

Studie

(F)1781
28 juni 2018

Studie over de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2017

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	11
3. LEVERING.....	11
3.1. De verschillende spelers op de leveringsmarkt.....	11
3.2. Verkoop aan eindklanten distributie.....	12
3.2.1. Verkoop aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)	13
3.2.2. Verkoop aan bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4 en T5).....	17
3.2.3. Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh/jaar (T6).....	20
3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet	24
3.3.1. Energiecomponent (direct)	26
3.3.2. Vervoerscomponent (direct)	28
3.3.3. Component toeslagen (direct)	28
3.3.4. Prijssamenstelling (direct).....	29
3.4. Raming van de bruto leveringsmarges.....	29
3.4.1. Bruto verkoopmarge op de distributiekanten.....	29
3.4.2. Bruto verkoopmarge op de vervoersklanten	30
4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES.....	32
5. CONCLUSIES.....	35
5.1. Op het vlak van marktaandelen	35
5.2. Op het vlak van prijzen (commodity)	36
BIJLAGE 1	38

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 2017.

De Belgische aardgasmarkt staat erg open voor concurrentie en telde 41 actieve ondernemingen in 2017, een cijfer dat quasi onveranderd is gebleven ten opzichte van het voorgaande jaar. De marktaandeelen van de belangrijkste leveranciers (Eni SpA Belgium Branch, Engie Electrabel en EDF Luminus) nemen afhankelijk van het segment licht of sterk 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 1678 over het jaar 2016, is deze studie gebaseerd op gegevens verzameld bij de aardgasleveranciers, maar ook op gegevens verkregen van de beheerder van het vervoersnet, Fluxys. Er werd bijzondere aandacht besteed aan de coherentie tussen de gegevens van Fluxys 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 2016 voor. Dit is de vijfde openbare studie over de aardgasmarkt na 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 en 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 28 juni 2018.

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.

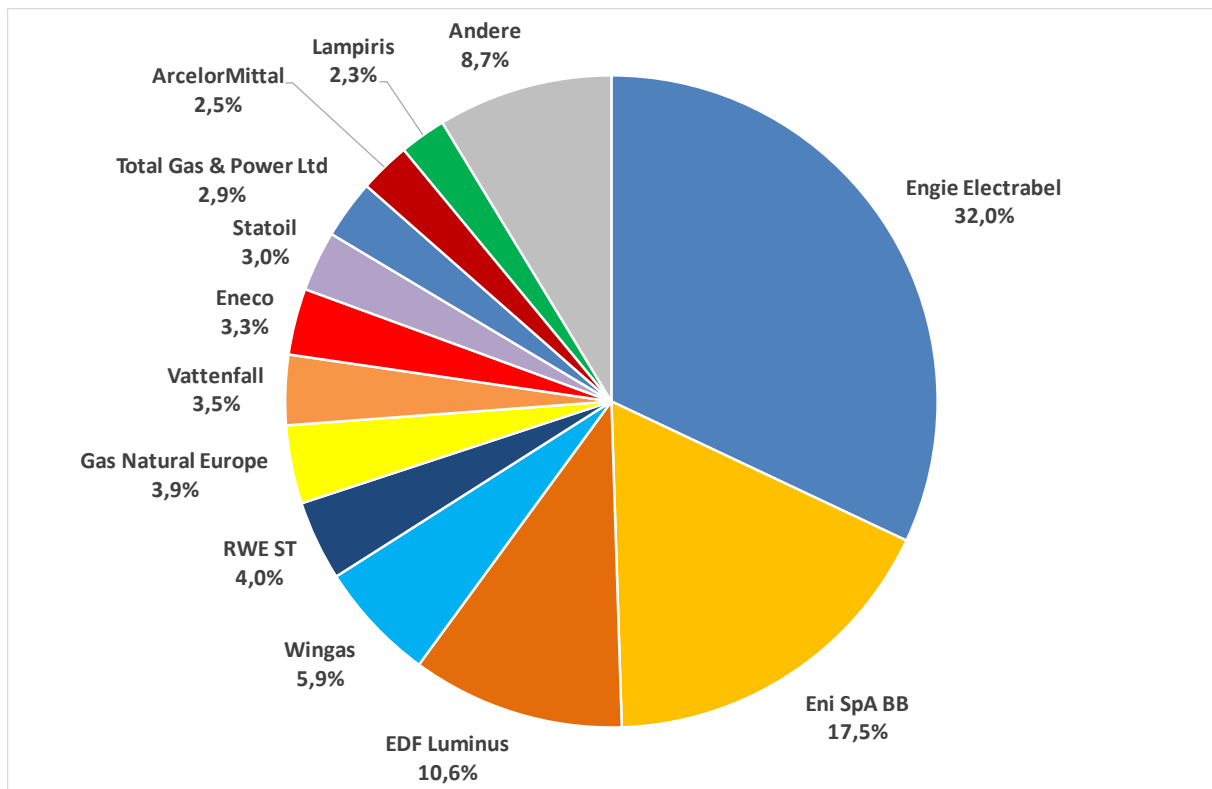
In 2017 blijven Eni SpA, Engie en EDF Luminus de belangrijkste spelers op de invoermarkt. In 2017 verzekerden de gasbedrijven hun bevoorrading hoofdzakelijk via langetermijncontracten met buitenlandse producenten (gemiddeld 66% van het volume) en gedeeltelijk via aankopen op de beurzen (gemiddeld 34% van het volume). De respectieve aandelen van aankopen op lange termijn en op de beurzen blijven al verschillende jaren relatief stabiel. Als enige opmerkelijke evolutie wordt vastgesteld dat er steeds meer rekening wordt gehouden met de gasindexeringen in de langetermijncontracten.

Bepaalde gasondernemingen die vooral actief zijn op de distributienetten, kopen al hun aardgas, of een gedeelte ervan, bij andere gasondernemingen actief op de Belgische markt (resellers contracten die voornamelijk dienen om de klanten op het distributienet te bevoorraden, zie hoofdstuk 2). 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.

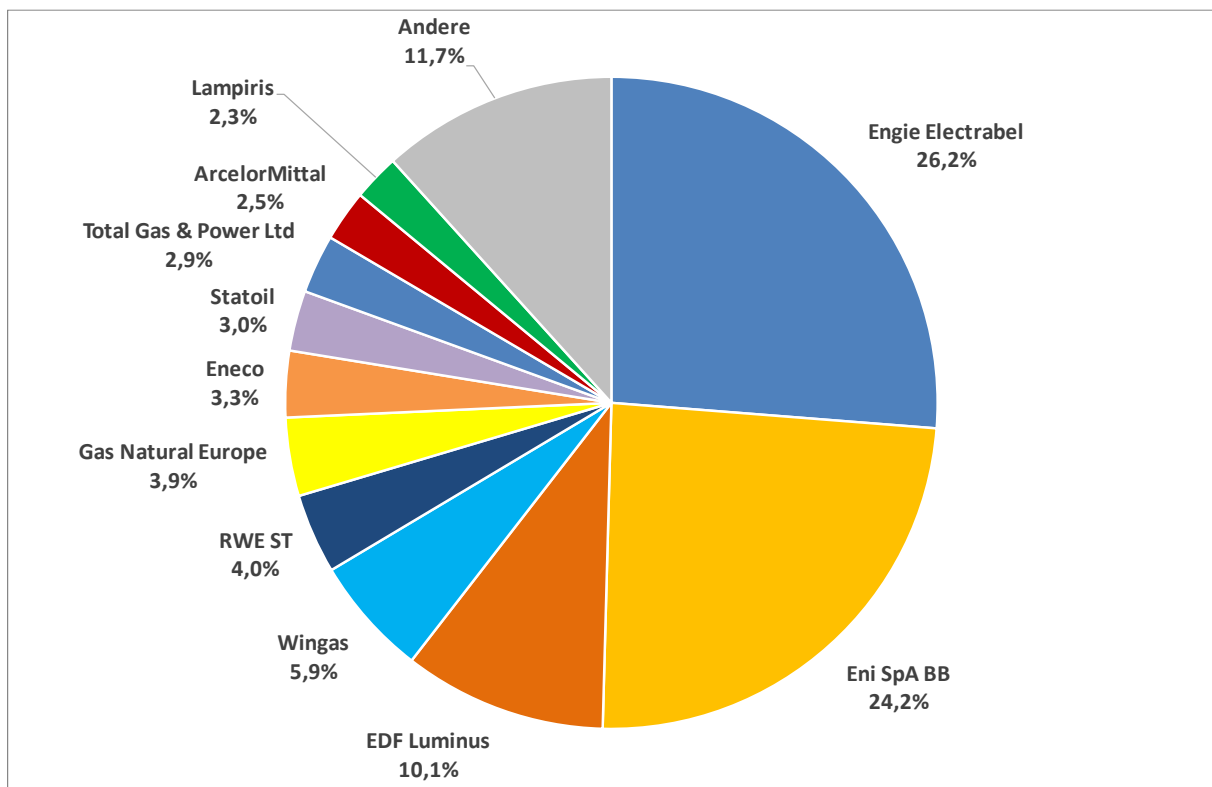
De hiernavolgende grafieken tonen het relatieve aandeel van de verschillende shippers in de bevoorrading van de Belgische markt, enerzijds op basis van het vervoerde volume (bron: Fluxys) en anderzijds op basis van de voornoemde methodologie. Het vervoerde volume is gelijk aan het geleverde volume en bedraagt 182 TWh in 2017.

Grafiek 1: Marktaandelen in 2017 op basis van het vervoerde aardgasvolume op de Belgische markt (182 TWh)



De marktaandelen van de twee belangrijkste spelers (Eni SpA Belgium Branch en Engie Electrabel) zijn samen goed voor 50 % van de markt in 2017, hetzij 7% minder dan in 2016. De gegevens in grafiek 1 zijn afkomstig van de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium.

Grafiek 2: Marktaandelen in 2017 op basis van het geleverde aardgasvolume op de Belgische markt (182 TWh)



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 moleculaire aardgas, terwijl een andere onderneming instaat voor de *shipping* via het vervoersnet. De wisseling tussen de eerste en tweede plaats is toe te schrijven aan het feit dat Engie de *shipping* van een gedeelte van het gas verzorgt, terwijl de situatie voor Eni SpA Belgium Branch net omgekeerd is.

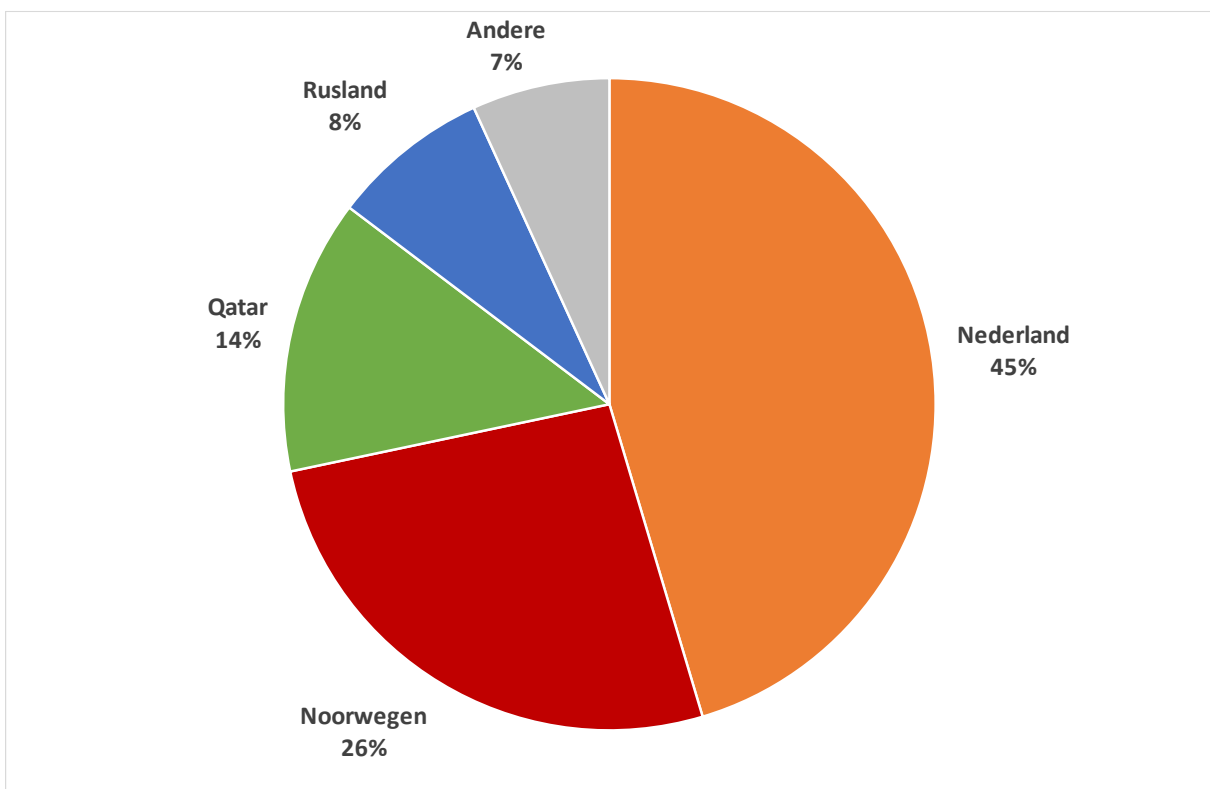
We wijzen erop dat de gegevens van deze twee grafieken uitsluitend rekening houden met het volume dat via het vervoersnet van Fluxys Belgium is vervoerd.

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 2017 (121 TWh)



De bevoorradingen komen voornamelijk uit Nederland en Noorwegen, gevolgd door Qatar (LNG) en Rusland. 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 2/3 (121 TWh) van de behoeften aan aardgas op de Belgische markt (182 TWh) in 2017. 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 steeds meer geïndexeerd op gasnoteringen en dus steeds minder op aardolienoteringen. Er zijn hoofdzakelijk drie types indexeringen: 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 overgebleven contracten met een aardolie-indexering zijn contracten gebaseerd op een gemengde indexering, enerzijds samengesteld uit een aardolie-indexering en anderzijds meestal een gasindexering.

Aardolie-indexering

In 2017 kan 7 % van het totale volume beschouwd worden als geïndexeerd op basis van aardolie (Brent, extra zware stookolie en gasoil).

Gasindexering

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

Steenkoolindexering

Tot slot is 11 % van de langetermijncontracten in België in 2017 gebaseerd op steenkool. Slechts twee leveranciers hebben langetermijncontracten geïndexeerd op steenkool, ook al is het in beschouwing genomen volume hoger dan dat van de langetermijncontracten geïndexeerd op aardolie. De prijs wordt als betrouwbaar beschouwd. Het gaat voornamelijk om contracten die oorspronkelijk werden gesloten met het oog op de bevoorrading van sommige elektriciteitscentrales.

Indexering op lange termijn exclusief steenkool

Aangezien de prijs van de contracten met een steenkoolindexering specifiek is voor het segment van de elektriciteitscentrales en aangezien die prijs bovendien betrouwbaar is, wordt daarmee geen rekening gehouden om in het kader van deze studie een benchmark vast te stellen. De gewogen gemiddelde aankoopprijs voor alle categorieën samen, exclusief de steenkoolindexering, van de invoer op lange termijn in België was gemiddeld **17,7 €/MWh** in 2017.

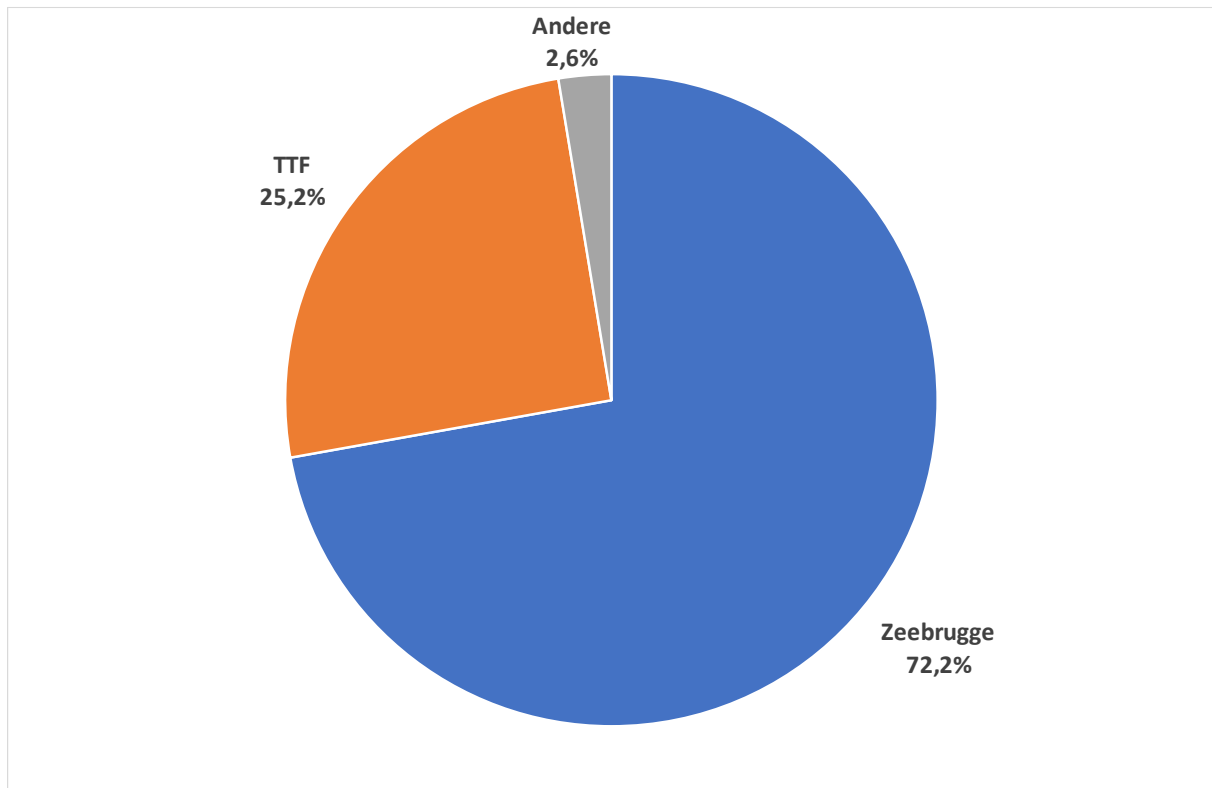
1.2.2. Beurzen

In 2017 dekten de aankopen op de beurzen 1/3 (61 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 **18,1 €/MWh** in 2017. 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.

72 % van de volumes in kwestie wordt aangekocht via een Zeebrugge-notering, 25 % via een TTF-notering (Nederland) en 3 % op andere beurzen (zie onderstaande grafiek). 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 2017 (61 TWh)



1.2.3. Gemiddelde gewogen invoerprijzen

Tenslotte bedroegen de gemiddelde gewogen invoerprijzen (LT gewogen voor 66 % van de volumes aan 17,7 €/MWh en KT gewogen voor 34 % van de volumes aan 18,1 €/MWh) gemiddeld **17,8 €/MWh** in 2017.

Deze gemiddelde prijs voor 2017 ligt bijna 2,9 €/MWh hoger dan in 2016 (14,9 €/MWh), d.i. een stijging van bijna 19 %.

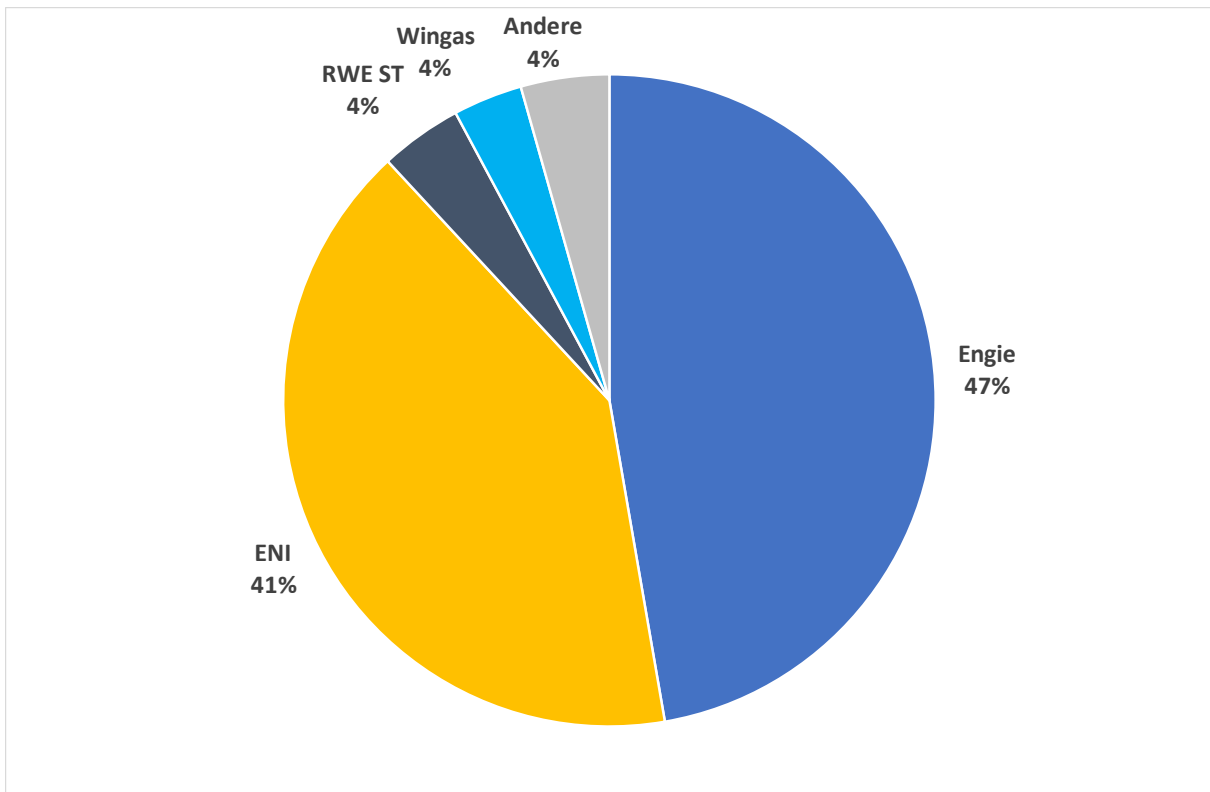
2. DOORVERKOOP

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 (105 TWh) in 2017



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 18,0 €/MWh in 2017. Een gedeelte van het in dit kader geleverde volume is bestemd voor levering aan vervoersklanten (17,1 €/MWh). Het andere gedeelte is bestemd voor de doorverkoop aan distributiekanten (18,9 €/MWh).

Resellers contracten tussen ondernemingen zonder specifieke band

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was gemiddeld 18,3 €/MWh in 2017. 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 17,1 €/MWh in 2017. 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 18,9 €/MWh in 2017. Het gaat hier voornamelijk om intragroepsverkoop (18,9 €/MWh) en bijkomende verkoop buiten de groep (18,3 €/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 volume verkocht aan de tussenpersoon bestemd is voor residentiële of professionele klanten.

Gemiddelde resellers contracten

De doorverkoopcontracten binnen de groep vertegenwoordigen 95% van het totale volume van de doorverkoopcontracten. De gemiddelde gewogen prijs voor doorverkoop bedraagt op die manier **18,0 €/MWh**. Deze prijs moet worden vergeleken met de gemiddelde invoerprijs van 17,8 €/MWh.

2.3. Raming van de bruto resellers marge

Het verschil tussen de gemiddelde doorverkooprijzen en de gemiddelde invoerprijzen is gemiddeld 0,2 €/MWh (18,0 – 17,8) in 2017. Ten opzichte van 2016 is de delta, die toen nog 2 €/MWh bedroeg, fors gedaald. 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. *Ceteris paribus* heeft deze methodologie een stijging van het volume van de elektriciteitscentrales en een daling van het volume van de industrie tot gevolg¹.

¹ Dit komt doordat Fluxys een aantal industriële sites met warmtekrachtkoppelingseenheid onderbrengt in de categorie "electriciteitscentrales". In de voorgaande studies tot en met het jaar 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 voor de allocatie van volumes aan de industrie enerzijds en aan de elektrische centrales anderzijds.

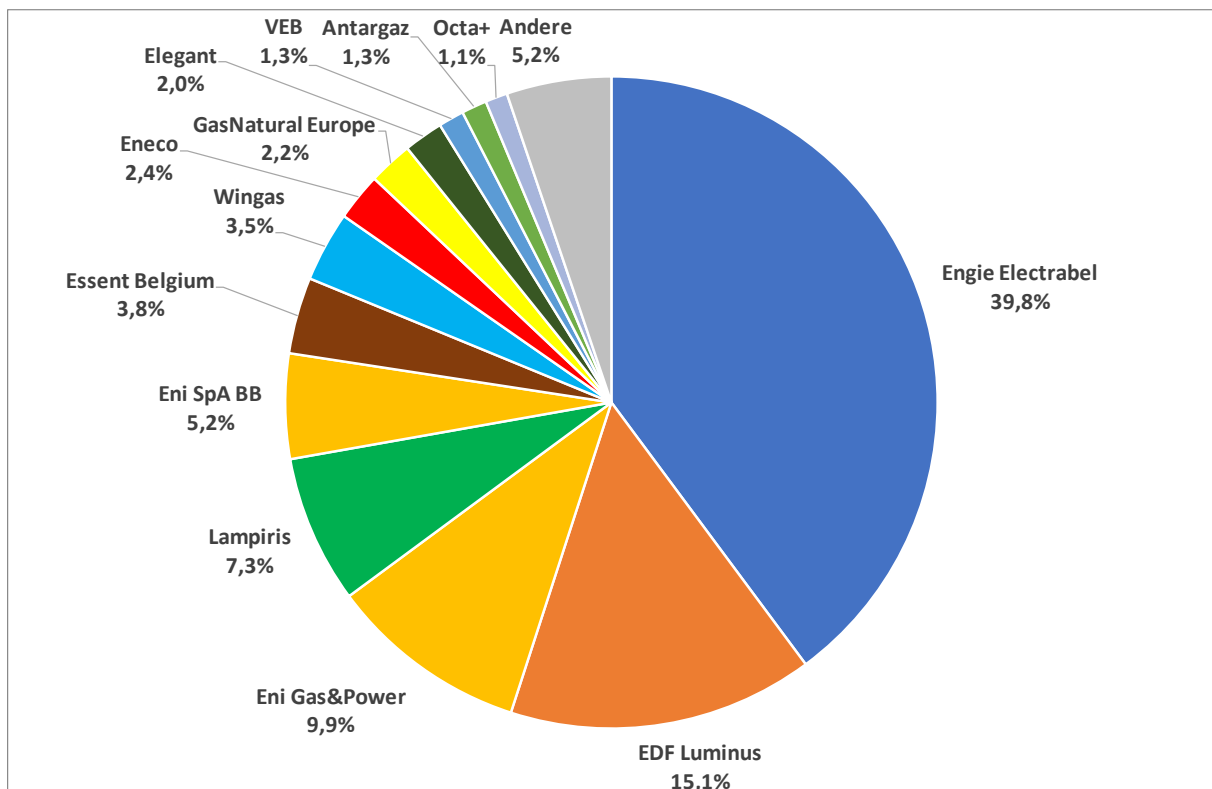
De studie analyseert de volgende categorieën op gedetailleerde wijze :

- Distributieklienten:
 - 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 distributieklienten in handen. Engie Electrabel domineert de distributiemarkt met een marktaandeel van 40 % gevolgd door EDF Luminus, Eni Gas & Power² en Lampiris.

Grafiek 6: Marktaandelen in 2017 gebaseerd op het aardgasvolume geleverd aan eindklanten op de distributienetten (92 TWh)



² Eni Gas&Power werd in 2017 door Eneco gekocht, maar de complete integratie van Eni Gas&Power in Eneco is pas effectief sinds 1 juni 2018. In de grafieken van deze studie worden beide bedrijven apart opgenomen.

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 58 TWh in 2017, een daling van 2 TWh ten opzichte van 2016. Deze daling is voornamelijk te wijten aan het feit dat 2017 een warmer jaar was dan 2016 in termen van graaddagen.³

De evolutie van de verkoopprijs aan residentiële klanten en kmo's krijgt een follow-up die beschikbaar is op de website van de CREG⁴. Deze follow-up heeft vooral aandacht voor de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven en taksen).

Jaarlijks worden er meer bedrijven actief op de markt van de residentiële afnemers en kmo's. Voor 2017 geeft dat het volgende beeld:

- in minstens twee gewesten: Antargaz, Comfort Energy, Eneco, Energy People, Engie Electrabel, Eni Gas & Power, Essent Belgium, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+, Poweo en Watz;
- enkel in Vlaanderen: Ebem, Elegant;
- enkel in Wallonië : Zeno (vroeger Klinkenberg);
- enkel op de markt van kmo's en bedrijven: BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Eni SpA Belgium Branch, Gas Natural Europe, Scholt, Total Gas & Power Belgium (Lampiris)⁵.

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 vrijwillig voor levering via een DNB gekozen hebben.

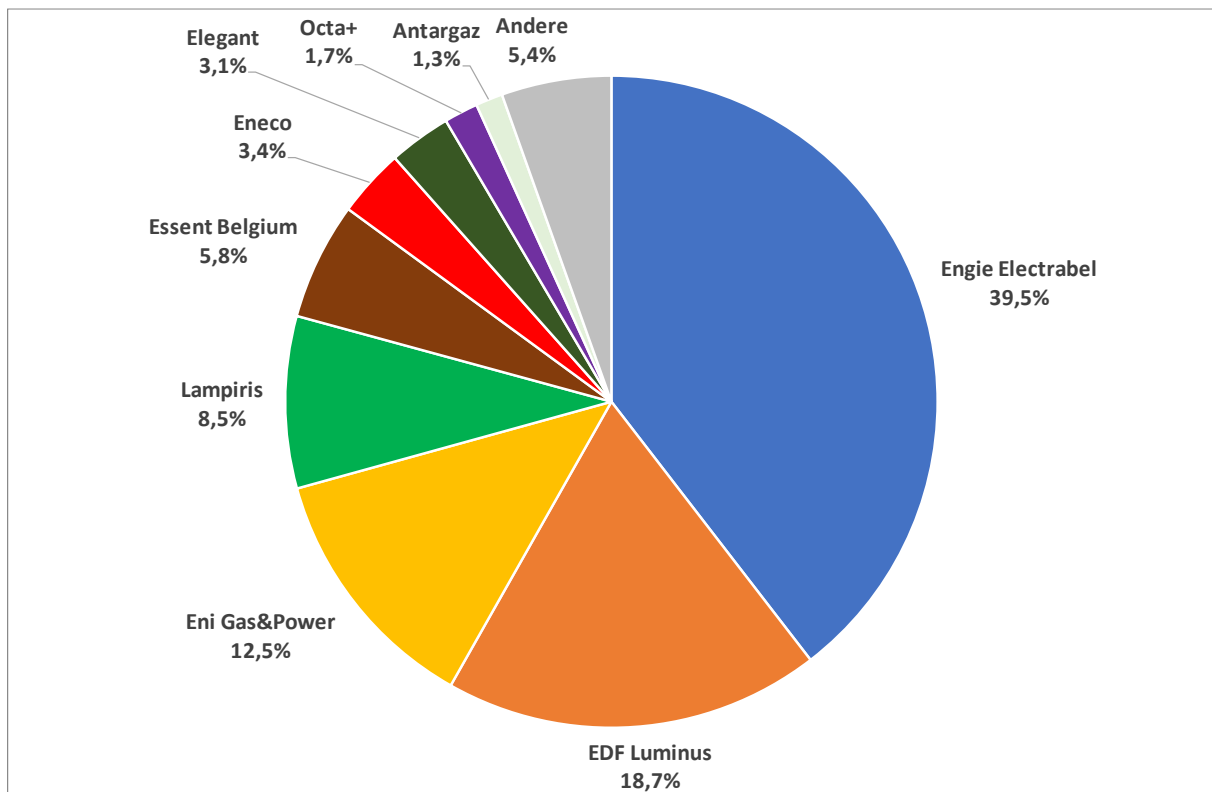
De volgende grafiek toont het relatieve belang van de verschillende leveranciers op de leveringsmarkt voor klanten die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken op het distributienet. Het gaat dus hoofdzakelijk om residentiële afnemers (voornamelijk categorieën T1 en T2) en voor het overige om kmo's (voornamelijk categorieën T2 en T3). De twee belangrijkste spelers (Engie Electrabel en Luminus) hebben in 2017 samen qua volume nog 57 % van de marktaandeelen in dit segment in handen, ten opzichte van 60 % in 2016.

³ Aantal graaddagen was 2.155 in 2017 tegenover 2.330 in 2016, meer informatie op <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

⁴ <http://www.creg.be/nl/professionals/marktwerking-en-monitoring/boordtabel-infografieken-en-internationale-nota>

⁵ De groep 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. In het kader van deze studie worden de marktaandeelen van Total Gas & Power opgenomen in deze van Lampiris. De twee ondernemingen behoren tot dezelfde groep en werken onder dezelfde leveringsvergunning.

Grafiek 7: Marktaandeelen in 2017 op basis van het aardgasvolume geleverd aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken (58 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 2017 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.

Eind 2017 waren bijna 60 % van de contracten op de residentiële gasmarkt contracten met vaste prijs. De contracten met variabele prijs vertegenwoordigen dus 40 % van de markt. Voor het eerst overstijgt het aantal contracten met vaste prijs dat van de contracten met variabele prijs voor de gehele markt. Dit kan echter variëren naargelang de leverancier. Sommige leveranciers bieden overigens enkel contracten met variabele prijs aan.

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, houden we rekening met alle producten.

De prijzen zijn samengesteld uit een vaste vergoeding, uitgedrukt in €/jaar, en een proportionele term, uitgedrukt in c€/kWh. 2017 is het tweede 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.

De leveranciers hebben op de residentiële markt voor hun variabele tarieven uitsluitend een gasindexering gebruikt. 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 vereist het gebruik van een integrale gasindexering sinds 2015.

De formules voor variabele aardgasprijzen (energiecomponent) die de leveranciers op de residentiële markt het meest gebruikten, waren de volgende:

		Vastrecht (€/jaar)	Variabele term	
			Formule Q4/2017	Gemiddelde 2017 (€/MWh)
Antargaz	Variabel	29,75	TTF103 + 3,27	20,4
Comfort Energy	Plus	50,00	TTF103 + 5,53	22,7
Ebem	Aardgas	33,06	TTF103 + 4,78	21,9
Electrabel	Easy	35,00	TTF103 + 7,98	25,1
Elegant	BX	33,06	ZTPda + 3,00	20,2
Eneco	Variabel	33,06	ZTPda + 6,26	23,4
ENI	Flex	49,59	TTF103 + 5,91	23,1
Essent	Variabel	49,55	(45% TTF103+55%HUB103)+ 6,79	23,9
Lampiris	Tip	33,05	TTF103 + 6,98	24,1
Luminus	Actief+	41,32	HUB303 + 8,94	26,1
Mega	Free	37,19	TTF103 + 3,53	20,7
Octa+	Relax var.	41,32	TTF103 + 4,89	22,0
Watz	Aardgas	16,12	TTF103 + 5,32	22,5
Zeno (Klinkenberg)	Bravo+	61,98	ZTPda * 1,03 + 4,00	21,7
Gewogen gemiddelde variabel product		38,80		24,5

Gasnoteringen

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.

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 maandelijkse gemiddelde van de wisselkoersen €/£ van de vorige maand gepubliceerd door de ECB voor een omrekeningscoëfficiënt 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

ZTPda: 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.

De formules van de leveranciers geïndexeerd op basis van gasnoteringen in 2017 zijn voornamelijk gebaseerd op de TTF103-notering. Een bepaald aantal leveranciers gebruikt echter de ZTP *day ahead* notering en twee leveranciers gebruikten de HUB-notering (103 of 303).

De gemiddelde prijs van de variabele formules van de leveranciers in 2017 bedraagt tussen 20,2 et 26,1 €/MWh (een stijging van ongeveer 3 €/MWh in 2016).

De gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor variabele formules bedraagt 24,5 €/MWh in 2017. Deze gemiddelde gewogen prijs ligt dicht bij de gemiddelde maximumprijs, wat wil zeggen dat het merendeel van de verbruikers bij historische leveranciers blijven met duurdere tarieven.

In 2017 bedroeg het verschil tussen de goedkoopste leverancier (Elegant) en de duurste leverancier (Luminus) voor de meest voorkomende variabele formules ongeveer 6 €/MWh, dit is hetzelfde verschil dan in 2016. Op jaarlijkse basis blijft het verschil 140 €/jaar (exclusief btw) voor een standaard verwarmingsklant (23.260 kWh).

Rekening houdend met de vaste vergoeding⁶ in de formule en op basis van een jaarverbruik van 23.260 kWh, gaat de gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor variabele prijsformules naar 26 €/MWh. Hetzelfde prijsniveau wordt vastgesteld voor alle formules (vast en variabel). Het prijsniveau voor de vaste contracten in 2017 is lager dan dat voor dezelfde contracten in 2016.

De gewogen gemiddelde verkoopprijs voor de huishoudelijke klanten voor de energiecomponent is **26 €/MWh** in 2017. Hij blijft stabiel ten opzichte van 2016.

3.2.1.2. Vervoerscomponent (T2)

De vervoerscomponent wordt in 2016 door de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium geraamd op een bedrag van 1,6 €/MWh⁷. 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 €/MWh⁸.

3.2.1.4. Component toeslagen (T2)

De toeslagen op federaal niveau bestonden in 2017 uit de energiebijdrage (0,9916 €/MWh) en de federale bijdrage (0,5746 €/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedroeg derhalve 1,57 €/MWh in 2017.

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

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

3.2.1.5. Prijssamenstelling (T2)

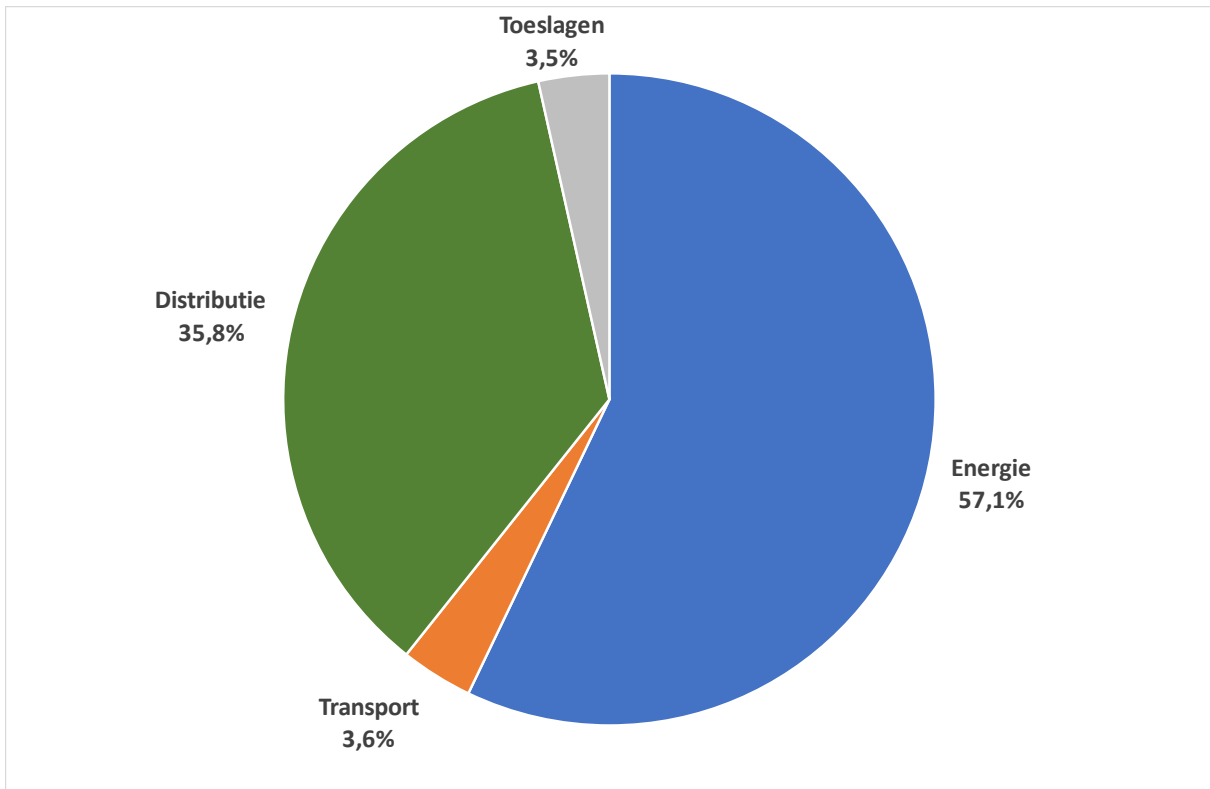
De energiecomponent (57 % van het totaal, exclusief btw) blijft veruit de belangrijkste component in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een residentiële verwarmingsklant van 23.260 kWh.

⁶ De gemiddelde vaste bijdrage was in 2017 ongeveer 39 €/jaar excl. btw.

⁷ Zie <http://www.fluxys.com/belgium/nl-BE/Services/Transmission/TransmissionTariffs/TransmissionTariffs>

⁸ Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 9 €/MWh en het hoogste tarief 26 €/MWh.

Grafiek 8: Prijsamenstelling van het aardgas voor een T2-klant in 2016 (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 (via Total Gas & Power) en Eni Gas & Power (overgenomen door Eneco). Ook zijn hier bedrijven te vinden die uitsluitend actief zijn op de markt van de bedrijven, zoals FBO, Gas Natural, Scholt en Wingas. De hiernavolgende grafiek toont de marktaandeelen. 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 13 TWh vertegenwoordigt in 2017.

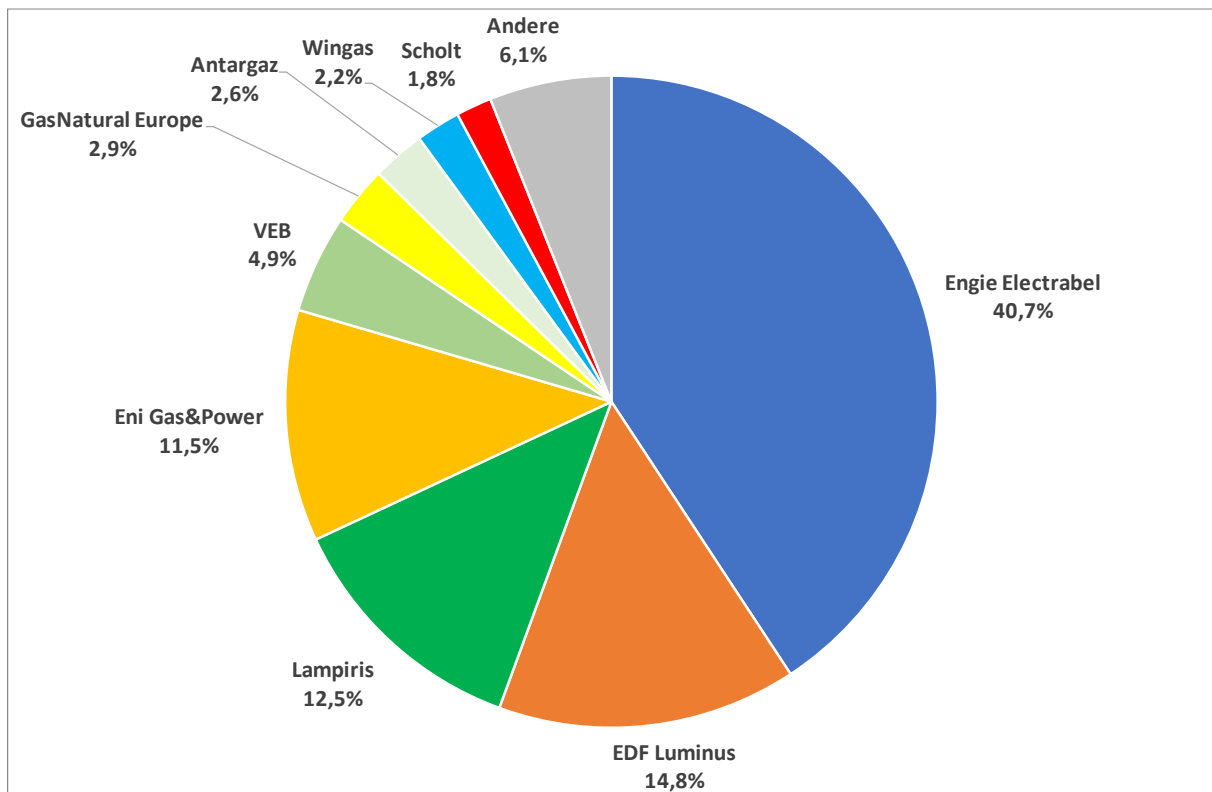
De markt van de ondernemingen met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bestaat uit twee subsegmenten: MMR T4 klanten (12 TWh) en AMR T5 klanten (1 TWh).

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 gelijkaardig zijn.

Grafiek 9: Marktaandeelen in 2017 op basis van het aardgasvolume geleverd aan eindafnemers met een jaarlijks verbruiksvolume tussen 1 en 10 GWh/jaar (13 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 20,8 €/MWh in 2017 (een daling van 2 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar).

De gemiddelde verschillen tussen de leveranciers zijn minder dan op de residentiële markt.

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 in 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 nieuwe 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 €/MWh⁹.

3.2.2.4. Component toeslagen (T4)

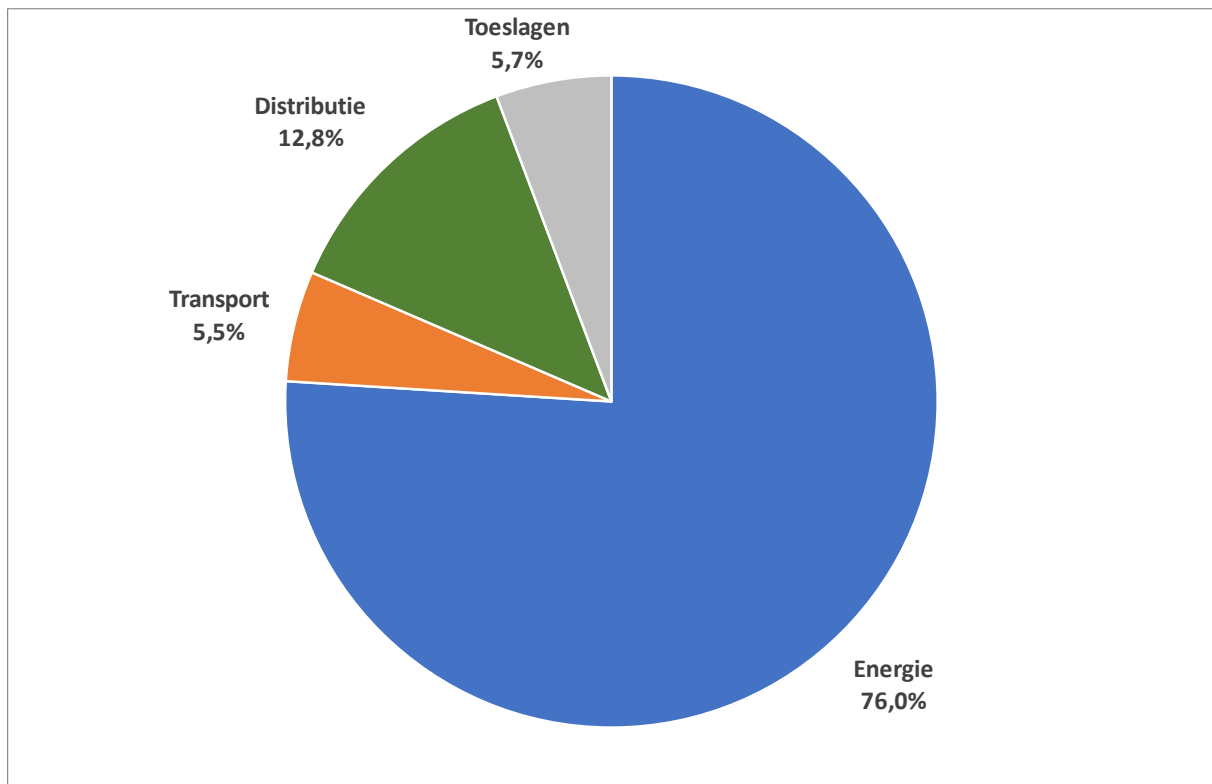
De toeslagen op federaal niveau waren in 2017, op enkele uitzonderingen na, gelijk aan de toeslagen gefactureerd aan de residentiële afnemers en kmo's, namelijk: de energiebijdrage (0,9916 €/MWh) en de federale bijdrage (0,5746 €/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedraagt derhalve 1,57 €/MWh in 2017.

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 2017 (prijs excl. btw)

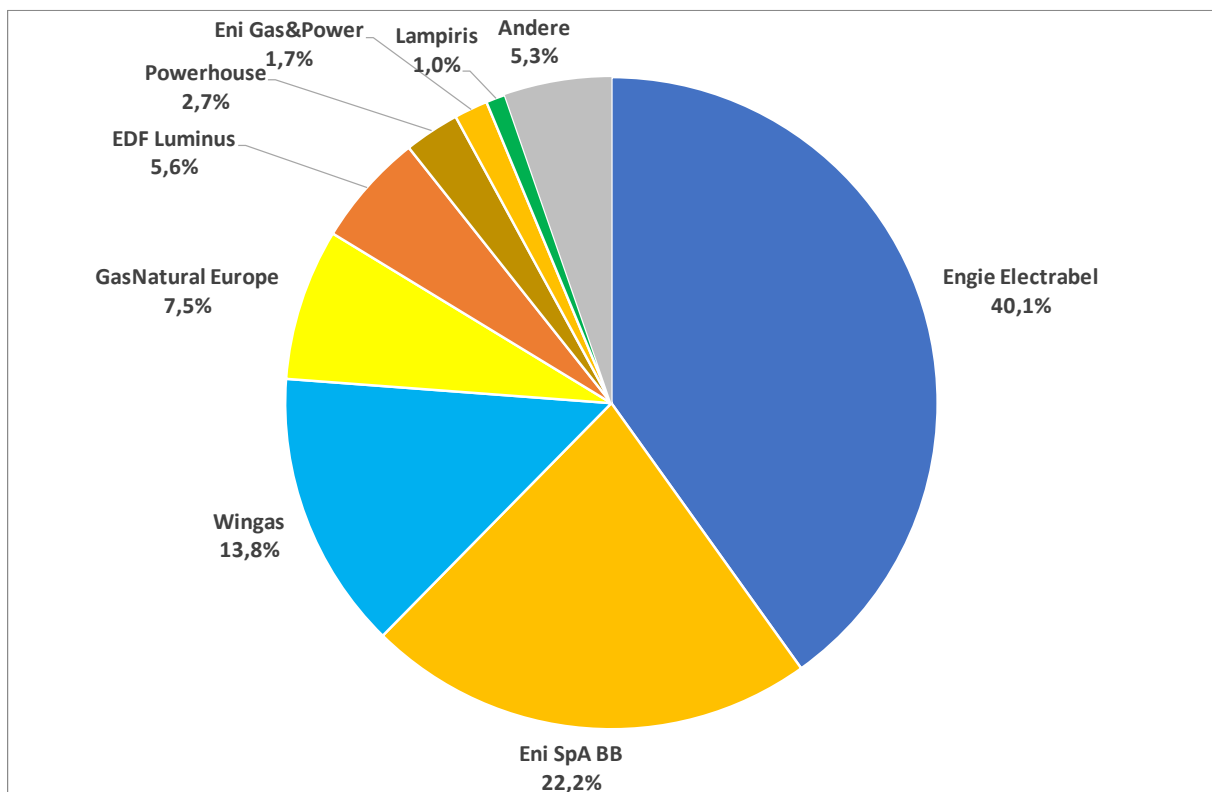


⁹ Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 1 €/MWh en het hoogste tarief 5 €/MWh.

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

Hier zijn de belangrijkste marktspelers Engie Electrabel, Eni SpA, Wingas en Gas Natural Europe. De levering aan industriële klanten van meer dan 10 GWh op het distributienet vertegenwoordigt 21 TWh. In dit segment hebben Engie Electrabel en Eni SpA ongeveer iets meer dan 60 % van de markt in handen.

Grafiek 11: Marktaandelen in 2017 op basis van het volume geleverd aan industriële klanten distributie T6 aardgas met een jaarlijkse verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (21 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)

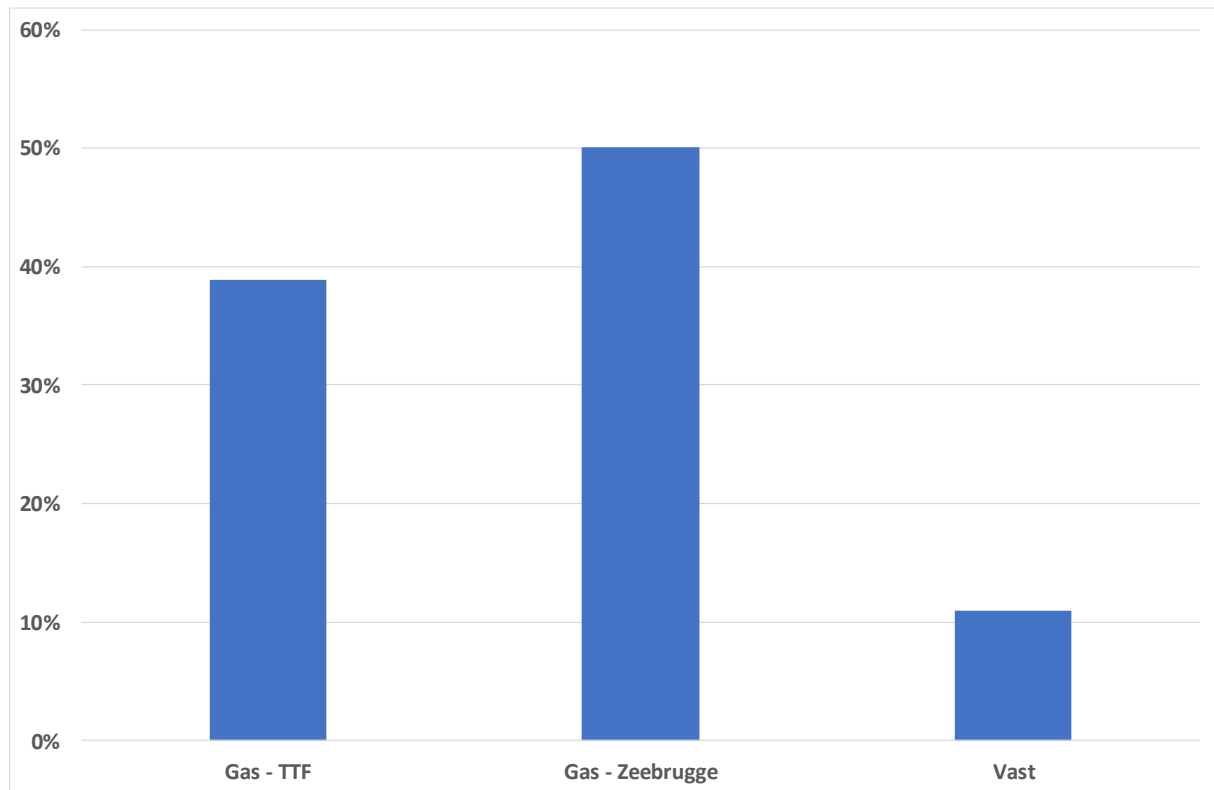
De aanbiedingen in het T6-segment kunnen als volgt worden onderverdeeld :

- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 0 % (0,5 % in het vorige jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 89 % (94 % in het vorige jaar);
- vaste prijs: 11 % (6 % 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 Zeebrugge¹⁰ en TTF worden het meest gebruikt. De hiernavolgende grafiek toont de verschillende indexeringstypes in de verkoopcontracten van de T6-klienten.

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



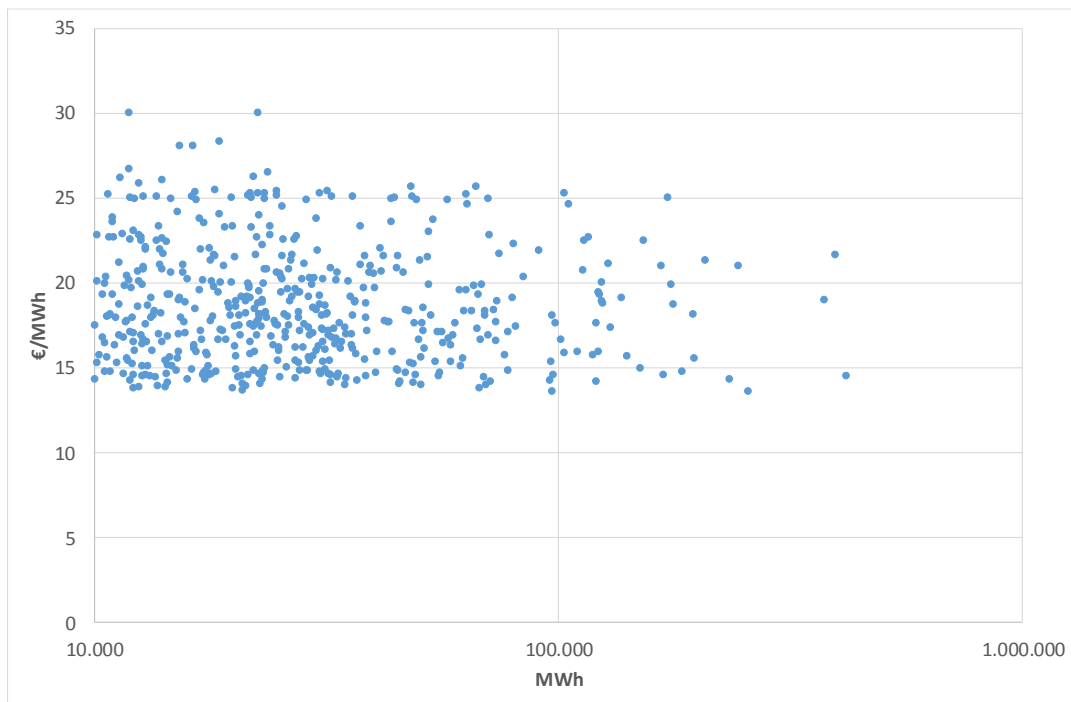
Prijsniveau

De prijzen in het T6-segment zijn prijzen overeengekomen tussen koper en leverancier. De gemiddelde gewogen prijs voor energie bedraagt 17,8 €/MWh in 2017 (een daling van 0,7 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar). Er bestaan echter grote verschillen tussen de laagste prijzen (14,0 €/MWh) en de hoogste prijzen (25,9 €/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.

¹⁰ Deze indexering wordt met verschillende benamingen aangeduid zoals ZEE, Zeebrugge, HUB en ZTP.

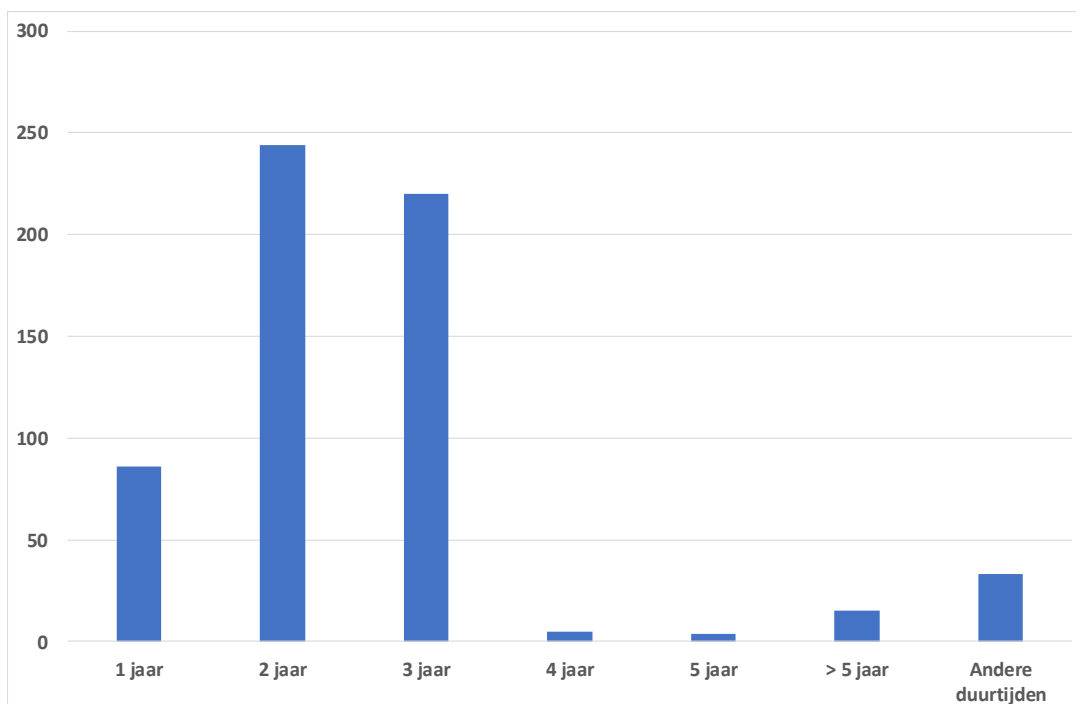
Grafiek 13: Verspreiding van de energieprijzen (in €/MWh) en volumes (in MWh) van industriële klanten distributie T6 aardgas van meer dan 10 GWh/jaar in 2017 (semi-logaritmische schaal)



Looptijd van de contracten

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 blijft 2,5 jaar voor T6-klanten. Contracten van twee en drie jaar blijven de meest voorkomende contracten. Het contract met de langste looptijd duurt zelfs 20 jaar (2010-2030).

Grafiek 14: Looptijd van de contracten, industriële klanten T6 distributie in 2017



3.2.3.2. Vervoerscomponent (T6)

Voor T6-klienten werd het vervoer gefactureerd aan gemiddeld 0,6 €/MWh in 2017. 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 0,7 €/MWh in 2017.

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, bestaat er een degressiviteit en een plafonnering¹¹, 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.

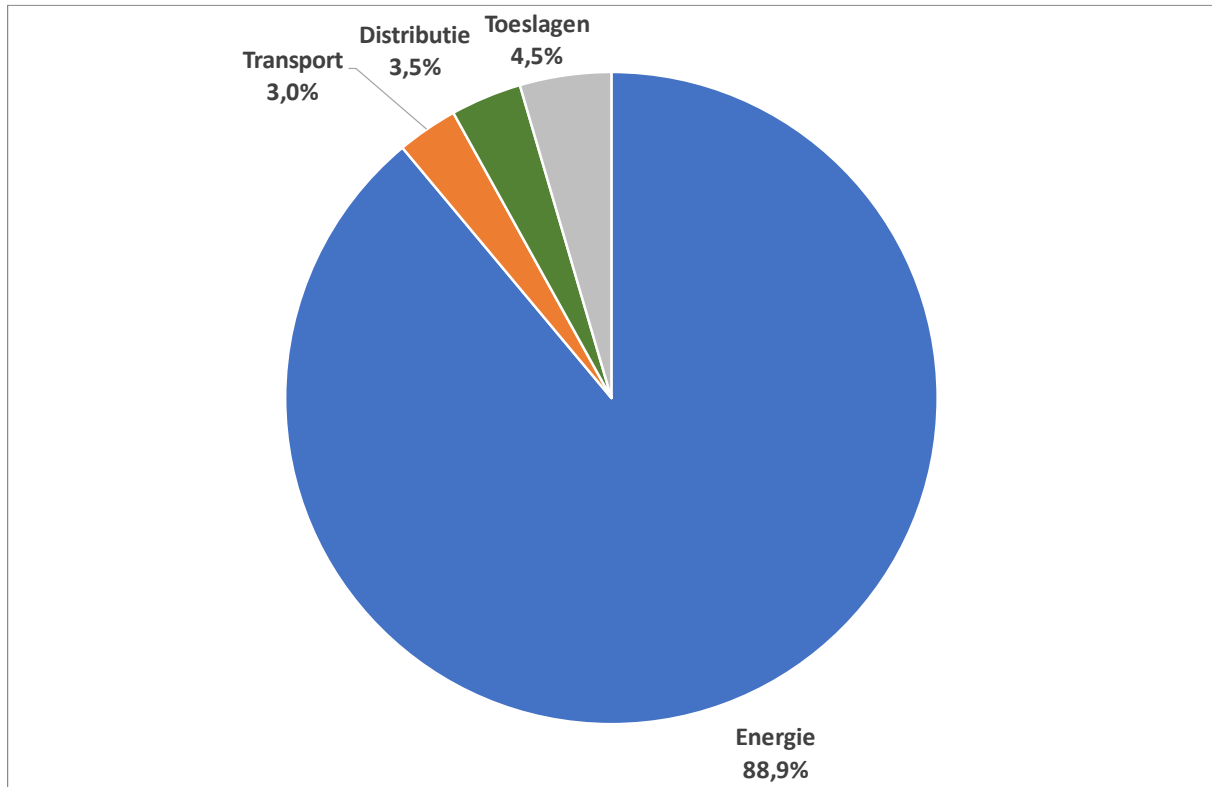
Tot slot is er in Wallonië ook nog de aansluitingsvergoeding van 0,03 €/MWh voor een volume van meer dan 10 GWh/jaar.

¹¹ 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.

3.2.3.5. Prijssamenstelling (T6)

De energiecomponent (89 % 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 2017 (prijs excl. btw)



3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet

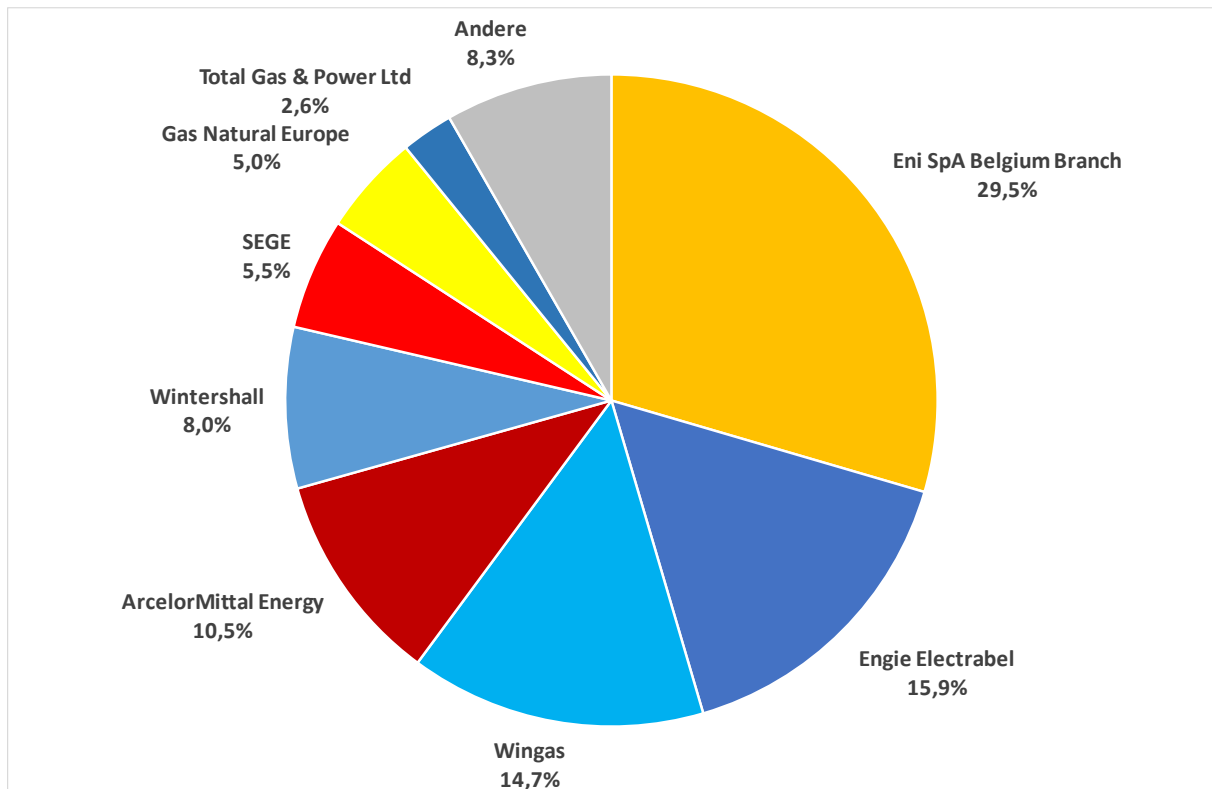
18 ondervraagde leveranciers hebben grote industriële klanten beleverd in 2017, tegen 15 in 2016. Slechts zeven leveranciers hebben echter een marktaandeel dat groter is dan 5 %.

In vergelijking met de vorige studies werd er in deze studie rekening gehouden met de indeling van afnemers door Fluxys. In hun rapportering hebben sommige leveranciers afnemers die Fluxys als elektriciteitscentrales had beschouwd, beschouwd als industriële afnemers. Om de coherentie van die gegevens met de gegevens die Fluxys en Synergrid hebben gepubliceerd te verzekeren, heeft de CREG beslist om dezelfde categorieën als Fluxys 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 immers ondergebracht in de categorie “elektriciteitscentrales” 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. Voor de industriële vervoersklanten (net van Fluxys) daalt het rapporteringsvolume bijgevolg van 59 TWh naar 44 TWh.

Het enige verschil met de gegevens van marktaandeelen in andere publicaties¹² 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 voor de industriële klanten.

Grafiek 16: Marktaandeelen in 2017 op basis van het volume geleverd aan directe industriële vervoersklanten voor aardgas (net van Fluxys) met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (44 TWh)



De voornaamste spelers op deze markt zijn Eni SpA Belgium Branch, Engie Electrabel, Wingas, Arcelor Mittal en Wintershall. Twee energiefilialen van industriële producenten zoals ArcelorMittal en SEGE (Air Liquide) zijn daar ook bij. Ten opzichte van vorig jaar winnen Wingas en Gas Natural marktaandeelen ten nadele van Eni SpA Belgium Branch en Engie Electrabel.

Binnen het volume van 44 TWh voor de industrie wordt in de subcategorieën van Fluxys een volume van 41 TWh in verband gebracht met het industrieel verbruik zelf en een volume van 3 TWh toegeschreven aan de warmtekrachtkoppeling¹³.

¹² In het bijzonder met studie (F)1776 van 28 juni 2018 over de aardgaslevering aan grote industriële klanten in België.

¹³ Er is ook een volume warmtekrachtkoppeling dat Fluxys heeft toegewezen aan de categorie "elektriciteitscentrales".

3.3.1. Energiecomponent (direct)

Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)

De aanbiedingen in het industriële vervoerssegment kunnen als volgt worden onderverdeeld¹⁴ :

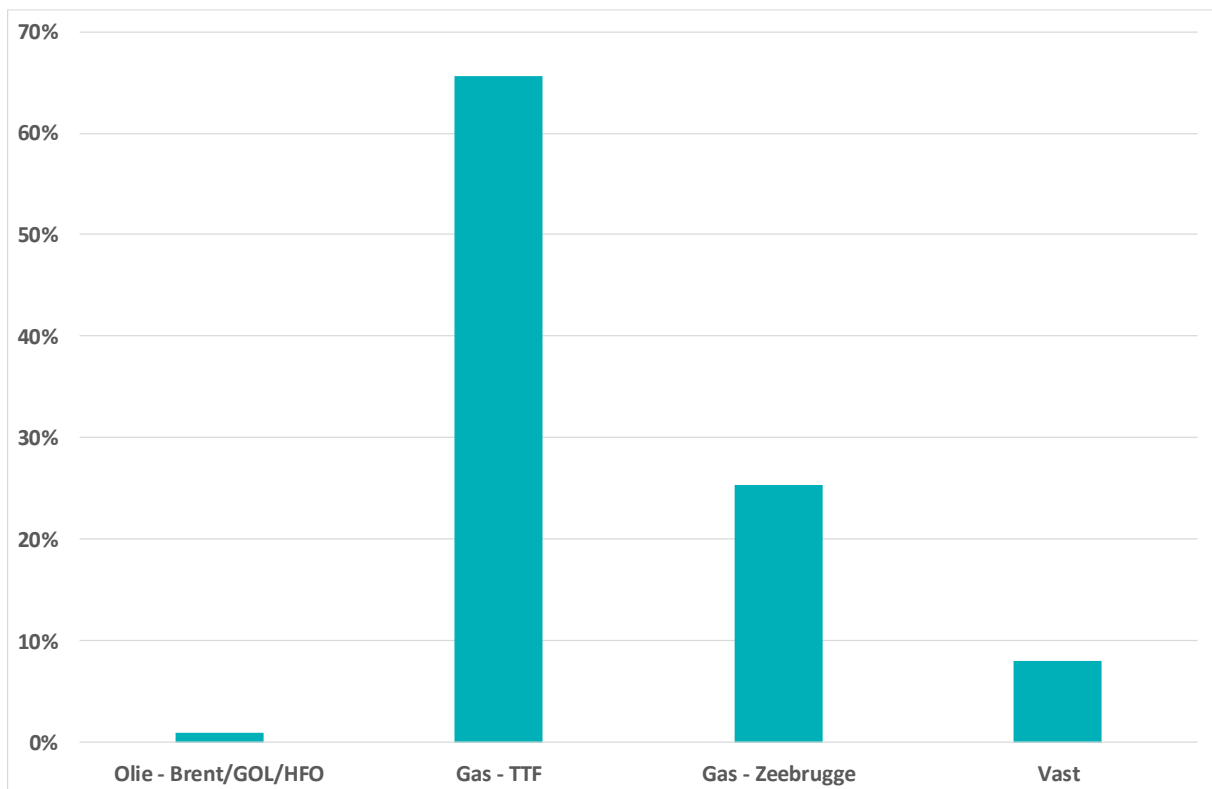
- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 1 % (3 % in het voorgaande jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 91 % (84 % in het voorgaande jaar);
- vaste prijs : 8 % (13 % in het voorgaande jaar).

Deze verhoudingen evolueren elk jaar. Algemeen worden de contracten die geheel of gedeeltelijk geïndexeerd worden op prijzen van aardolienoteringen (GOL, HFO, Brent) een uitzondering en worden de contracten die geïndexeerd worden op prijzen van aardgasnoteringen de norm. De hiernavolgende figuur toont het detail van de indexeringen voor 2017.

Een opmerkelijk element in 2017 betreft de respectievelijke evoluties van de gasnoteringen Zeebrugge¹⁵ en TTF. TTF-noteringen worden voortaan gebruikt in 66 % van de contracten op de Belgische markt (tegenover 52 % een jaar eerder). Het aandeel van de Zeebrugge-notering daalde en wordt slechts gebruikt in één op de vier contracten (tegenover 33 % een jaar eerder).

In bepaalde gevallen is de verkoopformule een hybride formule (gemengd vaste prijs / geïndexeerde prijs of gemengd prijs geïndexeerd op aardolie / prijs geïndexeerd op gas).

Grafiek 17: Noteringen gebruikt in de directe contracten voor het vervoer van aardgas met geïndexeerde aanbiedingen voor de industriële afnemers van meer dan 10 GWh



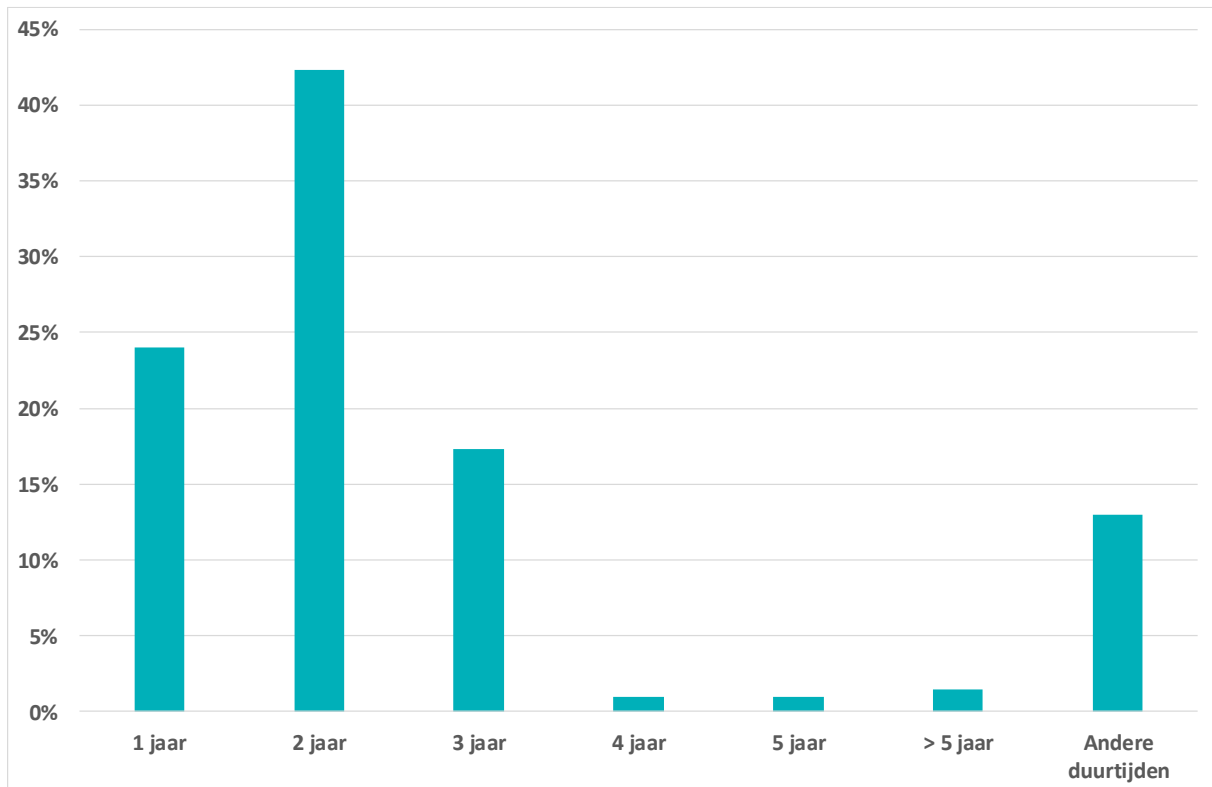
¹⁴ Rekening houdend met het volume (dus niet met het aantal klanten) vormt de aardolie-indexering 0,3 % van het totaal, de gasindexering 97 % en de vaste prijzen 2,7 %. De grootste klanten hebben bijna allemaal gekozen voor een gasindexering.

¹⁵ Zeebrugge is de verzamelnaam voor o.a. ZEE, ZHUB, ZTP en ZBH.

Looptijd van de contracten

Als we de leveringscontracten van 2017 bekijken, komen de leveringscontracten met een looptijd van twee jaar het meest voor : nl. 42 % van de gevallen, gevolgd door de contracten met een looptijd van één jaar, die 24 % van het totaal vertegenwoordigen. Een minderheid (2 %) van de contracten heeft een looptijd van 5 of meer jaren. Slechts twee leveranciers op de markt bieden dergelijke contracten aan hun industriële klanten aan. De hiernavolgende figuur herneemt de contracten in functie van hun looptijd.

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



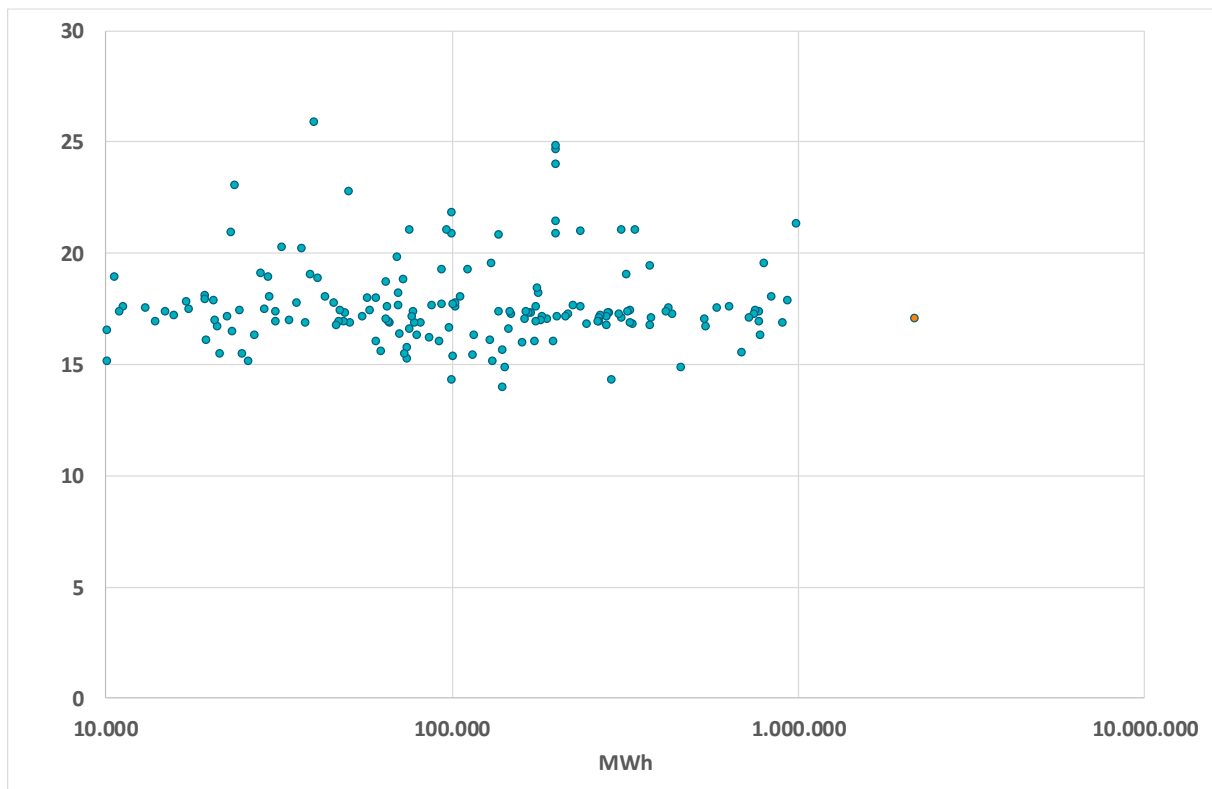
Prijsniveau

Voor tarieffertes voor industriële klanten wordt er geen reclame gemaakt: een industriële afnemer 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 ontvangen offertes waarvoor natuurlijk geen reclame wordt gemaakt.

De energieprijzen die in 2017 aan deze industriële klanten werden gefactureerd, bedroegen gemiddeld 17,5 €/MWh en schommelden tussen 14,0 en 28,1 €/MWh. In deze groep is de correlatie tussen het verbruik en de bekomen prijs vrij beperkt. De industriële klanten die ten minste 1 TWh verbruikten, kregen weliswaar een gemiddelde prijs die lichtjes lager was dan de andere industriële klanten, maar het verschil is minder dan 0,5 €/MWh.

Onderstaande figuur herneemt de gemiddelde prijzen van de grote industriële klanten op het vervoersnet met een gefactureerd verbruik van meer dan 10 GWh in 2017. Om vertrouwelijkheidsredenen werden de industriële klanten die meer dan 1 TWh/jaar verbruikten, samengevoegd in één 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 2017 (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.

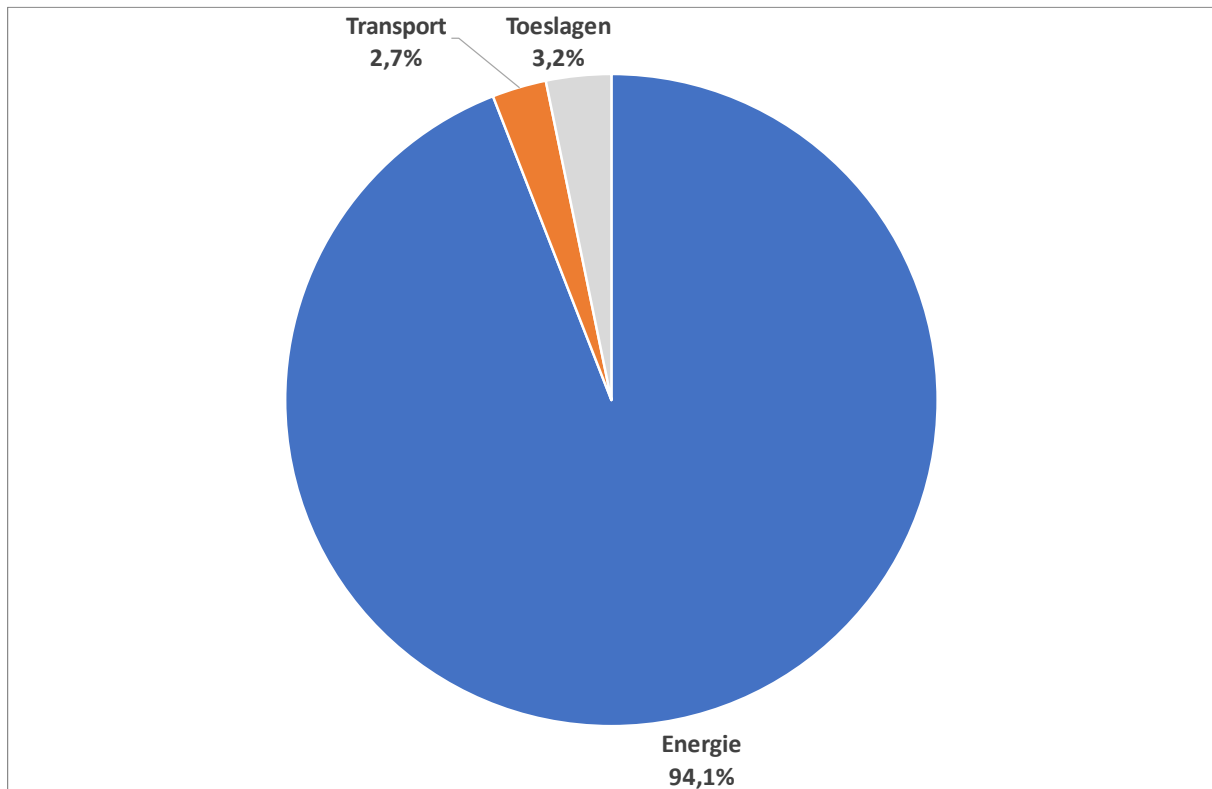
Gezien de gelijkenissen tussen dit punt en het T6-segment (industriële distributieklient) wordt de lezer verwezen naar punt 3.2.3.4 *supra* voor meer informatie over de toeslagen.

Omwille van het degressiviteitsprincipe betaalt een directe 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 (94 % voor een T6-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 2017 (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 hier 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 (58 TWh) verschillen de marges sterk van leverancier tot leverancier, gaande van 1 €/MWh tot 8 €/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 6,7 €/MWh (26,0 – 19,3). Dat komt neer op 1,5 €/MWh meer dan in 2016.

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 2017. 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 0,5 tot 4,0 €/MWh tussen de leveranciers.

Over het geheel genomen en rekening houdend met een weging op basis van de volumes, bedraagt de gemiddelde marge voor de T4-T5 markt 2,4 €/MWh (20,8 – 18,4), een daling van 3 €/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar.

Het volume van dit segment is 13 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 0 tot 1,2 €/MWh tussen de leveranciers.

De *commodity* marges bedragen gemiddeld 0,5 €/MWh op dit industriële segment. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt 17,7 €/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs voor deze klienten 17,2 €/MWh bedraagt. De gemiddelde prijsverschillen tussen de leveranciers zijn kleiner dan op andere segmenten. De marges zijn miniem en gelijkaardig aan die in het segment van de directe klienten.

In 2017 waren de gemiddelde bruto *commodity* verkoopmarges (inclusief flexibiliteitskosten) voor distributie:

- 6,7 €/MWh voor levering aan residentiële klienten en kmo's;
- 2,4 €/MWh voor levering aan professionele klienten tussen 1 en 10 GWh/jaar;
- 0,5 €/MWh voor levering aan grote industriële klienten (meer dan 10 GWh/jaar).

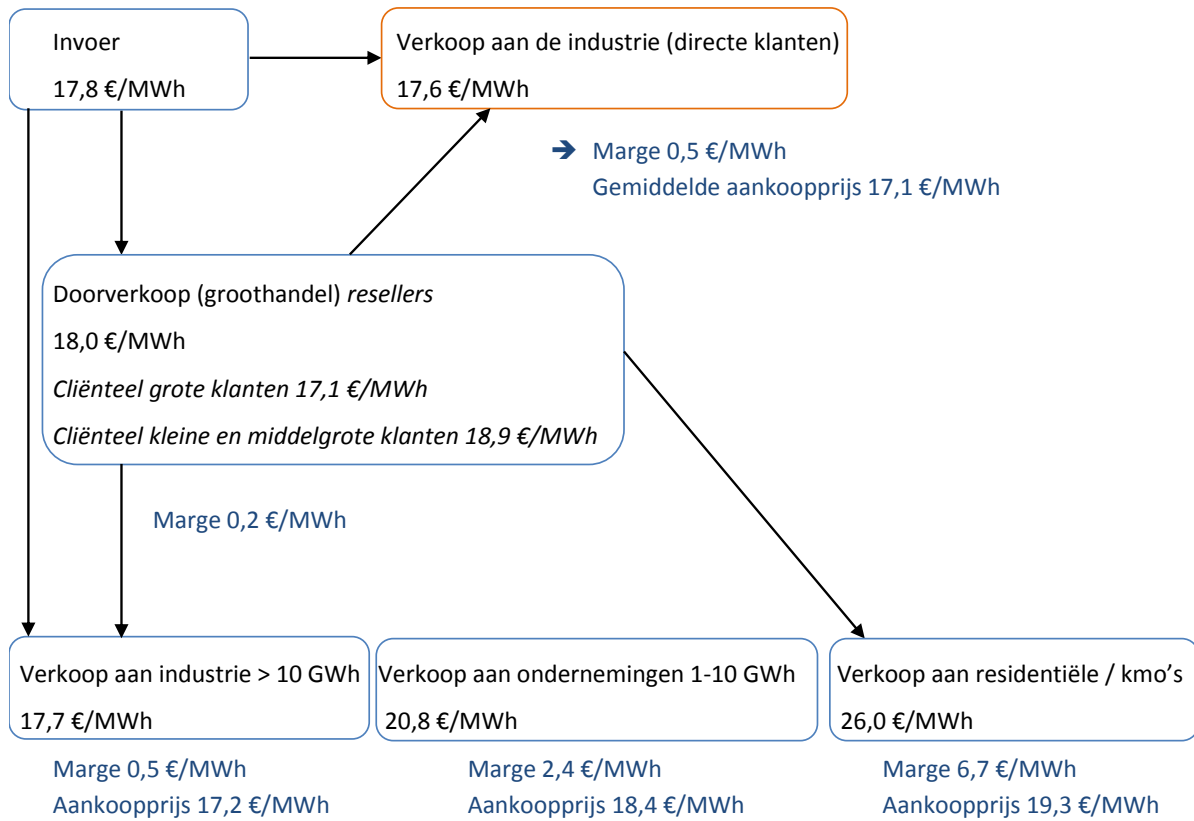
De marges daalden in alle klientensegmenten.

3.4.2. **Bruto verkoopmarge op de vervoersklienten**

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

De *commodity* marges bedragen gemiddeld 0,5 €/MWh op de industriële vervoersklienten in 2017, d.i. hetzelfde niveau dan dat van de industriële distributieklienten. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt 17,6 €/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs 17,1 €/MWh bedraagt. De gemiddelde prijsverschillen tussen de leveranciers zijn hier kleiner dan op andere segmenten.

Grafiek 21: Algemene flowchart (overzicht) van de gemiddelde prijzen en de gemiddelde brutomarges voor doorverkoop (groothandel) en levering voor de volledige markt in 2017

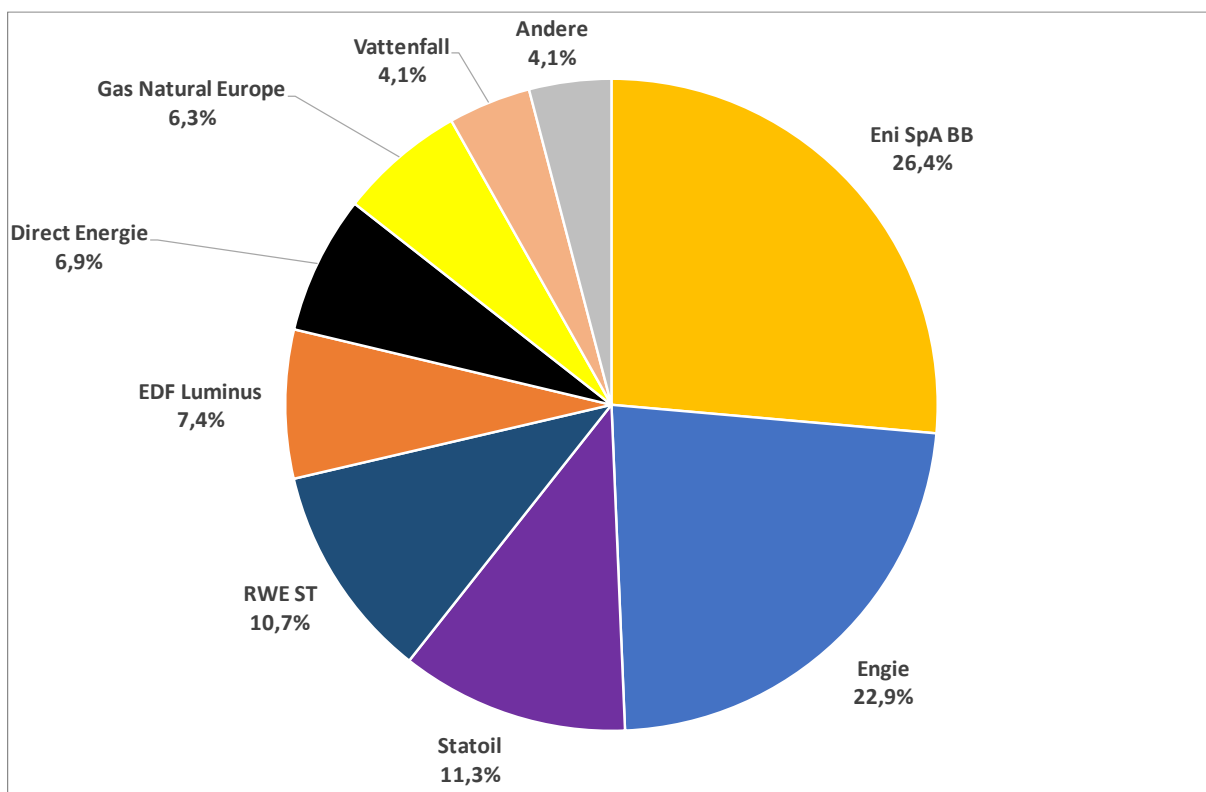


4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES

De levering van aardgas aan elektriciteitscentrales bedroeg 46 TWh in 2017. Op het in te vullen formulier werd een deel van de volumes van de industrie (incl. WKK), door Fluxys toegewezen aan de categorie “electriciteitscentrales”, door de leveranciers opgenomen in de categorie “Industrie”. Hierdoor moesten volumes opnieuw toegewezen worden volgens de Fluxys methodologie.

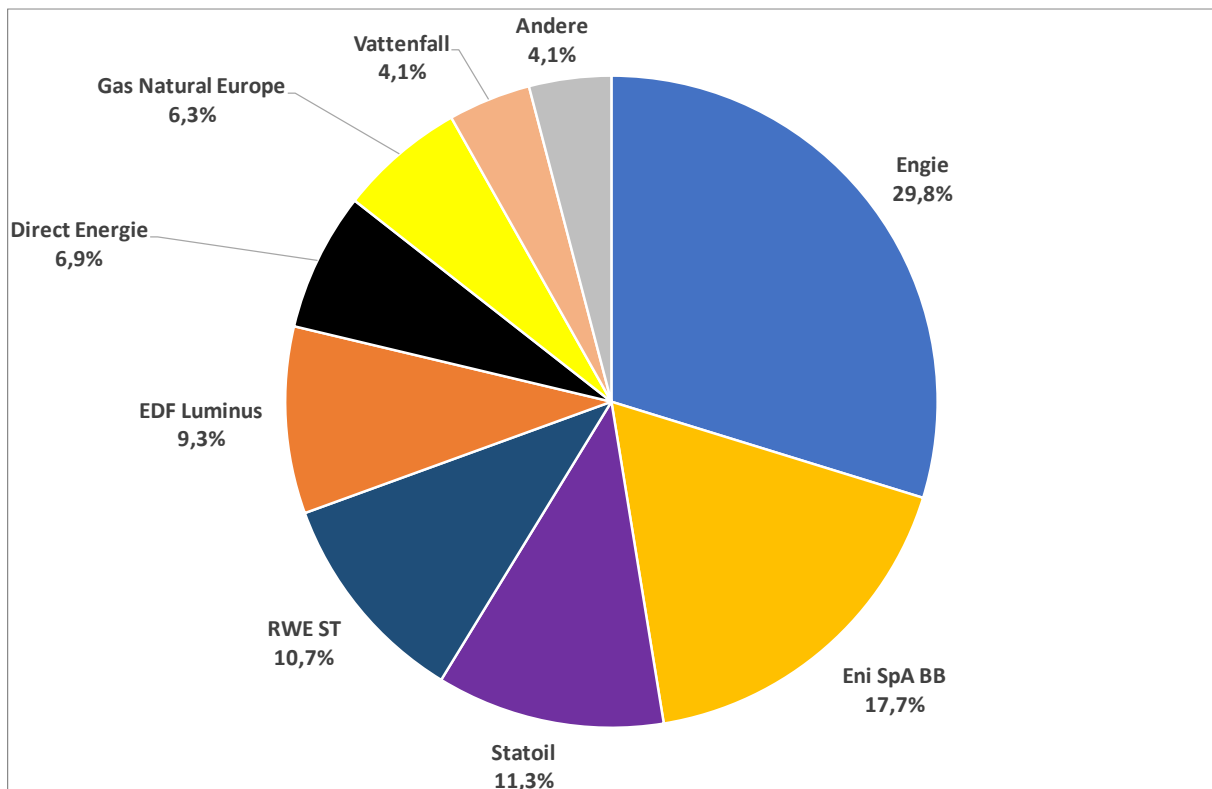
Een deel van het volume verbruikt door elektriciteitscentrales komt voort uit langetermijncontracten die met name gebaseerd zijn op steenkoolprijzen, maar een gedeelte wordt aangekocht op de spotmarkt, meestal door een maatschappij van de groep waartoe de elektriciteitscentrale behoort.

Grafiek 22: Marktaandelen in 2017 op basis van het aardgasvolume geleverd aan de categorie “electriciteitscentrales” (46 TWh) – perspectief leverancier



De gasleverancier is niet altijd de shipper. Volledigheidshalve tonen de grafieken 22 en 23 de leverancier enerzijds en de shipper anderzijds.

Grafiek 23: Marktaandelen in 2017 op basis van het aardgasvolume geleverd aan de categorie “elektriciteitscentrales” (46 TWh) – perspectief shipper



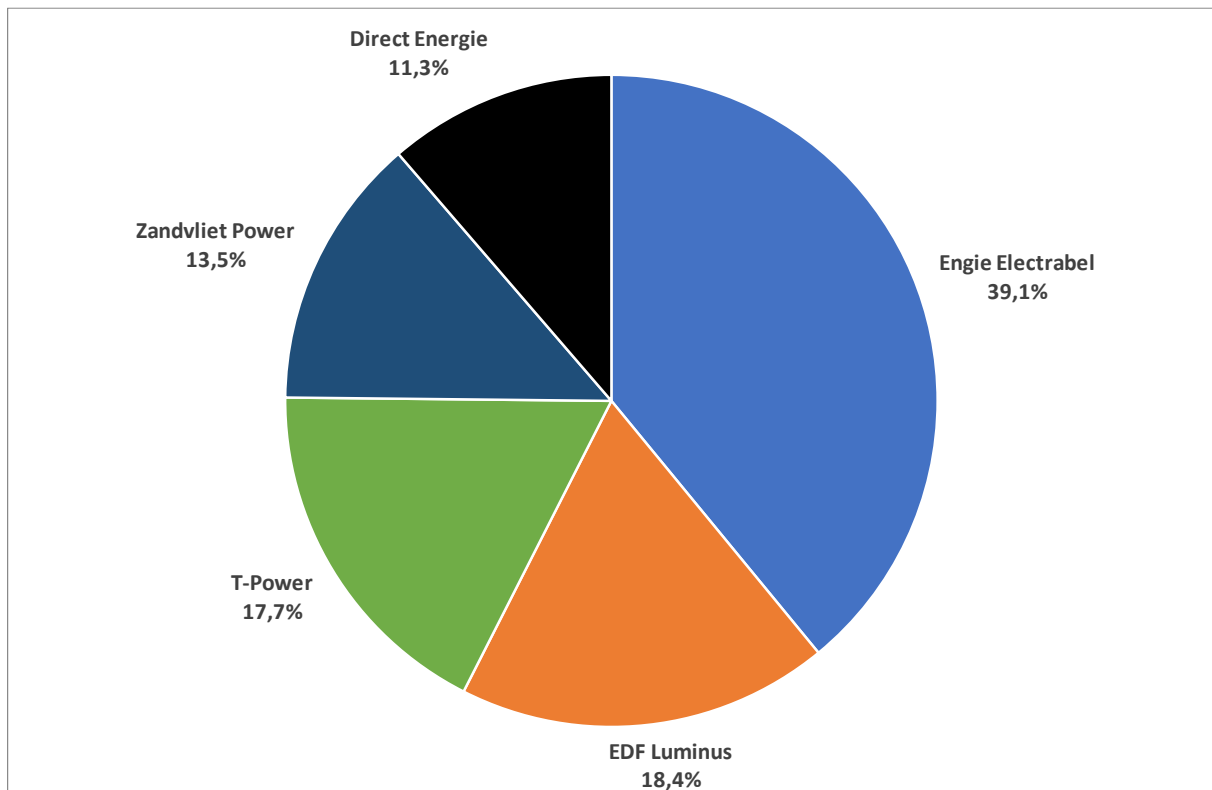
De categorie « elektriciteitscentrales » wordt onderverdeeld in drie subcategorieën :

- elektriciteitscentrales als dusdanig voor 28 TWh;
- warmtekrachtkoppelingen voor 12,5 TWh;
- industrie voor 5,5 TWh.

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

Als men zich beperkt tot de elektriciteitscentrales als dusdanig komt men op de marktaandelen zoals voorgesteld in grafiek 24. Deze grafiek gaat uit van het standpunt van de uitbater van de centrale (die niet noodzakelijke leverancier of shipper is).

Grafiek 24: Marktaandelen in 2017 op basis van het aardgasvolume geleverd aan elektriciteitscentrales als dusdanig (28 TWh) – perspectief uitbater elektrische centrale



De gemiddelde gewogen gasprijs gefactureerd aan de categorie “electriciteitscentrales” bedraagt 16,9 €/MWh in 2017, een stijging van 2,3 €/MWh ten opzichte van 2016. Deze prijs ligt lager dan de prijs gefactureerd aan de industriële klanten (17,5 €/MWh) maar het verschil is kleiner dan tijdens de voorgaande jaren. Dit verschil is voornamelijk te wijten aan clausules voor de aankoop en de bestemming eigen aan de historische contracten voor de levering van electriciteitscentrales. Het volume van deze contracten daalde echter met de helft in 2017 en de contracten in kwestie zullen normaal eind september 2018 aflopen.

5. CONCLUSIES

5.1. Op het vlak van marktaandeelen

Op de Belgische aardgasmarkt is er jaar na jaar steeds meer concurrentie. Het aantal ondernemingen die een federale en/of regionale leveringsvergunning bezitten en effectief aardgas hebben geleverd, bedraagt meer dan veertig. Voor het jaar 2017, worden er 41 actieve ondernemingen geteld, terwijl dat er in 2010 maar 13 waren.

Op het segment van levering aan industriële klanten (> 10 GWh/jaar) wordt de markt gedomineerd door Eni SpA Belgium Branch en Engie Electrabel. Dit duo behoudt samen meer dan de helft van de industriële markt op het distributienet. In 2017 daalde hun gezamenlijk marktaandeel voor de levering van grootindustriële op het vervoersnet echter voor het eerst onder de drempel van 50 %, wat tekenend is voor het dynamisme van de markt.

De markt wordt ook nog gedomineerd door een ander duo gevormd door Engie Electrabel en EDF Luminus in het segment voor levering aan residentiële afnemers en aan kmo's. De markt staat jaar na jaar echter meer open voor concurrentie, zelfs wanneer de marktaandelen van de historische leveranciers (die samen 59% van dit segment in handen hebben) maar relatief weinig afnemen.

Op het vlak van invoer (182 TWh) en doorverkoop (105 TWh) vertegenwoordigen Eni SpA en Engie (inclusief dochterondernemingen) ongeveer 50% van de invoer en 90 % van de doorverkoop. 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.

Op de markt van residentiële klanten en kmo's met een verbruik van minder dan 1 GWh/jaar (58 TWh) vertegenwoordigt het marktaandeel van de grootste leverancier Engie Electrabel 40 % van de verkoop qua volumes. Luminus heeft iets minder dan 20 % van deze markt in handen. Daarna volgen Eni Gas & Power (overgenomen door Eneco), Lampiris en Essent Belgium.

Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar (13 TWh) bedraagt het marktaandeel van Engie Electrabel 41 % in 2017. We zien hier ook Luminus, Lampiris en Eni Gas & Power (Eneco) met marktaandelen tussen 10 en 15 %.

Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het distributienet (21 TWh) bezit Engie Electrabel 40 % van de markt, gevolgd door Eni SpA Belgium Branch (22 %), Wingas (14%) en Gas Natural Europe (7,5%).

Op het segment van levering aan bedrijven op het vervoersnet staat hetzelfde duo op kop, maar deze keer staat Eni SpA Belgium Branch eerst met 29 %, gevolgd door Engie Electrabel met 16 % en Wingas met 15%. De industriële groep Arcelor Mittal en Wintershall en Wingas volgen met een tiental procent. Dit segment is veruit het meest concurrentieel.

Naast de sterke concurrentie noteert de CREG volgende elementen wat betreft de gaslevering aan de industriële klanten.

Twee grote industriële groepen, ArcelorMittal (via haar dochteronderneming ArcelorMittal Energy) en Air Liquide (via haar dochteronderneming Société Européenne de Gestion de l'Énergie, ook SEGE genoemd) zorgen zelf voor de levering en de *shipping* van het aardgas.

Er is een ontvlechting tussen levering en *shipping*. De aanwezigheid van Wintershall op de markt voor levering aan industriële klanten toont dit aan terwijl deze leverancier in 2017 geen *shipping* heeft verricht op het vervoersnet. Dit verklaart het verschil in marktaandeel vermeld in publicaties op basis van het vervoer en op basis van levering.

Bovendien heeft de CREG, voor het tweede opeenvolgende jaar, de methodologie van Fluxys gevolgd voor de indeling van de afnemers en de toewijzing van volumes aan de categorie “Industrie” enerzijds en de categorie “Elektriciteitscentrales” anderzijds. Dit verklaart belangrijke verschuivingen ten opzichte van de jaren die voorafgaan aan 2016 tussen de categorieën directe afnemers en elektriciteitscentrales.

Voor de aardgaslevering aan de categorie “elektriciteitscentrales” (46 TWh) is 28 TWh afkomstig van elektriciteitscentrales als dusdanig en 18 TWh van industriële sites, onder andere met WKK. De leveringen aan elektriciteitscentrales worden voornamelijk verzekerd door Eni Spa Belgium Branch (26 %), Engie Electrabel (23 %), Statoil, RWE ST en EDF Luminus (deze laatste drie leveranciers hebben elk ongeveer 10 % van de markt).

5.2. Op het vlak van prijzen (commodity)

Het prijsniveau in de conclusies 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 66% van de volumes in 2017, een niveau dat in vergelijking met het jaar 2017 lichtjes gedaald is. De netto-aankopen op korte termijn op de beurzen zijn goed voor het resterende deel.

In de langetermijnaankopen blijft het gebruik van aardolienoteringen miniem met een aandeel van slechts 7%. De aardgasnoteringen zijn duidelijk de referentie geworden in deze langetermijncontracten. De gemiddelde invoerprijs op lange termijn over de periode bedroeg 17,7 €/MWh. De gemiddelde aankoopprijs op de beurzen bedroeg 18,1 €/MWh. De gemiddelde gewogen invoerprijs bedroeg 17,8 €/MWh (14,9 €/MWh in 2016). Het prijsverschil tussen bevoorrading op lange en op korte termijn is beperkt omwille van de veralgemening van gasnoteringen in de langetermijncontracten. In 2017 waren de aankooprijzen op de beurzen zelfs een beetje duurder dan de prijzen van de langetermijncontracten doordat bepaalde leveranciers weer *forward* noteringen van een langere duur zijn gaan gebruiken in plaats van de standaard maandelijkse *forward* noteringen.

De doorverkooprijzen aan leveranciers (groothandel) bedroegen gemiddeld 18,0 €/MWh in 2017, inclusief flexibiliteitskosten. De doorverkooprijzen met het oog op levering aan industriële klanten (17,1 €/MWh) waren 1,8 €/MWh lager dan die met het oog op levering aan residentiële klanten en kmo's (18,9 €/MWh). Wat de distributie betreft (residentiële klanten en kmo's), zijn de doorverkooprijzen in eenzelfde groep (18,9 €/MWh) 0,6 €/MWh hoger dan de doorverkooprijzen tussen onderneming zonder onderling verband (18,3 €/MWh).

De gemiddelde doorverkoopmarge bedraagt 0,2 €/MWh voor alle ondernemingen en alle categorieën en de gemiddelde invoerprijs 17,8 €/MWh.

Op de residentiële markt (< 1 GWh/jaar), bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen van de leveranciers 26,0 €/MWh in 2017, bijna onveranderd ten opzichte van 2016. De aanbiedingen met vaste prijzen waren in 2017 goed voor bijna zes contracten op tien, ten opzichte van één contract op twee in 2016.

In 2017 bedroeg de gemiddelde aankoopprijs op deze markt 19,3 €/MWh en de gemiddelde bruto verkoopmarge 6,7 €/MWh (flexibiliteitskosten inbegrepen), hetzij een lager margeniveau van 1,5 €/MWh dan in 2016. De brutomarges lagen tussen 1 en 8 €/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.

Op de markt van bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bedroegen de verkoopprijzen gemiddeld 20,8 €/MWh in 2017 ten opzichte van gemiddeld 22,7 €/MWh in 2016. In tegenstelling tot de markt van residentiële klanten en kmo's, kan hier over de prijzen onderhandeld worden. Deze markt vertoont niettemin gelijkenissen met de markt van residentiële klanten en kmo's aangezien daar dezelfde belangrijke spelers actief zijn. De gemiddelde aankoop prijs op deze markt bedroeg 18,4 €/MWh en de gemiddelde brutomarge 2,4 €/MWh, een daling van 3 €/MWh ten opzichte van 2016.

Een gemeenschappelijk element van de twee voornoemde segmenten was de gezamenlijke facturatie van vervoer en energie die nog gedeeltelijk van toepassing was in 2015. Het jaar 2017 is het tweede 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 prijzen transparantie op de markt.

Op de markt van bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het **distributienet** bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 17,6 €/MWh in 2017 – met prijsverschillen tussen 14 en 26 €/MWh – ten opzichte van gemiddeld 18,5 €/MWh in 2016. Gemiddeld zijn er relatief weinig verschillen tussen de gemiddelde prijzen van de belangrijkste leveranciers op deze markt. De formules met gasindexeringen vertegenwoordigen bijna 90 % van de contracten. Voor de grote industriële klanten werd een prijsniveau voor transport van nul vastgesteld in één op de tien contracten. Dat wijst op een gezamenlijke facturatie van energie en transport voor deze contracten. De CREG pleit echter ook voor een gescheiden facturatie van energie en transport voor de industriële klanten op het distributienet.

De gemiddelde brutomarges op dit industriële distributiesegment waren 0,5 €/MWh in 2017, terwijl de gemiddelde aankoop prijs 17,1 €/MWh bedroeg 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 17,5 €/MWh in 2017 – met prijsverschillen tussen 14 en 28 €/MWh – ten opzichte van gemiddeld 16 €/MWh tijdens het voorgaande jaar. De formules met gasnoteringen vertegenwoordigen 90 % van de contracten op deze markt.

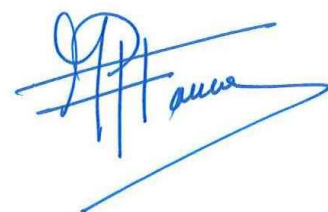
De gemiddelde brutomarges op dit segment waren 0,5 €/MWh in 2017, terwijl de aankoop prijs gemiddeld 17,0 €/MWh bedroeg voor de leveranciers actief op dit segment van industriële vervoersklanten. De lagere marges voor de industriële klanten worden enigszins geneutraliseerd door de veel hogere verkoopvolumes per klant dan in de andere segmenten.

Tenslotte bedroegen de gemiddelde prijzen op de markt voor levering aan elektriciteitscentrales 16,9 €/MWh in 2017, een stijging van 2,3 €/MWh ten opzichte van 2016.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité

BIJLAGE 1

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	x				
Comfort Energy	x					
Coretec	x	x				x
Direct Energie	x				x	
Ebem	x					
EDF Luminus	x	x	x	x	x	x
European Energy Pooling (EEP)				x		x
Engie						x
Engie Electrabel	x	x	x	x	x	x
Elegant	x					
Elexys	x	x				
Elindus	x	x				
Eneco	x	x	x			
Energy People	x					
ENI Gas & Power (Eneco)	x	x	x			x
ENI SpA Belgium Branch		x	x	x	x	x
Enovos	x	x	x	x		
Essent Belgium	x	x				
Gas Natural Europe	x	x	x	x	x	x
Getec				x		
Lampiris (Total Gas & Power SA inclus)	x	x	x	x		
Mega (Power Online)	x	x				
Natgas			x	x		x
Octa+	x	x				
Progress Energy Services (PES)						x
Powerhouse			x	x		
RWE ST					x	x
Scholt	x	x	x			
SEGE				x		
Statoil (Equinor)				x	x	x
Total Gas & Power Ltd				x	x	x
Uniper				x	x	
Vattenfall Energy Trading				x	x	
VEB	x	x	x			x
Watz	x					
Wingas	x	x	x	x	x	x
Wintershall				x		x
Zeno (ex-Klinkenberg)	x					