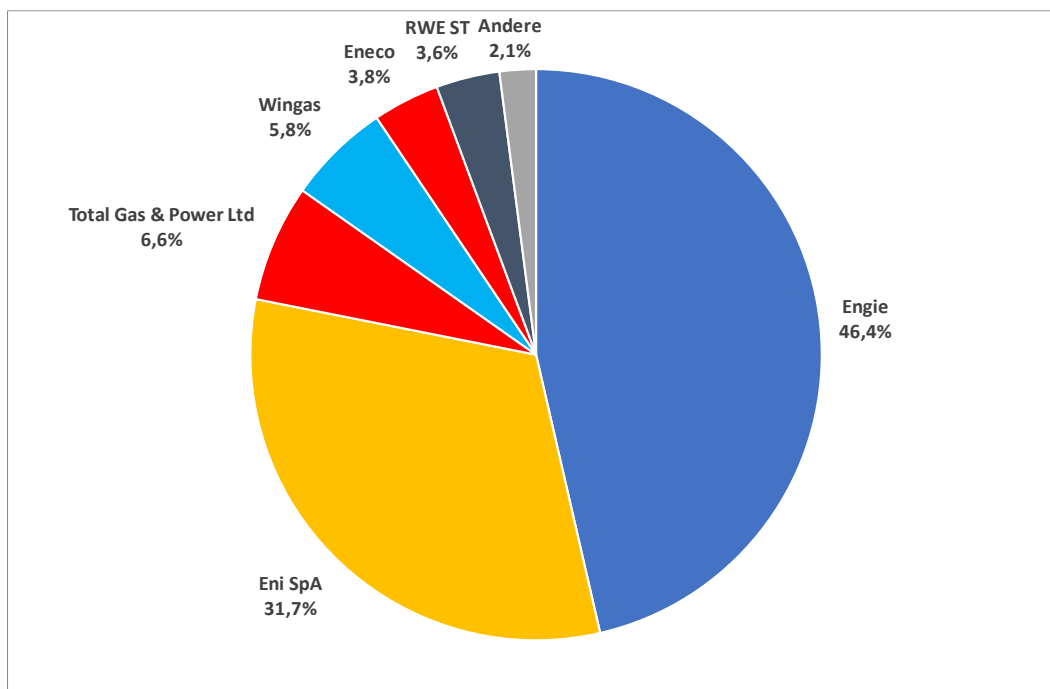
2. DOORVERKOOP

2.1. De verschillende spelers op de doorvoermarkt

De doorverkoopmarkt (resellers) bevat de aardgasvolumes die aan andere gasbedrijven worden doorverkocht om eindklanten te bevoorraden. Met de volumes bestemd voor de elektriciteitscentrales wordt in dit hoofdstuk geen rekening gehouden. De belangrijkste spelers op de doorverkoopmarkt zijn Engie en Eni, hoofdzakelijk voor de leveringen bestemd voor hun Belgisch filiaal of hun Belgische dochteronderneming. Op het vlak van volume vinden de doorverkoopactiviteiten voornamelijk plaats binnen dezelfde groep.

De hiernavolgende grafiek toont het relatieve belang van verschillende invoerders in de activiteit van doorverkoop aan leveranciers op de Belgische markt.

Grafiek 5: Marktaandelen op basis van het doorverkochte aardgasvolume (113 TWh) in 2018



¹ Zie <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/GasQuotations-NL.pdf>

2.2. Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers)

De meeste resellers contracten worden hoofdzakelijk geïndexeerd op basis van de gasnoteringen en weerspiegelen daardoor de bevoorradingsvoorwaarden.

Sommige resellers contracten zijn daarentegen uitsluitend gebaseerd op de aankoopkosten plus eventueel een doorverkoopmarge. Dit is het geval voor sommige contracten tussen een moedermaatschappij en haar dochteronderneming.

In de doorverkoop maakt de CREG een tweeledig onderscheid: een eerste onderscheid tussen contracten die afgesloten zijn binnen of buiten eenzelfde groep en een tweede onderscheid tussen het volume bestemd voor vervoer en het volume bestemd voor distributie.

Resellers contracten binnen eenzelfde groep

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was 21,6 €/MWh in 2018. Een gedeelte van het in dit kader geleverde volume is bestemd voor levering aan vervoersklanten (20,6 €/MWh). Het andere gedeelte is bestemd voor de doorverkoop aan distributiekanten (22,4 €/MWh).

Resellers contracten tussen ondernemingen zonder specifieke band

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was gemiddeld 21,7 €/MWh in 2018. Het gehele volume geleverd in dit kader is bestemd voor klanten van het distributienet.

Resellers contracten grote klanten

De gemiddelde gewogen prijs voor deze contracten bedroeg 20,6 €/MWh in 2018. In dit geval gaat het uitsluitend om intragroepverkoop voor volumes die bedoeld zijn voor industriële afnemers.

Resellers contracten voor distributie

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was gemiddeld 22,3 €/MWh in 2018. Het gaat hier voornamelijk om intragroepsverkopen (22,4 €/MWh) en bijkomende verkopen buiten de groep (21,7 €/MWh). Voor de doorverkoop op het distributienet stellen we vast dat de doorverkoopprijs buiten de groep lager is dan de doorverkoopprijs binnen de groep. Bovendien hanteren bepaalde *resellers* verschillende prijzen afhankelijk van het feit of het verkoopvolume bestemd is voor residentiële of professionele klanten.

Gemiddelde resellers contracten

De doorverkoopcontracten binnen de groep vertegenwoordigen 87 % van het totale volume van de doorverkoopcontracten. De gemiddelde gewogen prijs voor doorverkoop bedraagt op die manier **21,6 €/MWh**. Deze prijs moet worden vergeleken met de gemiddelde invoerprijs van 20,9 €/MWh.

2.3. Raming van de bruto resellers marge

Het verschil tussen de gemiddelde doorverkooprijzen en de gemiddelde invoerprijzen is gemiddeld 0,7 €/MWh (21,6 – 20,9) in 2018. Ten opzichte van 2017 is het verschil, dat toen nog 0,2 €/MWh bedroeg, gestegen. De doorverkooprijzen kunnen, naast een energiecomponent, een bepaalde flexibiliteit omvatten.

3. LEVERING

3.1. De verschillende spelers op de leveringsmarkt

De bedrijven die aanwezig zijn in de invoer- en doorverkoopsegmenten zijn eveneens aanwezig op de leveringsmarkt, ofwel zelf, ofwel via hun dochtermaatschappij of hun filiaal. Andere bedrijven zijn dan weer uitsluitend aanwezig op de leveringsmarkt.

De leveringsactiviteit beoogt de levering van aardgas aan de (bedrijven en particulieren). De levering van aardgas aan elektriciteitscentrales wordt in het volgende hoofdstuk besproken. Om de volumes van de elektriciteitscentrales en de volumes van de industrie op te delen gebruikt deze studie dezelfde categorieën als de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium. Deze methodologie heeft een stijging van het volume van de elektriciteitscentrales en een daling van het volume van de industrie tot gevolg².

De studie analyseert de volgende categorieën op gedetailleerde wijze :

- distributiekanten:
 - residentieel en kmo's < 1 GWh/jaar;
 - industrieel tussen 1 en 10 GWh/jaar;
 - industrieel > 10 GWh/jaar;
- rechtstreekse vervoersklanten.

3.2. Verkoop aan eindklanten distributie

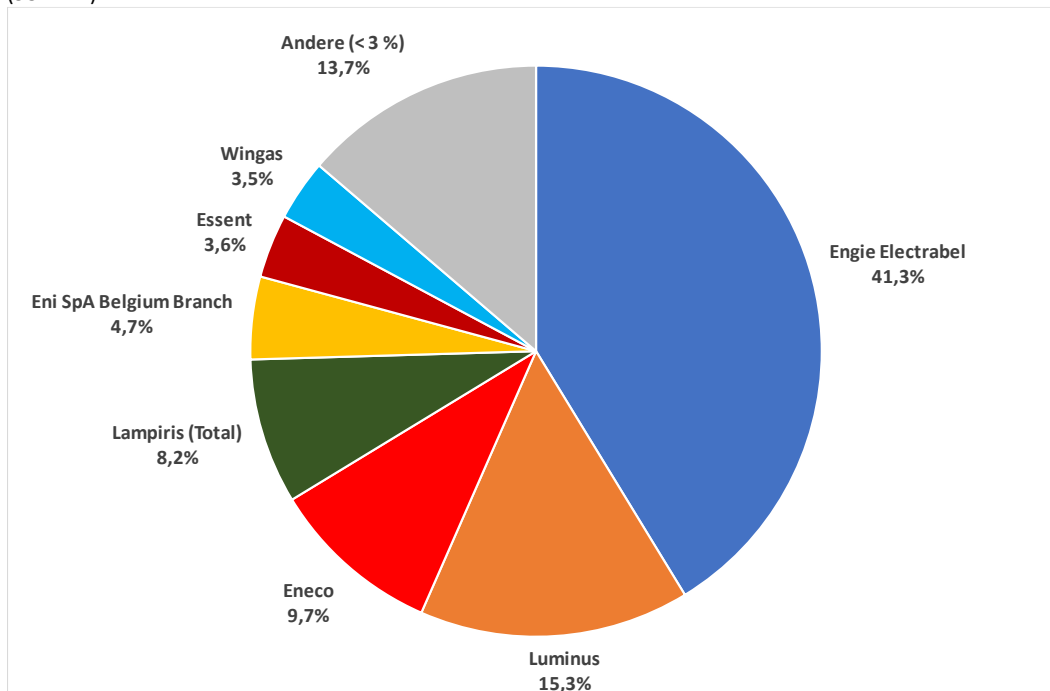
Geen enkele onderneming heeft meer dan de helft van de markt van de distributiekanten in handen. Engie Electrabel domineert de distributiemarkt met een marktaandeel van meer dan 40 % gevolgd door Luminus, Eneco³ en Lampiris⁴.

² Dit komt doordat Fluxys Belgium een aantal industriële sites met warmtekrachtkoppelingseenheid onderbrengt in de categorie "elektriciteitscentrales". In de studies tot 2015 vermeld in de inleiding werden deze industriële sites opgenomen in de categorie "Industrie". Vanaf 2016 wordt uitsluitend rekening gehouden met de categorisaties van Fluxys Belgium voor de allocatie van volumes aan de industrie enerzijds en aan de elektrische centrales anderzijds.

³ Eni Gas&Power werd in 2017 door Eneco gekocht, maar de complete integratie van Eni Gas&Power (*retail*) in Eneco is pas effectief sinds 1 juni 2018. In de grafieken van deze studie worden beide bedrijven onder de naam Eneco opgenomen. Eni SpA Belgium Branch maakt geen deel uit van Eneco en is enkel bedoeld voor professionele klanten.

⁴ Lampiris maakt deel uit van de Total groep. De facturatie gebeurt onder de naam Lampiris voor de residentiële klanten en onder de naam Total Gas & Power Belgium voor de professionele klanten.

Grafiek 6: Marktaandeelen in 2018 gebaseerd op het aardgasvolume geleverd aan eindklanten op de distributienetten (93 TWh)



3.2.1. Verkoop aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)

De verkoop aan klanten met een verbruik van minder dan 1 GWh/jaar op het distributienet bedraagt 62 TWh in 2018, een stijging van 4 TWh ten opzichte van 2017 ondanks het feit dat het jaar 2018 warmer was dan 2017 in termen van graaddagen⁵. Het aardgasdistributienet wordt nog steeds uitgebreid in België, voornamelijk in Wallonië, wat deze stijging kan verklaren.

De evolutie van de verkoopprijs aan residentiële klanten en kmo's krijgt een follow-up die beschikbaar is op de website van de CREG⁶. Deze follow-up heeft vooral aandacht voor de energiecomponent (exclusief nettarieven en taksen).

De bedrijven die in 2018 actief zijn op de markt van de residentiële afnemers en kmo's zijn de volgende⁷:

- in minstens twee gewesten: Antargaz, Comfort Energy, Eneco, Engie Electrabel, Essent, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+, Poweo en Watz;
- enkel in Vlaanderen: Ebem, Elegant;
- enkel in Wallonië : Zeno (voortaan Energy2Business genoemd);
- enkel op de markt van kmo's en bedrijven: BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Eni SpA Belgium Branch, Naturgy, Scholt, Total Gas & Power Belgium (Lampiris)⁸, VEB, Wingas.

⁵ Aantal graaddagen was 2.091 in 2018 tegenover 2.155 in 2017, meer informatie op <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

⁶ <http://www.creg.be/nl/professionals/marktwerking-en-monitoring/boordtabel-infografieken-en-internationale-nota>

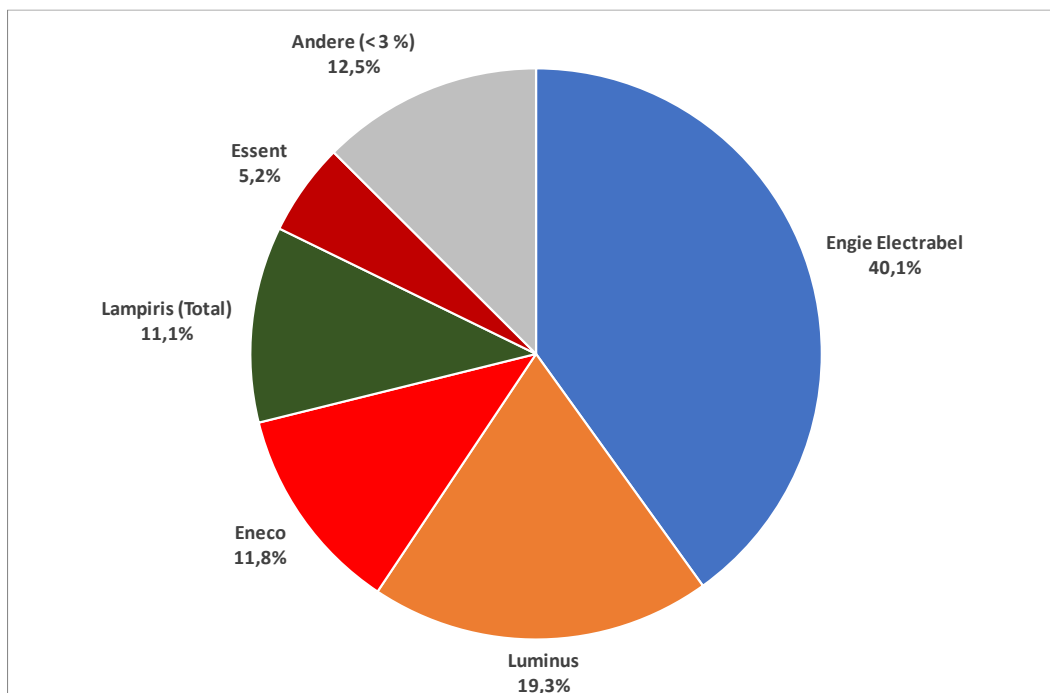
⁷ In 2019 heeft Comfort Energy zijn activiteit als aardgas- en elektriciteitsleverancier stopgezet en Poweo werd in Lampiris geïntegreerd.

⁸ Total kocht Lampiris in 2016. Voor de professionele klanten blijft Lampiris onder zijn eigen leveringsvergunning werken maar commercialiseert sinds midden 2017 zijn energie onder de merknaam Total Gas & Power Belgium. In het kader van deze studie worden de marktaandeelen van Total Gas & Power Belgium opgenomen in deze van Lampiris. De twee ondernemingen behoren tot dezelfde groep en werken onder dezelfde leveringsvergunning.

Tot slot, de distributienetbeheerders (DNB's) bevoorraden en factureren zelf sommige klanten. Het gaat om beschermde klanten en niet-beschermde klanten waarvan het leveringscontract werd opgezegd, evenals om Waalse en Brusselse beschermde klanten die voor levering via een DNB gekozen hebben.

De volgende grafiek toont het relatieve belang van de verschillende leveranciers op de leveringsmarkt voor klanten die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken op het distributienet. Het gaat dus hoofdzakelijk om residentiële afnemers (voornamelijk categorieën T1 en T2) en voor het overige om kmo's (voornamelijk categorieën T2 en T3). De twee belangrijkste spelers (Engie Electrabel en Luminus) hebben in 2017 samen qua volume bijna 60 % van de marktaandeelen in dit segment in 2018.

Grafiek 7: Marktaandeelen in 2018 op basis van het aardgasvolume geleverd aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken (62 TWh)



3.2.1.1. Energiecomponent (T2)

Onderhavige studie analyseert in het bijzonder het vrijgemaakte deel van de markt, dus de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven). In 2018 vertegenwoordigt deze energiecomponent bij aardgas iets minder dan 60 % van de prijs betaald door een residentiële T2-klant. Het T2-segment (tussen 5.000 en 150.000 kWh/jaar) op zich vertegenwoordigt ongeveer 80 tot 85 % van de volumes van het segment < 1 GWh/jaar.

In 2018 zijn de contracten met een vaste prijs 62 % van de contracten in dit segment en de contracten met variabele prijs vertegenwoordigen 38 %. Voor de analyse van de prijsformules beperken we ons tot de variabele prijsformules van leveranciers die actief zijn op de residentiële markt. De meeste leveranciers bieden diverse formules aan met variabele en/of vaste prijzen.

Voor de analyse van de marges gedefinieerd als het eenheidsverschil berekend tussen de verkoopprijzen en de bevoorradingskosten, hebben we met alle producten (vast en variabel) rekening gehouden.

De prijzen zijn samengesteld uit een vaste vergoeding, uitgedrukt in €/jaar, en een proportionele term, uitgedrukt in c€/kWh. 2018 is het derde jaar waarin het vervoer voor de eerste keer apart werd

gefactureerd aan de residentiële klanten en kmo's. Voor 2016 factureerden de meeste leveranciers energie en vervoer voor aardgas nog samen.

Overeenkomstig het koninklijk besluit van 21 december 2012 ter bepaling van de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de indexering van de gasprijzen door de leveranciers hebben de leveranciers op de residentiële markt voor hun variabele tarieven uitsluitend een gasindexering gebruikt.

De formules van de leveranciers geïndexeerd op basis van gasnoteringen in 2018 zijn voornamelijk gebaseerd op de TTF₁₀₃-notering⁹. Een bepaald aantal leveranciers gebruikt echter de ZTP *day ahead* notering¹⁰ en twee leveranciers gebruikten de HUB-notering (103 of 303)¹¹.

De gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor de energiecomponent bedraagt **27,5 €/MWh** in 2018. Deze prijs stijgt met 1,5 €/MWh ten opzichte van het jaar 2017.

De gemiddelde verkoopprijs bedroeg 22 €/MWh voor de goedkoopste leverancier en 31,5 €/MWh voor de duurste leverancier.

3.2.1.2. Vervoerscomponent (T2)

De vervoerscomponent wordt in 2018 door de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium geraamd op een bedrag van 1,5 €/MWh¹². Sinds 2016 moeten de leveranciers de vervoerscomponent en de energiecomponent apart vermelden, terwijl die vroeger samen gefactureerd werden.

3.2.1.3. Distributiecomponent (T2)

Deze component varieert van distributiezone tot distributiezone. Hij bestaat uit een vaste vergoeding en een variabele term. Het gemiddelde tarief voor een residentiële verwarmingsklant met een verbruik van 23.260 kWh bedraagt 16,0 €/MWh¹³.

3.2.1.4. Component toeslagen (T2)

De toeslagen op federaal niveau bestonden in 2018 uit de energiebijdrage (0,9916 €/MWh) en de federale bijdrage (0,5758 €/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedroeg derhalve 1,57 €/MWh in 2018.

Hierbij komt nog de aansluitingsvergoeding in Wallonië voor een bedrag van 0,075 €/MWh.

De federale bijdrage en de aansluitingsvergoeding zijn vrijgesteld van btw.

⁹ TTF₁₀₃ : rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in €/MWh voor de toekomstige aardgascontracten in Nederland *quarter ahead end of day* (werkdagen) op <http://data.theice.com> voor de maand voorafgaand aan het kalenderkwartaal van de levering.

¹⁰ ZTP_{da}: gewogen gemiddelde in €/MWh van de noteringen van de *Zeebrugge Trading Point (ZTP) Daily Average (da) Price* in het kwartaal van levering, weging volgens het profiel S41 (S41 = SLP Aardgas - Huishoudelijke afnemer). De parameter ZTP is het volumieke gewogen gemiddelde van de dagprijzen van het kwartaal van levering en is dus enkel gekend wanneer het kwartaal van levering afgelopen is.

¹¹ HUB₃₀₃ : rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in €/MWh voor de toekomstige aardgascontracten in Zeebrugge *quarter ahead end of day* (werkdagen) aanvankelijk gepubliceerd in p/th in *European Spot Gas Markets (ESGM)* van ICIS Heren Limited voor het kwartaal voorafgaand aan het kalenderkwartaal van de levering. De p/th index wordt omgerekend naar €/MWh op basis van het maandelijks gemiddelde van de wisselkoersen €/£ van de vorige maand gepubliceerd door de ECB voor een omrekeningscoëfficiënt 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

¹² Zie https://www.fluxys.com/en/products-services/empowering-you/tariffs/tariff_fluxys-belgium-domestic-2019

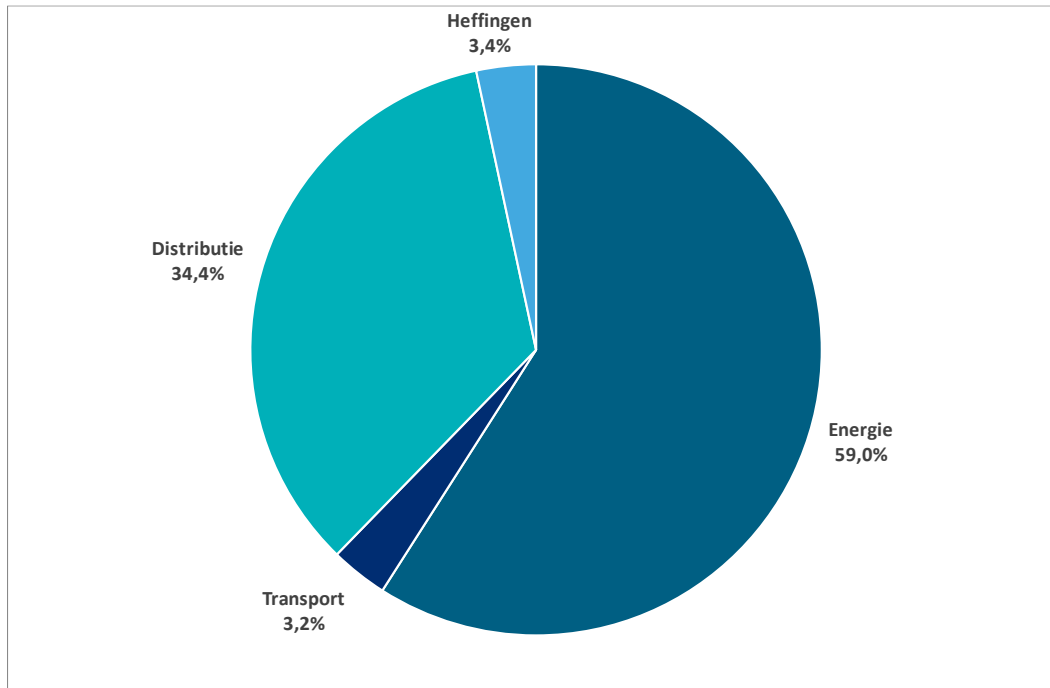
¹³ Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 9 €/MWh en het hoogste tarief 26 €/MWh.

Sommige toeslagen (pensioenen, rechtspersonenbelasting, vennootschapsbelasting, wegenisretributie) komen ten laste van de distributiecomponent.

3.2.1.5. Prijssamenstelling (T2)

De energiecomponent (59 % van het totaal, exclusief btw) blijft veruit de belangrijkste component in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een residentiële verwarmingsklant van 23.260 kWh.

Grafiek 8: Prijssamenstelling van het aardgas voor een T2-klant in 2018 (prijs excl. btw)



3.2.2. **Verkoop aan bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4 en T5)**

De belangrijkste leveranciers in dit segment zijn dezelfde als de leveranciers die op de residentiële markt actief zijn, namelijk Engie Electrabel, Luminus, Lampiris (onder de naam Total Gas & Power Belgium) en Eneco. Het marktaandeel van de tweede, Luminus, is er desalniettemin de helft in vergelijking met dat op de residentiële markt. Ook zijn hier bedrijven te vinden die uitsluitend actief zijn op de markt van de bedrijven, zoals FBO. De hiernavolgende grafiek toont de marktaandelen. Dit segment groepeert bedrijven van het type T4 en T5 aangesloten op het vervoersnet.

Slechts een klein gedeelte van het industriële verbruik is afkomstig van dit subsegment dat 11 TWh vertegenwoordigt in 2018.

De markt van de ondernemingen met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bestaat uit twee subsegmenten: MMR T4 klanten (10 TWh) en AMR T5 klanten (1 TWh).

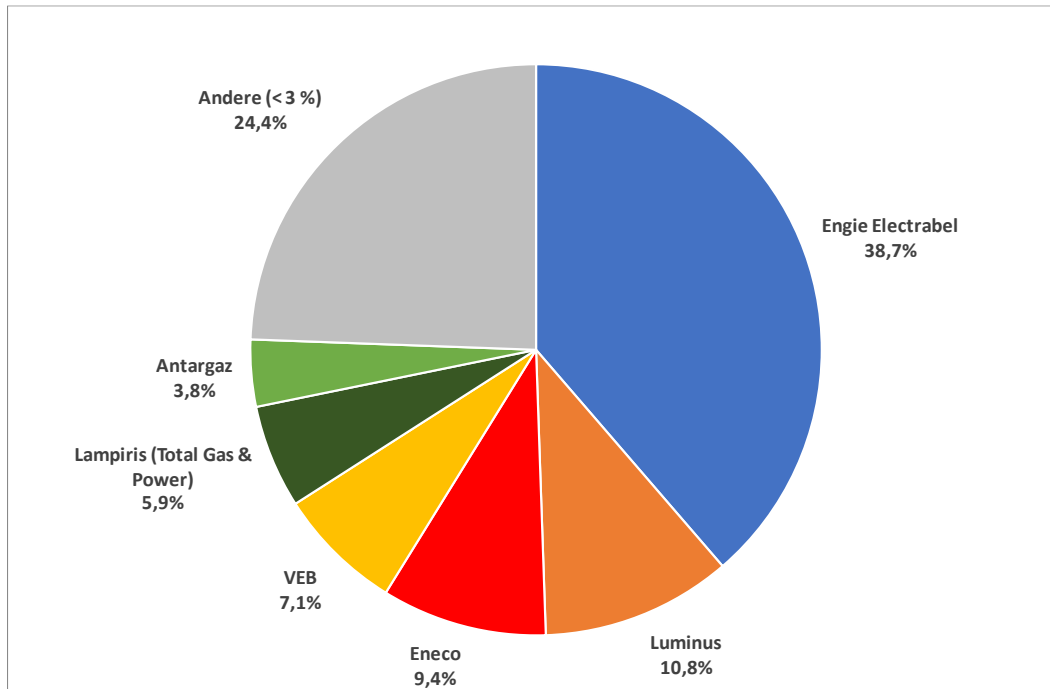
Het gemiddelde verbruiksvolume ligt tussen 2 en 3 GWh per jaar, zowel voor een T4- als een T5-klant. Het enige verschil tussen deze twee categorieën heeft betrekking op de meting.

Een T4-klant is een klant waarvan de meter maandelijks wordt opgenomen (MMR) terwijl een T5-klant over een telegelezen meter (AMR) beschikt. Sommige DNB's hebben geen T5-klant in hun gebied. Over het algemeen zijn grote industriële afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken, uitgerust met een

telegelezen meter. De residentiële afnemers en kmo's beschikken meestal over een jaargelezen meter (YMR), sommige kmo's beschikken echter over een maandgelezen meter (MMR).

De distributietarieven worden eveneens anders opgemaakt voor deze twee T4- en T5-categorieën terwijl de gemiddelde prijzen daarentegen vrij identiek zijn.

Grafiek 9: Marktaandelen in 2018 op basis van het aardgasvolume geleverd aan eindafnemers met een jaarlijks verbruiksvolume tussen 1 en 10 GWh/jaar (11 TWh)



3.2.2.1. Energiecomponent (T4)

In tegenstelling tot de verkoopprijzen op de residentiële markt, zijn de prijzen op deze markt prijzen die zijn overeengekomen tussen koper en leverancier. De gemiddelde gewogen verkoopprijs voor energie bedraagt 21,3 €/MWh in 2018 (een stijging van 0,5 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar).

3.2.2.2. Vervoerscomponent (T4)

De gemiddelde prijs voor de vervoerscomponent van dit type klanten bedraagt 1,5 €/MWh, net zoals bij de residentiële klanten. Een bepaald aantal contracten voorziet nog een gezamenlijke facturatie van de vervoers- en energiecomponenten. Hoewel er geen wettelijke verplichting bestaat om energie en vervoer apart te factureren, zoals dat het geval is voor klanten met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar, beveelt de CREG aan om de contracten toch van dit onderscheid te voorzien en dit omwille van transparantie.

3.2.2.3. Distributiecomponent (T4)

Deze component varieert in functie van de distributiezone. Net zoals voor de T2-klant bestaat deze uit een vaste en een variabele term. Het distributietarief voor een standaardverbruik van 2.500.000 kWh bedraagt 3,5 €/MWh¹⁴.

3.2.2.4. Component toeslagen (T4)

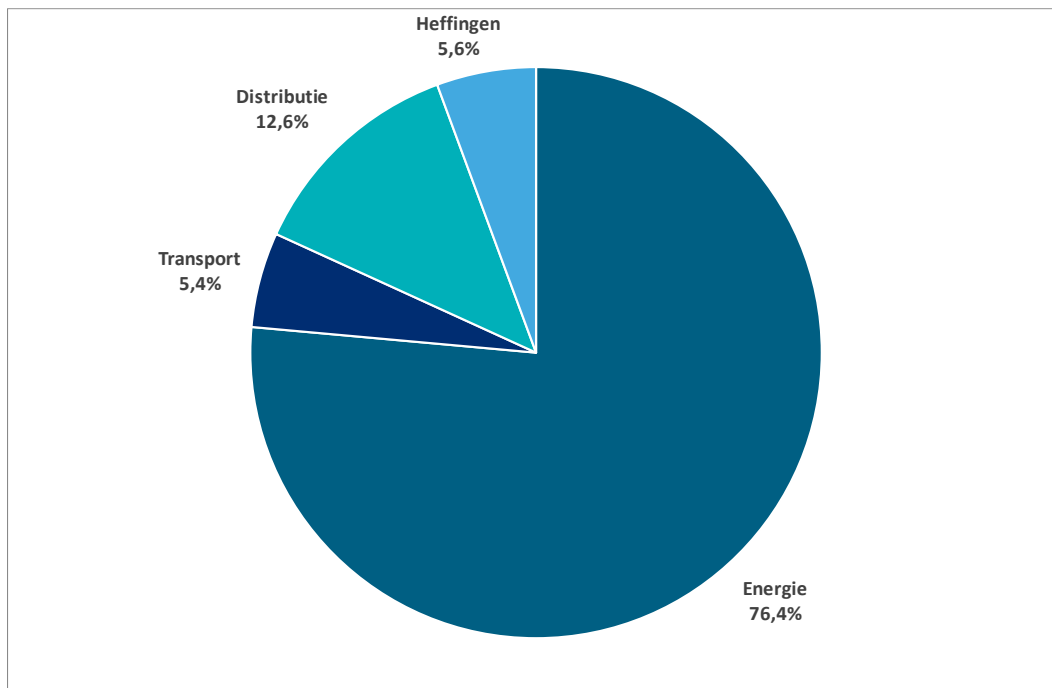
De toeslagen op federaal niveau waren in 2018, behalve voor ondernemingen met een sectorovereenkomst, gelijk aan de toeslagen gefactureerd aan de residentiële afnemers en kmo's, namelijk: de energiebijdrage (0,9916 €/MWh) en de federale bijdrage (0,5758 €/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedraagt derhalve 1,57 €/MWh in 2018.

Hierbij komt nog de aansluitingsvergoeding in Wallonië van 0,06 €/MWh voor een volume tussen 1 en 10 GWh/jaar.

3.2.2.5. Prijssamenstelling (T4)

De energiecomponent (76 % van het totaal zonder btw) blijft veruit de belangrijkste in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een professionele klant van 2.500.000 kWh. Hoe groter het volume, hoe meer het energiegedeelte doorweegt.

Grafiek 10: Prijssamenstelling van het aardgas voor een T4-klant in 2018 (prijs excl. btw)

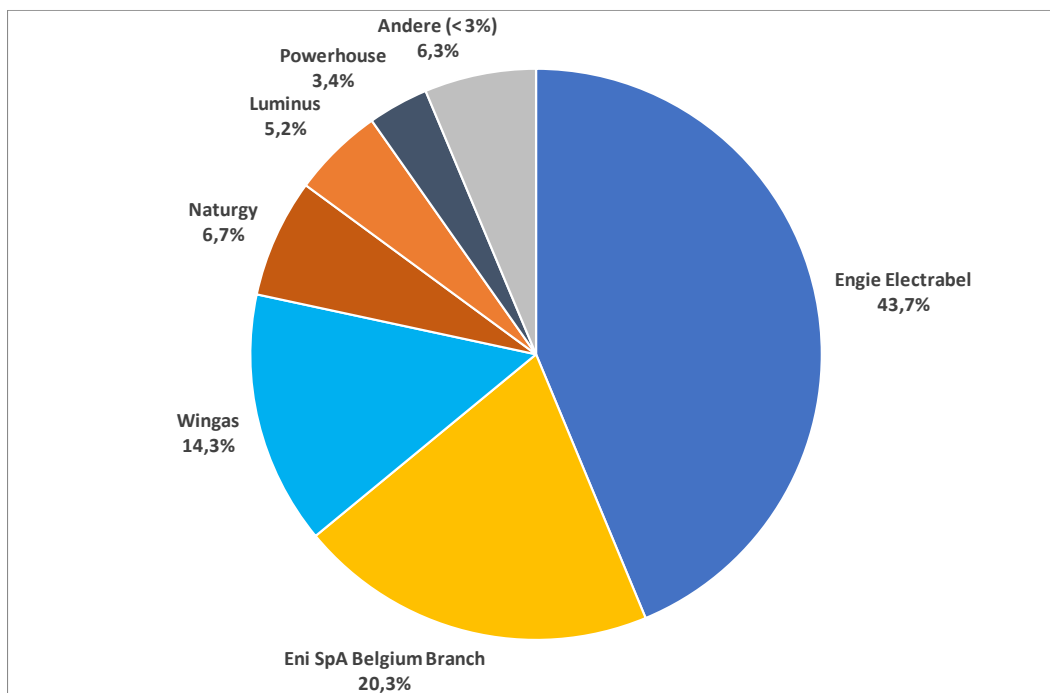


¹⁴ Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 1 €/MWh en het hoogste tarief 5 €/MWh.

3.2.3. Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh/jaar (T6)

Hier zijn de belangrijkste marktspelers Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch, Wingas en Naturgy. De levering aan industriële klanten van meer dan 10 GWh op het distributienet vertegenwoordigt 20 TWh. In dit segment hebben Engie Electrabel en Eni SpA ongeveer iets meer dan 60 % van de markt in handen. 15 leveranciers waren in dit marktsegment actief in 2018.

Grafiek 11: Marktaandelen in 2018 op basis van het volume geleverd aan industriële klanten distributie T6 aardgas met een jaarlijkse verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (20 TWh)



3.2.3.1. Energiecomponent (T6)

De gegevens die bij de jaarlijkse raadpleging van de leveranciers werden verzameld bevatten veel meer details over de afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken dan over de huishoudelijke afnemers en de professionele afnemers die minder dan 10 GWh/jaar verbruiken.

Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)

De aanbiedingen in het T6-segment kunnen als volgt worden onderverdeeld :

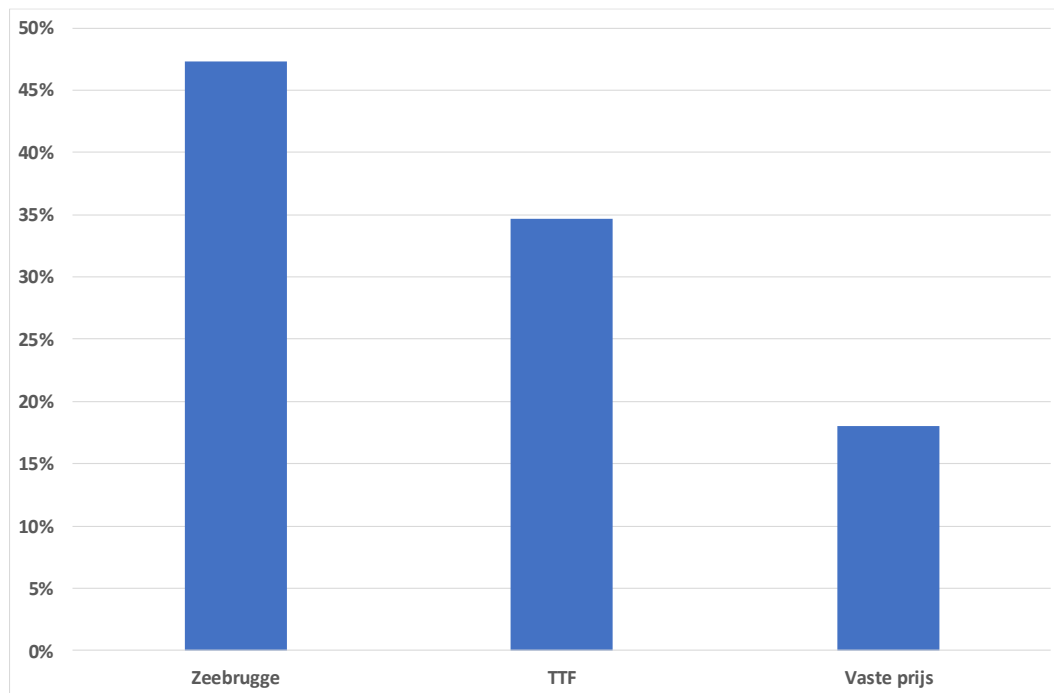
- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 0 % (0 % in het vorige jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 82 % (89 % in het vorige jaar);
- vaste prijs: 18 % (11 % in het vorige jaar).

In bepaalde gevallen is de verkoopformule een hybride formule (gemengd vaste prijs / geïndexeerde prijs). In dit segment bestaat er geen aardolie-indexering meer.

De gasindexeringen Zeebrugge¹⁵ en TTF worden het meest gebruikt. De hiernavolgende grafiek toont de verschillende indexeringstypes in de verkoopcontracten van de T6-klanten.

¹⁵ Deze indexering wordt met verschillende benamingen aangeduid zoals ZEE, Zeebrugge, HUB en ZTP.

Grafiek 12: Noteringen gebruikt in industriële aardgascontracten met geïndexeerde aanbiedingen voor industriële distributieklienten van meer dan 10 GWh (T6)

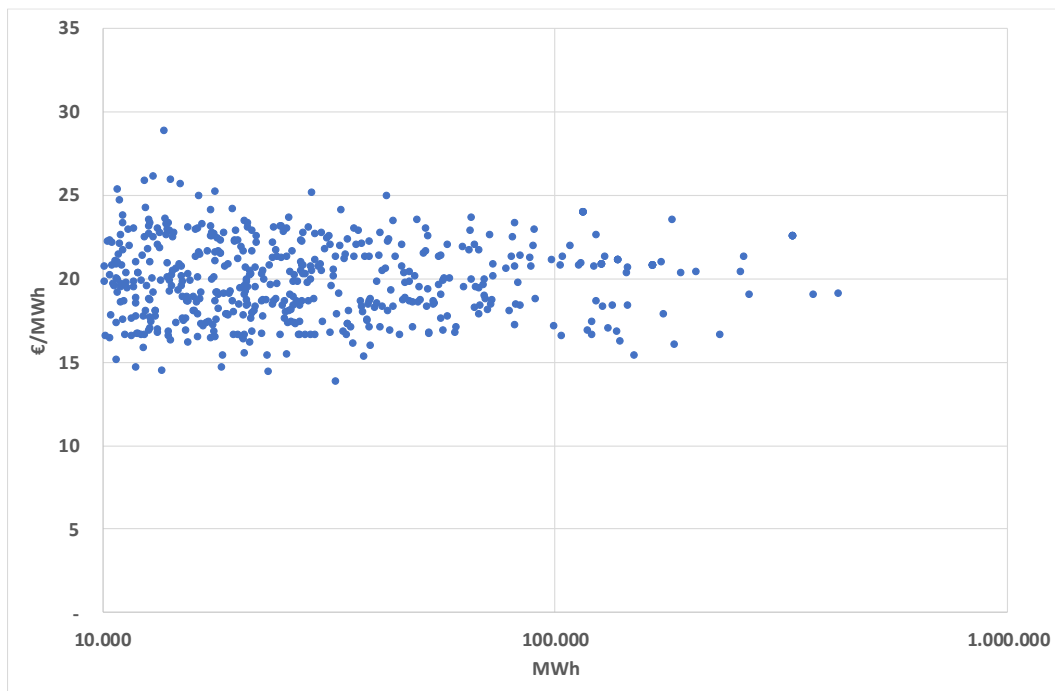


Prijsniveau

De prijzen in het T6-segment zijn prijzen overeengekomen tussen koper en leverancier. De gemiddelde gewogen prijs voor energie bedraagt 20,1 €/MWh in 2018 (een stijging van 2,3 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar). Er bestaan echter grote verschillen tussen de laagste prijzen (13,9 €/MWh) en de hoogste prijzen (28,9 €/MWh). Deze verschillen zijn voornamelijk te verklaren door het moment waarop het contract werd afgesloten, vooral bij contracten met een vaste prijs, en door de bruto verkoopsmarge van de leverancier.

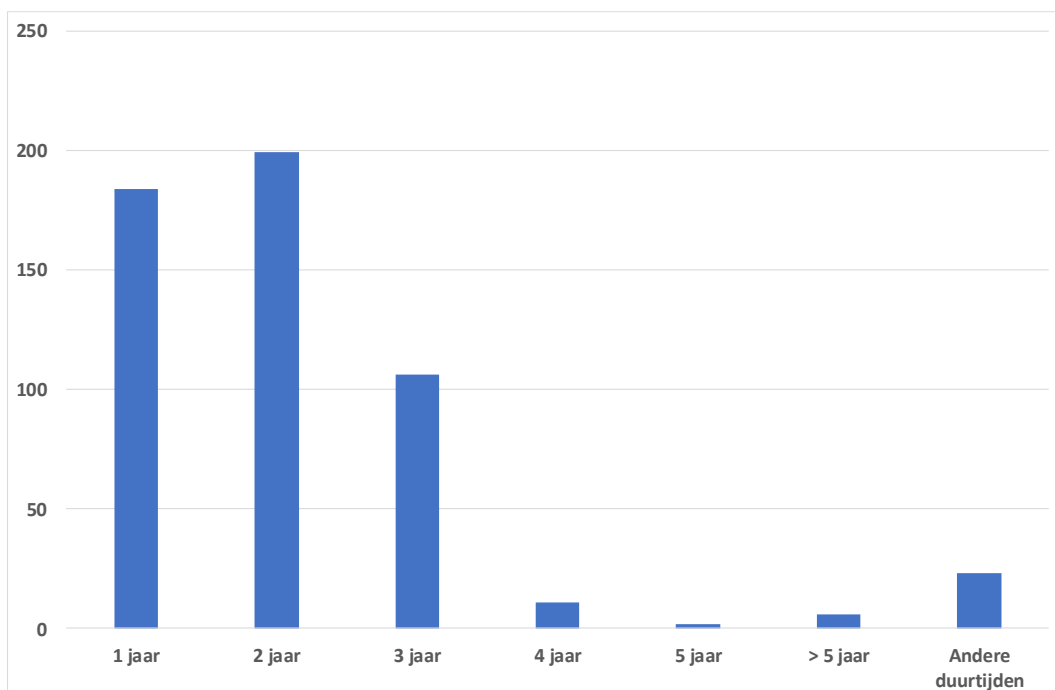
Deze prijzen moeten worden gezien in relatie tot de invoerprijzen en de doorverkooprijzen aan grote afnemers die over het algemeen lager zijn dan de doorverkooprijzen die voor de retailafnemers worden toegepast.

Grafiek 13: Verspreiding van de energieprijzen (in €/MWh) en volumes (in MWh) van industriële klanten distributie T6 aardgas van meer dan 10 GWh/jaar in 2018 (semi-logaritmische schaal)



Looptijd van de contracten

Grafiek 14: Looptijd van de contracten, industriële klanten T6 distributie in 2018



De meeste contracten hebben een looptijd van 12, 24 of 36 maanden (zoals voor particulieren en bedrijven < 10 GWh/jaar). De gemiddelde looptijd van de contracten voor alle leveranciers is 2 jaar voor T6-klanten. Contracten van twee en drie jaar blijven de meest voorkomende contracten. Het contract met de langste looptijd duurt zelfs 14 jaar (2012-2026).

3.2.3.2. Vervoerscomponent (T6)

Voor T6-klienten werd het vervoer gefactureerd aan gemiddeld 0,6 €/MWh in 2018. In een beperkt aantal gevallen zien we een gezamenlijke facturatie van energie en vervoer. De CREG herinnert eraan dat deze gezamenlijke facturatie vermeden moet worden om zo te komen tot een zo groot mogelijke transparantie van de facturatie.

3.2.3.3. Distributiecomponent (T6)

Deze component varieert afhankelijk van de distributiezone. De distributiecomponent voor een T6-klant wordt voornamelijk op basis van de capaciteit uitgedrukt rekening houdend met het afnameprofiel van de klant. Gemiddeld bedraagt hij ook 0,6 €/MWh in 2018.

3.2.3.4. Component toeslagen (T6)

De toeslagen die de T6-klienten dienen te betalen, bedragen gemiddeld 0,9 €/MWh en bestaan uit de energiebijdrage en de federale bijdrage.

Met betrekking tot de energiebijdrage zijn er drie verschillende categorieën :

- 0 €/MWh, dus een volledige vrijstelling voor ondernemingen van sommige energie-intensieve sectoren;
- 0,54 €/MWh voor ondernemingen met een sectorovereenkomst;
- 0,9916 €/MWh ook voor de andere klienten.

Wat betreft de federale bijdrage (0,5758 €/MWh voor de eindklant in 2018), bestaat er een degressiviteit en een plafonnering¹⁶, zie <http://www.creg.be/nl/professionals/levering/federale-bijdrage>. Wanneer een volume van meer dan 20 GWh/jaar wordt geleverd aan een verbruikslocatie voor bedrijfsdoeleinden, wordt de federale bijdrage die op deze eindafnemer van toepassing is als volgt op basis van zijn jaarlijks verbruik verlaagd:

- 1) voor de schijf tussen 20 GWh/jaar en 50 GWh/jaar: met 15 % ;
- 2) voor de schijf tussen 50 GWh/jaar en 250 GWh/jaar: met 20 % ;
- 3) voor de schijf tussen 250 GWh/jaar en 1.000 GWh/jaar : met 25 % ;
- 4) voor de schijf van meer dan 1.000 GWh/jaar : met 45 %.

De wettelijke plafonnering wordt berekend op basis van de afnames per kalenderjaar. De federale bijdrage bedraagt maximaal 750.000 € per verbruikslocatie en per jaar. Om van deze degressiviteit en plafonnering te kunnen profiteren, dient de eindverbruiker een sectorovereenkomst te hebben gesloten.

De elektriciteitsproducenten, met inbegrip van warmtekrachtkoppelingen, zijn vrijgesteld van de federale bijdrage aardgas.

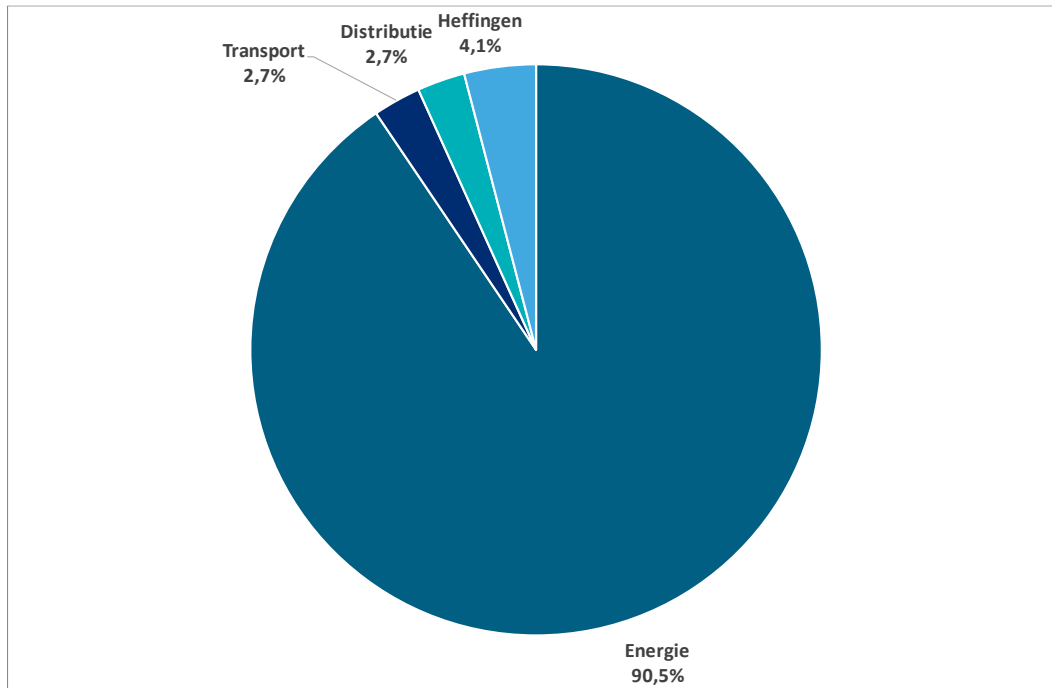
¹⁶ Dit werd ingevoerd door het koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering en controle op de aardgasmarkt.

Tot slot is er in Wallonië ook nog de aansluitingsvergoeding van 0,03 €/MWh voor een volume van meer dan 10 GWh/jaar.

3.2.3.5. Prijssamenstelling (T6)

De energiecomponent (90,5 % voor een T6-klant) is uiteraard ook de belangrijkste component van de totale prijs wat betreft het distributienet. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een gemiddelde T6-klant.

Grafiek 15: Prijssamenstelling van het aardgas voor een industriële T6-klant distributie in 2018 (prijs excl. btw)



3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet

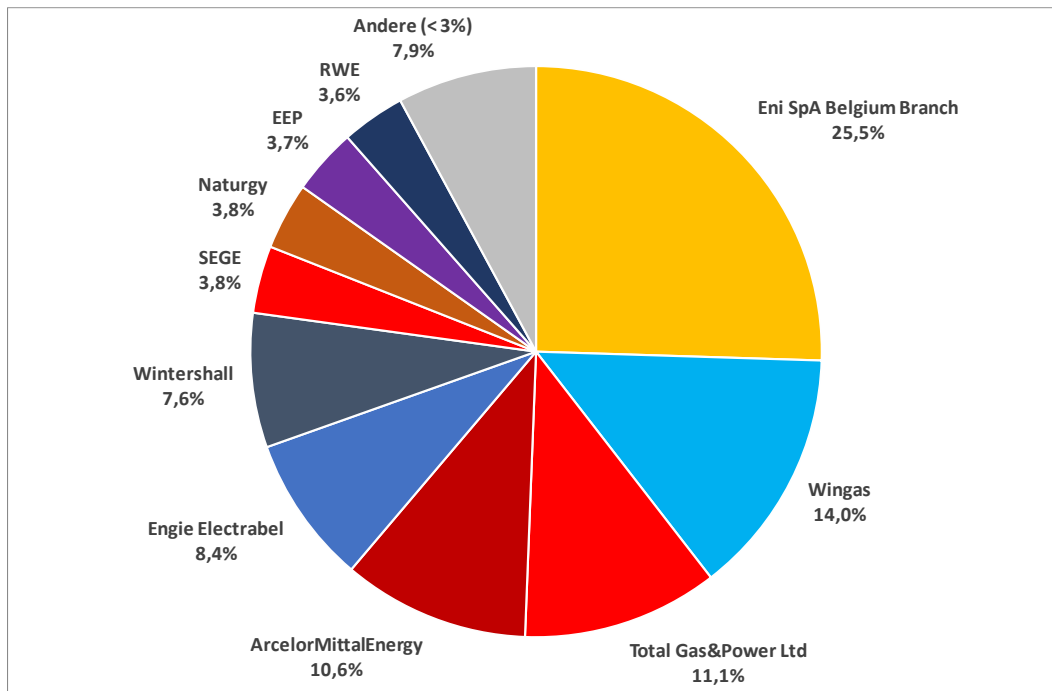
19 ondervraagde leveranciers hebben grote industriële klanten beleverd in 2018. Slechts 6 leveranciers hebben echter een marktaandeel dat groter is dan 5 %.

In deze studie wordt voortaan rekening gehouden met de indeling van afnemers door Fluxys Belgium. In hun rapportering hebben sommige leveranciers afnemers die Fluxys Belgium als elektriciteitscentrales had beschouwd, beschouwd als industriële afnemers. Om de coherentie van die gegevens met de gegevens die Fluxys Belgium en Synergrid hebben gepubliceerd te verzekeren, heeft de CREG beslist om dezelfde categorieën als Fluxys Belgium te gebruiken en de volumes van sommige sites op het vervoersnet opnieuw toe te wijzen. Een groot aantal industriële afnemers die over warmtekrachtkoppelingen beschikken worden door Fluxys Belgium immers ondergebracht in de categorie “electriciteitscentrales” en niet in de categorie “industriële afnemers”. Hieruit volgt een daling van het volume dat bij de industrie wordt ingedeeld en een stijging van het volume dat bij de elektriciteitscentrales wordt ingedeeld.

Het enige verschil met de gegevens van marktaandeelen in andere publicaties¹⁷ is dat het gaat om leveringsvolumes. De levering van de molecule en de *shipping* gebeuren niet altijd door dezelfde onderneming.

De hieronder voorgestelde marktaandeelen hebben betrekking op de levering op het vervoersnet van Fluxys Belgium voor de industriële klanten.

Grafiek 16: Marktaandeelen in 2018 op basis van het volume geleverd aan directe industriële vervoersklanten voor aardgas (net van Fluxys Belgium) met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (46 TWh)



De voornaamste spelers op deze markt zijn Eni SpA Belgium Branch, Wingas, Total Gas & Power Ltd, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel en Wintershall. Daar zijn ook energiefilialen bij van industriële producenten (ArcelorMittal, SEGE Air Liquide en Total). Ten opzichte van vorig jaar winnen Total Gas & Power Ltd, EEP en RWE marktaandeelen ten nadele van Eni SpA Belgium Branch en Engie Electrabel.

Binnen het volume van 46 TWh voor de industrie wordt in de subcategorieën van Fluxys Belgium een volume van 42,6 TWh in verband gebracht met het industrieel verbruik zelf en een volume van 3,4 TWh toegeschreven aan de warmtekrachtkoppeling¹⁸.

¹⁷ In het bijzonder ten opzichte van studie (F)1927 van 18 juli 2019 over de aardgaslevering aan grote industriële klanten in België <https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f1927>

¹⁸ Er is ook een volume warmtekrachtkoppeling dat Fluxys Belgium heeft toegewezen aan de categorie “elektriciteitscentrales”.

3.3.1. Energiecomponent (direct)

Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)

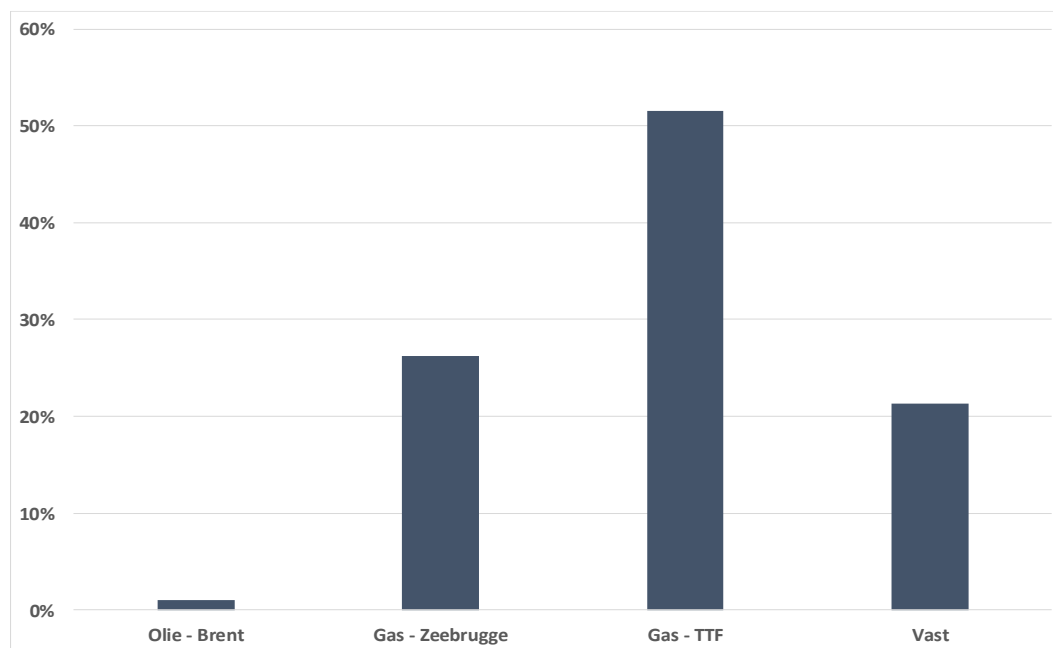
Wat de indexeringstypes betreft, heeft de CREG in 2018 berekend dat:

- 1 % van de klanten een contract heeft met een variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen¹⁹ (1 % in 2017 en 3 % in 2016);
- 78 % van de klanten een contract heeft met een variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen (91 % in 2017 en 84 % in 2016);
- 21 % van de klanten een contract heeft met een vaste prijs (8 % in 2017 en 13 % in 2016).

Deze verhoudingen evolueren elk jaar. Algemeen heeft de CREG sinds 2008 een stijging vastgesteld van het aantal contracten geïndexeerd op prijzen van aardolienoteringen (Zeebrugge, TTF) gecorreleerd met een vermindering, zelfs bijna het verdwijnen van contracten geïndexeerd op prijzen van aardolienoteringen (GOL, HFO of Brent). De hiernavolgende figuur toont het detail van de indexeringen voor 2018.

Figuur 17 geeft de noteringen weer die in industriële contracten worden opgenomen. In 51,5 % van de contracten op de Belgische markt wordt de Nederlandse notering TTF gebruikt. De Belgische notering Zeebrugge²⁰ wordt in 26,5 % van de contracten gebruikt. 21 % van de contracten hebben een vaste prijs en slechts 1 % van de contracten gebruikt een aardolienotering gebaseerd op de Brent.

Grafiek 17: Noteringen gebruikt in de contracten voor het vervoer van aardgas met geïndexeerde aanbiedingen voor de industriële vervoersklanten



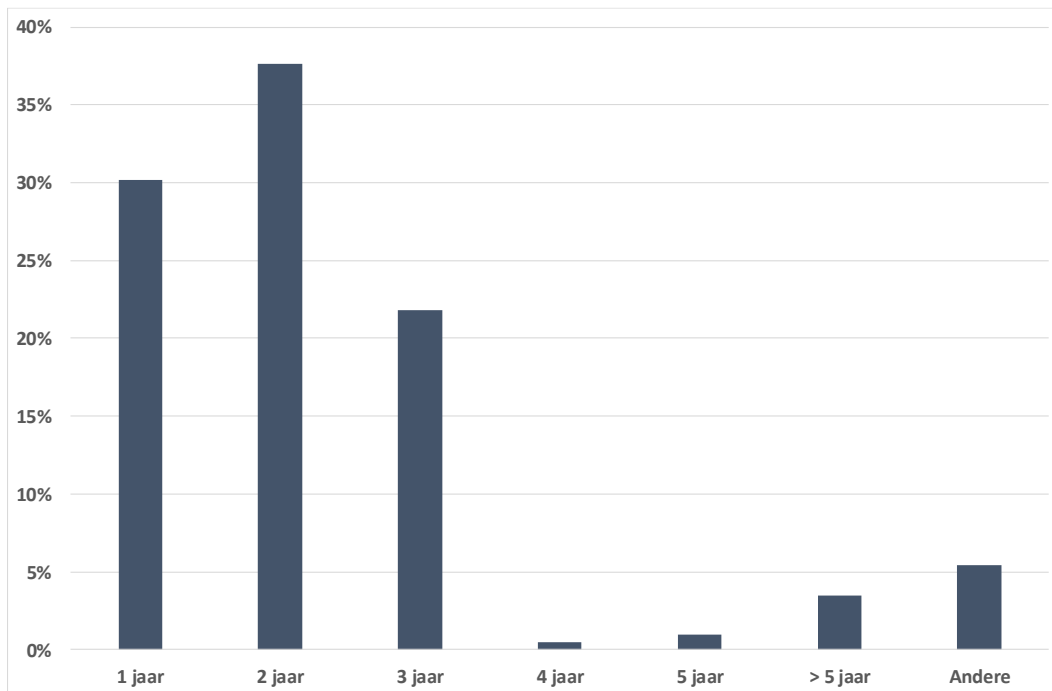
¹⁹ Rekening houdend met het volume (dus niet met het aantal klanten) vormt de aardolie-indexering 0,3 % van het totaal voor de rechtstreekse klanten in plaats van 1 %, de gasindexering vertegenwoordigt 80,5 % in plaats van 78 % en de vaste contracten vertegenwoordigen 19,2 % in plaats van 21 %. De grootste klanten hebben bijna allemaal gekozen voor een gasindexering

²⁰ Zeebrugge is de verzamelnaam voor o.a. ZEE, ZTP, ZBH, HUB,...

Looptijd van de contracten

In 2018 komen de leveringscontracten met een looptijd van twee jaar het meest voor : nl. 38 % van de gevallen, gevolgd door de contracten met een looptijd van één jaar, die 31 % van het totaal vertegenwoordigen. Een minderheid (4 %) van de contracten heeft een looptijd van 5 of meer jaren. Vijf leveranciers op de markt bieden dergelijke contracten aan hun industriële klanten aan. Het langste contract dat momenteel loopt heeft een looptijd van 14 jaar. De hiernavolgende figuur herneemt de contracten in functie van hun looptijd.

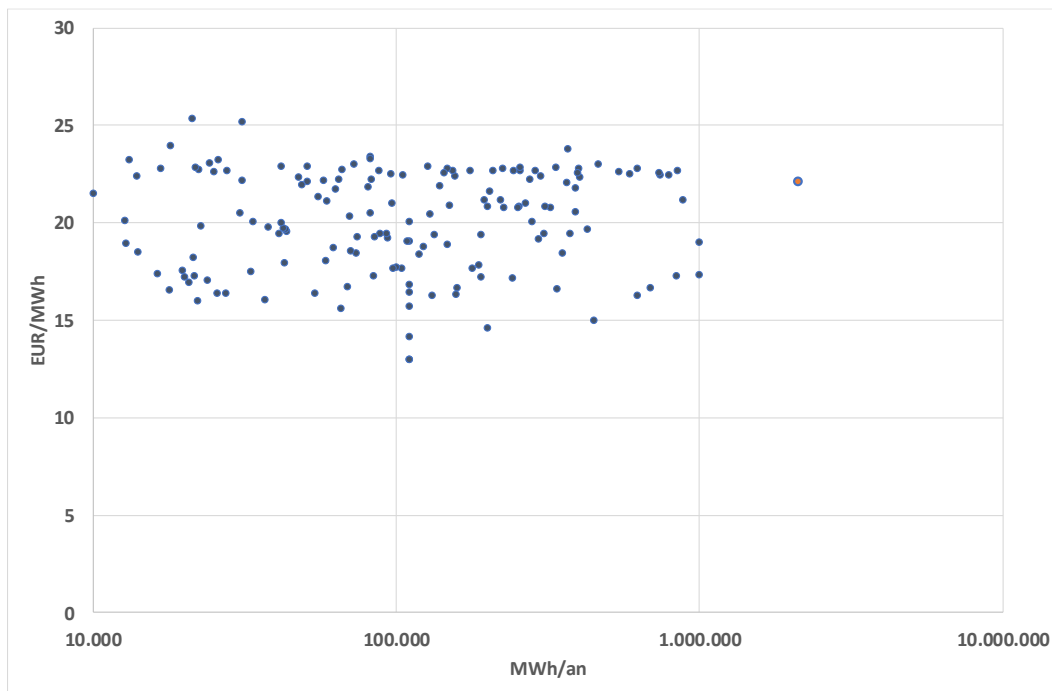
Grafiek 18: Verkoopcontracten aardgas aan industriële vervoersklanten bestudeerd in functie van hun looptijd (in jaren)



Prijsniveau

De energieprijzen die in 2018 aan industriële vervoersklanten werden gefactureerd, bedroegen gemiddeld 21,0 €/MWh en bevonden zich in een vork tussen 13,0 et 29,0 €/MWh. In deze groep is de correlatie tussen het verbruik en de bekomen prijs onbestaand. De industriële klanten die ten minste 1 TWh/jaar verbruikten, kregen zelfs een gemiddelde prijs die 1 € hoger lag dan het geheel van de andere industriële klanten. Om vertrouwelijkheidsredenen werden de industriële klanten die meer dan 1 TWh/jaar verbruikten, samengevoegd in één mediaan punt aan de rechterkant van de grafiek.

Grafiek 19: Spreiding van de energieprijzen (in €/MWh) en volumes (in MWh) van industriële vervoersklanten aardgas met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar in 2018 (semi-logaritmische schaal)



3.3.2. Vervoerscomponent (direct)

De vervoersprijs wordt apart gefactureerd voor directe klanten en bedraagt gemiddeld 0,5 €/MWh. Een klant met een relatief stabiel afnameprofiel tijdens het hele jaar betaalt minder dan een klant met een afnameprofiel dat sterk varieert.

3.3.3. Component toeslagen (direct)

De toeslagen voor directe klanten bedragen gemiddeld 0,6 €/MWh. Ze bestaan uit de energiebijdrage en de federale bijdrage.

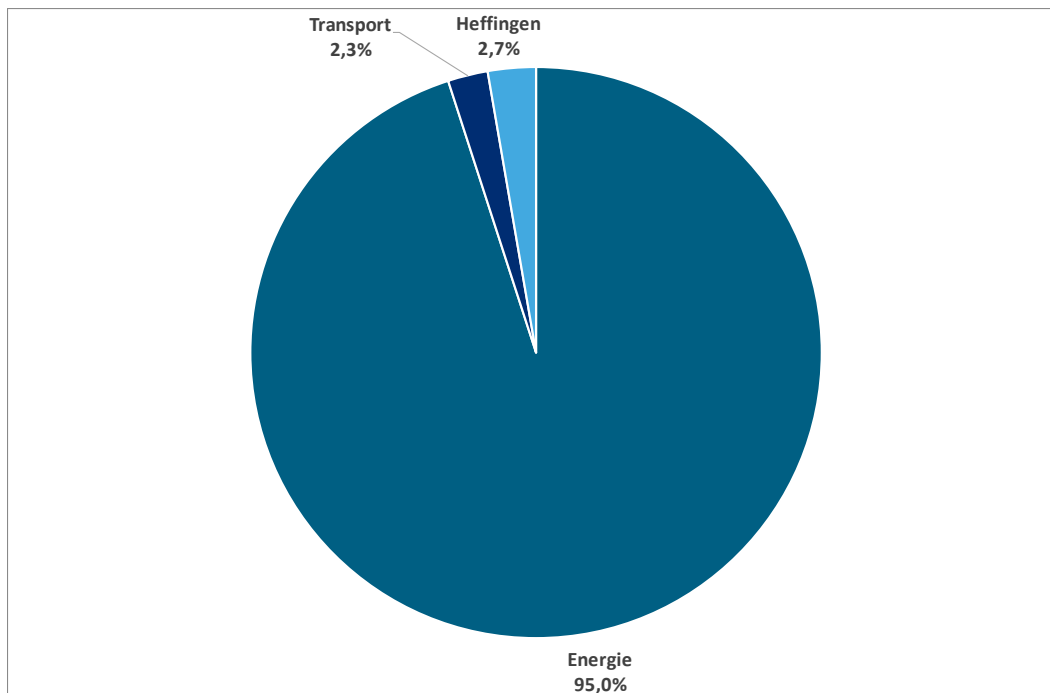
Gezien de gelijkenissen tussen dit punt en het T6-segment (industriële distributieklient) wordt de lezer verwezen naar punt 3.2.3.4 *supra* voor meer informatie over de toeslagen.

Omwille van het degressiviteitsprincipe betaalt een industriële afnemer (met een gemiddeld verbruik van 300 GWh/jaar) verhoudingsgewijs minder dan een industriële T6-afnemer (met een verbruik dat ongeveer tien keer kleiner is).

3.3.4. Prijsamenstelling (direct)

De energiecomponent (95 % voor een directe klant) is uiteraard ook de belangrijkste component van de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijsamenstelling excl. btw voor een directe klant met een doorsnee profiel.

Grafiek 20: Prijsamenstelling van het aardgas voor een directe vervoersklant in 2018 (prijs excl. btw)



3.4. Raming van de bruto leveringsmarges

Eerst en vooral moeten we verduidelijken dat we de bruto leveringsmarges bepalen door uitsluitend rekening te houden met de aankoop en verkoop van de molecule. Er wordt dus geen rekening gehouden met alle andere kosten van gasmaatschappijen, zoals administratie- en loonkosten.

3.4.1. Bruto verkoopmarge op de distributiekanten

3.4.1.1. Markt residentiële klanten en kmo's (T2)

Voor de residentiële markt (62 TWh) verschillen de marges sterk van leverancier tot leverancier, gaande van 0 €/MWh tot 10 €/MWh. In dit segment zijn de marges het hoogst, zelfs als er rekening wordt gehouden met de eventuele flexibiliteitskosten die aan deze residentiële afnemers worden aangerekend. De brutomarge voor deze klanten wordt als volgt berekend: verkoop – aankoop (commodity en flexibiliteit).

Over het geheel genomen en rekening houdend met een weging op basis van de volumes, bedraagt de gemiddelde bruto verkoopmarge voor de residentiële markt 5,8 €/MWh (27,5 – 21,7). Dat komt neer op 0,8 €/MWh meer dan in 2017.

We stellen vast dat de hoogste verkoopprijzen te vinden zijn bij leveranciers met de grootste marktaandeelen. Het prijsverschil tussen de duurste en de voordeligste leveranciers blijft nog steeds aanzienlijk in 2018. Het is dus nog altijd aan te raden om een weloverwogen keuze te maken en de aanbiedingen van de vele leveranciers op de markt te vergelijken.

3.4.1.2. Bruto verkoopmarge op de professionele markt (T4)

Op de markt van de T4-T5 bedrijven (met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar), varieert de bruto *commodity* marge van -1,5 tot 5,0 €/MWh tussen de leveranciers in 2018.

Over het geheel genomen en rekening houdend met een weging op basis van de volumes, bedraagt de gemiddelde marge voor de T4-T5 markt -0,4 €/MWh (21,3 – 21,7), een daling van 2,8 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar.

Het volume van dit segment is 11 TWh.

3.4.1.3. Bruto marge op de industriële markt (T6)

Op de markt van de grote industriële T6-klienten (met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar), varieert de bruto *commodity* marge van -2,8 tot 1,2 €/MWh tussen de leveranciers.

De *commodity* marges bedragen gemiddeld -0,8 €/MWh op dit industriële segment. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt 20,1 €/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs voor deze klienten 20,9 €/MWh bedraagt. De gemiddelde prijsverschillen tussen de leveranciers zijn kleiner dan op andere segmenten. Het volume van dit segment bedraagt 20 TW.

In 2018 waren de gemiddelde bruto *commodity* verkoopmarges (inclusief flexibiliteitskosten) voor distributie:

- 5,8 €/MWh voor levering aan residentiële klienten en kmo's;
- - 0,4 €/MWh voor levering aan professionele klienten tussen 1 en 10 GWh/jaar;
- - 0,8 €/MWh voor levering aan grote industriële klienten (meer dan 10 GWh/jaar).

De marges daalden in alle klantensegmenten en zijn voor bepaalde segmenten zelfs negatief²¹.

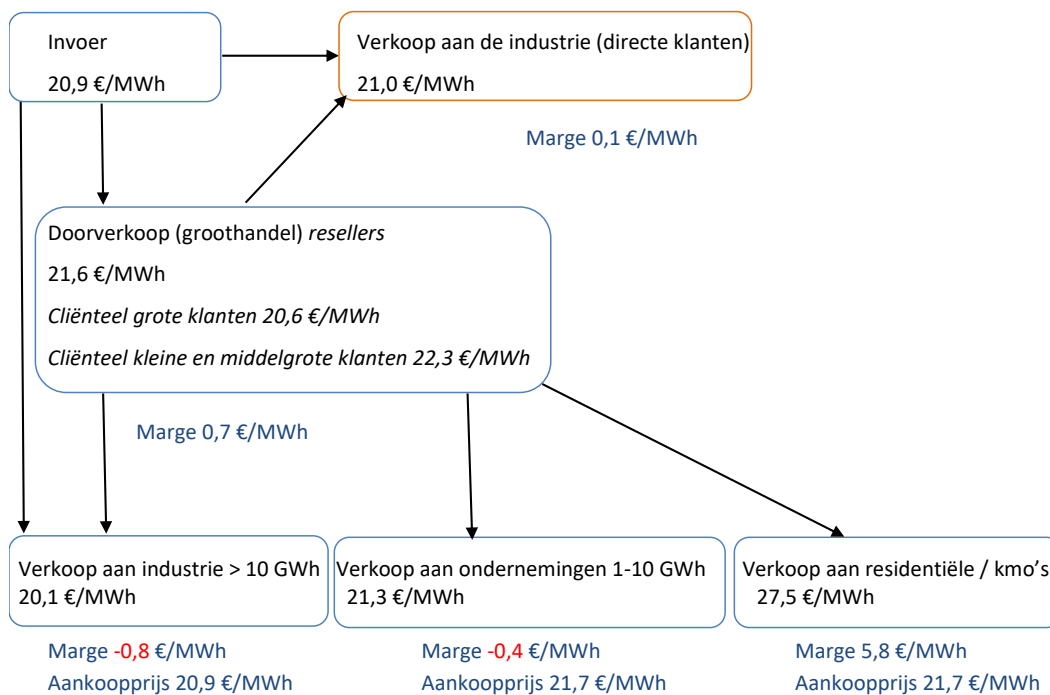
3.4.2. **Bruto verkoopmarge op de vervoersklienten**

Op de markt van de directe klienten van Fluxys Belgium schommelde de bruto *commodity*marge eveneens van leverancier tot leverancier, maar minder sterk.

De *commodity* marges bedragen gemiddeld 0,1 €/MWh op de industriële vervoersklienten in 2018. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt 21,0 €/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs 20,9 €/MWh bedraagt.

²¹ De negatieve brutomarges in distributie zijn vastgesteld in marktsegmenten met een volume groter dan 1 GWh/jaar. De belangrijkste distributiemarkt blijft echter de markt van residentiële klienten en kmo's (2/3 van het volume) waar grotendeels positieve gemiddelde brutomarges worden vastgesteld.

Grafiek 21: Algemene flowchart (overzicht) van de gemiddelde prijzen en de gemiddelde brutomarges voor doorverkoop (groothandel) en levering voor de volledige markt in 2018

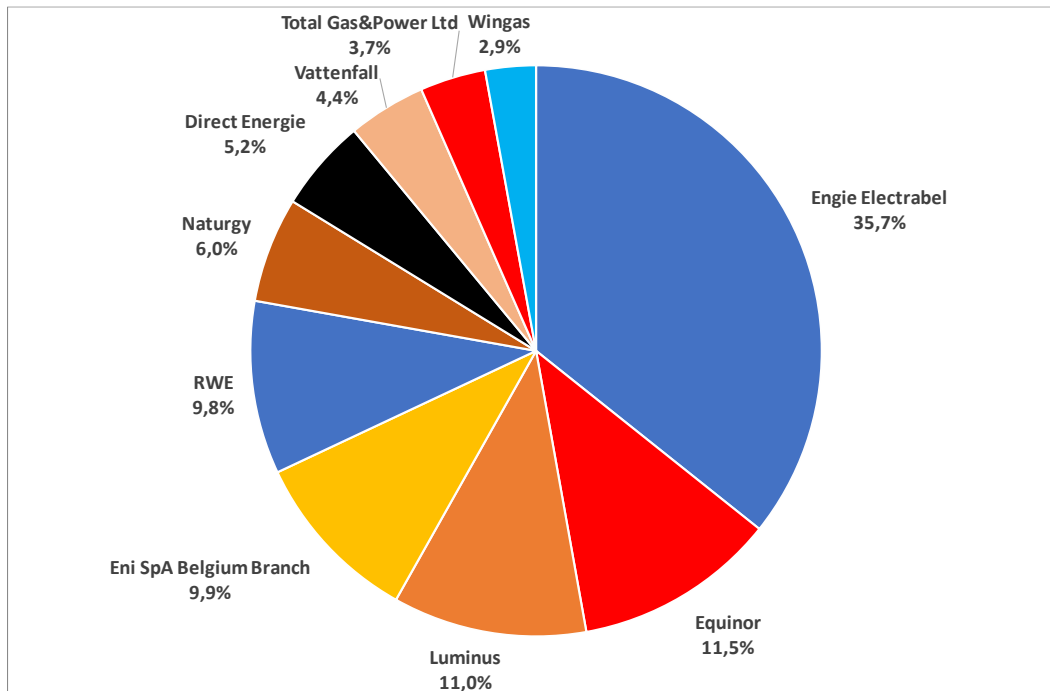


4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES

De levering van aardgas aan elektriciteitscentrales bedroeg 48 TWh in 2018. Op het in te vullen formulier werd een deel van de volumes van de industrie inclusief WKK, door Fluxys Belgium toegewezen aan de categorie “electriciteitscentrales”, door de leveranciers opgenomen in de categorie “Industrie”. Hierdoor moesten volumes opnieuw toegewezen worden volgens de methodologie toegepast door Fluxys Belgium.

Een deel van het volume verbruikt door elektriciteitscentrales komt voort uit langetermijncontracten die met name gebaseerd zijn op steenkoolprijzen (die zijn afgelopen in september 2018), maar een gedeelte wordt aangekocht op de spotmarkt, meestal door een maatschappij van de groep waartoe de elektriciteitscentrale behoort.

Grafiek 22: Marktaandelen in 2018 op basis van het aardgasvolume geleverd aan de categorie “elektriciteitscentrales” (48 TWh) – perspectief *shipper*



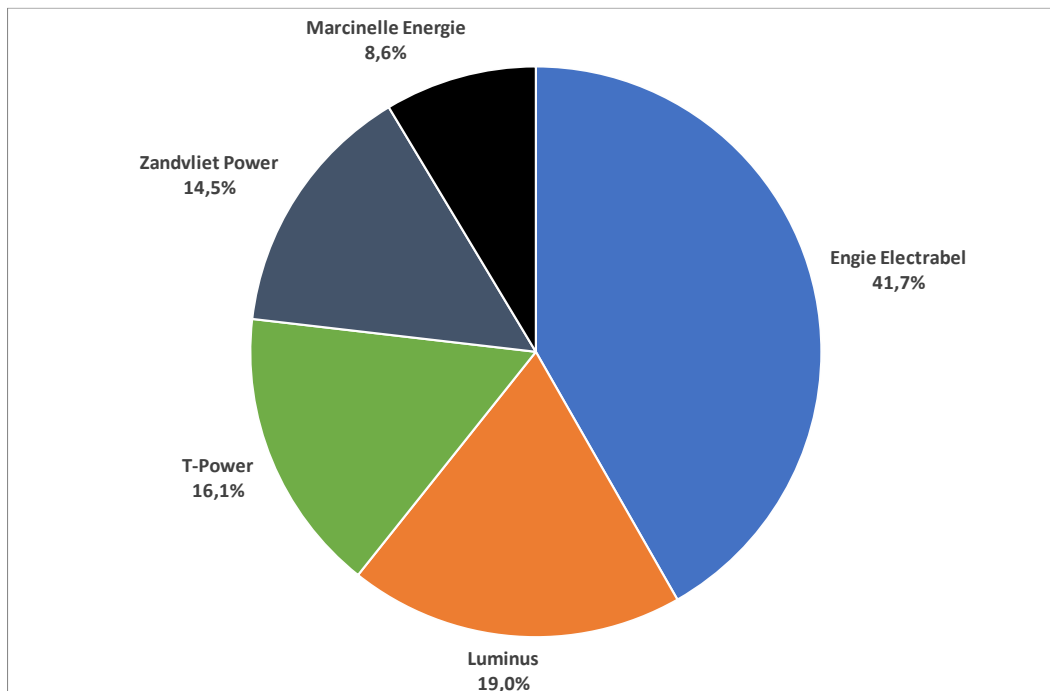
De categorie « elektriciteitscentrales » wordt onderverdeeld in drie subcategorieën :

- elektriciteitscentrales als dusdanig voor 29 TWh;
- warmtekrachtkoppelingen voor 13 TWh;
- industrie voor 6 TWh.

De belangrijkste ondernemingen op deze markt zijn Engie, Equinor, Luminus, Eni Spa Belgium Branch en RWE.

Als men zich beperkt tot de elektriciteitscentrales als dusdanig komt men op de marktaandelen zoals voorgesteld in de hiernavolgende grafiek 23. Deze grafiek gaat uit van het standpunt van de uitbater van de centrale (die niet noodzakelijk de aardgasleverancier is).

Grafiek 23: Marktaandelen in 2018 op basis van het aardgasvolume geleverd aan elektriciteitscentrales als dusdanig (29 TWh) – perspectief uitbater elektrische centrale



De gemiddelde gewogen gasprijs gefactureerd aan de categorie “electriciteitscentrales” bedraagt 20,3 €/MWh in 2018, een stijging van 3,4 €/MWh ten opzichte van 2017. Deze prijs ligt lager dan de prijs gefactureerd aan de industriële klanten (21,0 €/MWh) op het vervoersnet. Het verschil is desalniettemin kleiner dan in de voorgaande jaren ten gevolge van de sterke daling van volumes van historische contracten geïndexeerd op steenkool. Deze contracten zijn bovendien eind september 2018 afgelopen.

5. CONCLUSIES

5.1. Op het vlak van marktaandelen

Op de Belgische aardgasmarkt heerst een sterke concurrentie. Het aantal ondernemingen die een federale en/of regionale leveringsvergunning bezitten en effectief aardgas hebben geleverd in België bedraagt 38.

Op het vlak van invoer (187 TWh) en doorverkoop (113 TWh) vertegenwoordigen Eni SpA en Engie ongeveer 40% van de invoer en bijna 80 % van de doorverkoop in 2018. Het doorverkoopsegment bestaat hoofdzakelijk uit Eni SpA (Italië), die voornamelijk verkoopt aan zijn filiaal Eni SpA Belgian Branch enerzijds, en uit Engie (Frankrijk), die verkoopt aan zijn dochteronderneming Engie Electrabel anderzijds.

De levering aan klanten op het distributienet wordt gedomineerd door Engie Electrabel (met een marktaandeel van ongeveer 40 %) gevolgd door Luminus (met een marktaandeel van ongeveer 15 %). De marktaandelen van de historische leveranciers nemen in 2018 relatief weinig af op dit segment:

- Op de markt van residentiële klanten en kmo's met een verbruik van minder dan 1 GWh/jaar (62 TWh) vertegenwoordigt het marktaandeel van de grootste leverancier

Engie Electrabel ongeveer 40 % van de verkoop qua volumes. Luminus heeft iets minder dan 20 % van deze markt in handen. Daarna volgen Eneco en Lampiris (Total groep) met elk een marktaandeel van iets meer dan 10 %.

- Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar (11 TWh) bedraagt het marktaandeel van Engie Electrabel ook ongeveer 40 %. Daarna volgen Luminus en Eneco met elk een marktaandeel van ongeveer 10 %.
- Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het distributienet (20 TWh) bezit Engie Electrabel ongeveer 40 % van de markt, gevolgd door Eni SpA Belgium Branch met ongeveer 20 % en Wingas met bijna 15 %).

De levering aan industriële klanten op het vervoersnet²² wordt gedomineerd door Eni SpA Belgium Branch (met een marktaandeel van ongeveer 25 %). Het marktaandeel van de belangrijkste concurrenten (Wingas, Total, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel) situeert zich tussen 10 en 15%. Op dit marktsegment zorgen grote industriële groepen (Total, ArcelorMittal en Air Liquide) zelf voor de levering van het aardgas voor hun eigen activiteiten (raffinage, metaalindustrie, chemie).

De CREG heeft, voor het derde opeenvolgende jaar, de methodologie van Fluxys Belgium gevolgd voor de indeling van de afnemers en de toewijzing van volumes aan de categorie "Industrie" enerzijds en de categorie "Elektriciteitscentrales" anderzijds.

Voor de aardgaslevering aan de categorie "elektriciteitscentrales" (48 TWh) is 29 TWh afkomstig van elektriciteitscentrales als dusdanig en 19 TWh van industriële sites, onder andere met WKK. De leveringen aan elektriciteitscentrales worden voornamelijk verzekerd door Engie Electrabel met een marktaandeel van 35 %. Daarna volgen Equinor, Luminus, Eni Spa Belgium Branch en RWE met elk een marktaandeel van ongeveer 10 %. Het jaar 2018 werd gekenmerkt door het einde van de op steenkool geïndexeerde contracten voor de levering aan elektriciteitscentrales.

5.2. Op het vlak van prijzen (enkel *commodity*)

Het prijsniveau is de moleculeprijs, ook « *commodity* » prijs genoemd. De prijs van de andere componenten wordt niet geanalyseerd in de conclusies maar wordt evenwel aangekaart in het derde hoofdstuk.

De invoerprijzen op de Belgische aardgasmarkt werden bepaald door de langetermijnaankopen voor ongeveer 60 % van de volumes in 2018, een niveau dat in vergelijking met het jaar 2017 gedaald is. De aankopen op korte termijn op de beurzen zijn goed voor het resterende deel.

In de langetermijnaankopen wordt het gebruik van aardolienoteringen anekdotisch met een aandeel van slechts 1,4 %. De aardgasnoteringen zijn duidelijk de referentie geworden in deze langetermijncontracten. De gemiddelde invoerprijs op lange termijn over de periode bedroeg 20,7 €/MWh. De gemiddelde aankoopprijs op de beurzen bedroeg 21,2 €/MWh. De gemiddelde gewogen invoerprijs bedroeg 20,9 €/MWh in 2018 (ten opzichte van 17,8 €/MWh in 2017). In 2018 waren de aankooprijzen op de beurzen een beetje duurder dan de prijzen van de langetermijncontracten doordat bepaalde leveranciers *forward* noteringen met een looptijd van meer dan één maand zijn gaan gebruiken.

De doorverkooprijzen aan leveranciers (groothandel) bedroegen gemiddeld 21,6 €/MWh in 2018, inclusief flexibilitetskosten. De doorverkooprijzen met het oog op levering aan industriële klanten (20,6 €/MWh) waren 1,7 €/MWh lager dan die met het oog op levering aan residentiële klanten en

²² Zie ook de studie over de aardgaslevering aan grote industriële klanten in België in 2018 <https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f1927>

kmo's (22,3 €/MWh). Wat de distributie betreft (residentiële klanten en kmo's), zijn de doorverkooprijzen in eenzelfde groep (22,4 €/MWh) 0,7 €/MWh hoger dan de doorverkooprijzen tussen onderneming zonder onderling verband (21,7 €/MWh).

De gemiddelde doorverkoopmarge bedraagt 0,7 €/MWh voor alle ondernemingen en alle categorieën en de gemiddelde invoerprijs 20,9 €/MWh.

Op de residentiële markt (< 1 GWh/jaar), bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen van de leveranciers 27,5 €/MWh in 2018, een stijging van 1,5 €/MWh ten opzichte van 2017. In 2018 bedraagt de gemiddelde aankoopprijs op deze markt 21,7 €/MWh en de gemiddelde bruto verkoopmarge 5,8 €/MWh (flexibiliteitskosten inbegrepen), hetzij een margeniveau van 1,5 €/MWh lager dan in 2017. De brutomarges lagen tussen 0 en 10 €/MWh afhankelijk van leverancier tot leverancier. Deze daling van de brutomarges is voornamelijk te wijten aan de impact van de producten met vaste prijs op een markt met stijgende gasnoteringen in 2018. De offertes met vaste prijs betreffen meer dan zes residentiële contracten op tien in 2018. Het jaar 2018 is het derde jaar waarin de aparte facturatie van energie en vervoer verplicht werd voor klanten met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar. De CREG beveelt deze maatregel echter ook aan voor een verbruik dat boven deze drempel ligt, wat zou moeten leiden tot een grotere prijzentransparantie op de markt.

Op de markt van de bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 21,3 €/MWh in 2018 ten opzichte van gemiddeld 20,8 €/MWh in 2017. Aangezien de gemiddelde aankoopprijs op deze markt ook 21,7 €/MWh bedroeg, is de gemiddelde brutomarge negatief voor een bedrag van 0,4 €/MWh, een daling van 2,8 €/MWh ten opzichte van 2017.

Op de markt van bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het distributienet bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 20,1 €/MWh in 2018 – met prijsverschillen tussen 14 en 29 €/MWh – ten opzichte van gemiddeld 17,6 €/MWh in 2017. De formules met gasindexeringen vertegenwoordigen ongeveer 80 % van de contracten. De gemiddelde brutomarges op dit industriële distributiesegment waren negatief voor een bedrag van 0,8 €/MWh in 2018, tegenover en positief gemiddelde voor een bedrag van 0,5 €/MWh in 2017. De gemiddelde aankoopprijs bedroeg gemiddeld 20,9 €/MWh voor de leveranciers actief op deze markt.

Op de markt van de bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het **vervoersnet** bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 21,0 €/MWh in 2018 – met prijsverschillen tussen 13 en 29 €/MWh – ten opzichte van gemiddeld 17,5 €/MWh in 2017. De formules met gasnoteringen vertegenwoordigen 80 % van de contracten op deze markt. De gemiddelde brutomarges op dit segment waren 0,1 €/MWh in 2018, terwijl de aankoopprijs gemiddeld 20,9 €/MWh bedroeg voor de leveranciers actief op dit marktsegment.

Tenslotte bedroegen de gemiddelde prijzen op de markt voor levering aan elektriciteitscentrales 20,3 €/MWh in 2018, een stijging van 3,4 €/MWh ten opzichte van 2017.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE

Spelers op de aardgasmarkt per segment

	DNB-net			Fluxys-net		Reseller
	T1-T3	T4-T5	T6	Directe klanten	Elektrische centrales	
Antargaz	x	x	x			
ArcelorMittal Energy				x		
Axpo			x	x		
Belgian Eco Energy (BEE)	x					
Comfort Energy	x					
Coretec	x	x				x
Direct Energie	x				x	
Ebem	x					
Elegant	x					
Elexys	x	x				
Elindus	x	x				
Eneco	x	x	x			
Engie						x
Engie Electrabel	x	x	x	x	x	x
ENI SpA Belgium Branch		x	x	x	x	x
Enovos	x	x	x	x		
Equinor				x	x	x
Essent Belgium	x	x				
European Energy Pooling (EEP)				x		x
Getec		x				
Lampiris (Total)	x	x	x			
Luminus	x	x	x	x	x	x
Mega (Power Online)	x	x				
Natgas			x	x		x
Naturgy	x	x	x	x	x	x
Octa+	x	x				
Powerhouse			x	x		
RWE ST				x	x	x
Scholt	x	x	x			
SEGE (Air Liquide)				x		
Total Gas & Power Ltd				x	x	x
Uniper				x		
Vattenfall				x	x	
VEB	x	x	x			x
Watz	x					
Wingas	x	x	x	x	x	x
Wintershall				x		x
Zeno (Energy2Business)	x					