



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)160825-CDC-1548

over

“de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2015”

uitgevoerd in toepassing van artikel 15/14, § 2, 2° van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen

25 augustus 2016

INHOUD

EXECUTIVE SUMMARY	4
INLEIDING	5
I. INVOER	6
I.1 De verschillende spelers op de invoermarkt.....	6
I.2 Volumes en invoerprijzen.....	9
I.2.1 Lange termijn	9
I.2.2 Beurzen	12
I.2.3 Gemiddelde gewogen invoerprijzen (LT en <i>spot</i>)	14
II. DOORVERKOOP	15
II.1 De verschillende spelers op de doorverkoopmarkt.....	15
II.2 Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers)	16
II.3 Raming van de bruto <i>resellers</i> marges	17
III. LEVERING	19
III.1 De verschillende spelers op de leveringsmarkt.....	19
III.2 Verkoop aan residentiële afnemers en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)	20
III.2.1 Energiecomponent (T2)	23
III.2.2 Vervoerscomponent (T2)	26
III.2.3 Distributiecomponent (T2).....	26
III.2.4 Component toeslagen (T2)	26
III.2.5 Prijssamenstelling (T2)	27
III.3 Verkoop aan bedrijven, tussen 1 en 10 GWh (T4 en T5)	28
III.3.1 Energiecomponent (T4-T5).....	29
III.3.2 Vervoerscomponent (T4-T5).....	32
III.3.3 Distributiecomponent (T4-T5)	32
III.3.4 Component toeslagen (T4-T5)	32
III.3.5 Prijssamenstelling (T4)	32

III.4	Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh (T6 en directe klanten)	33
III.4.1	Marktaandeelen van afnemers > 10 GWh/jaar (T6 en directe klanten) in functie van het volume	33
III.4.2	Globale marktaandeelen van afnemers > 10 GWh/jaar (T6 en directe klanten) in functie van het aantal klanten	35
III.4.3	Gemiddeld volume T6 - directe klanten.....	36
III.4.4	Energiecomponent (T6 en directe klanten)	36
III.4.5	Vervoerscomponent (T6 en directe klanten).....	40
III.4.6	Distributiecomponent (T6).....	40
III.4.7	Component toeslagen (T6 en directe klanten).....	40
III.4.8	Prijssamenstelling (T6 en directe klanten).....	42
III.5	Raming van de bruto leveringsmarges.....	43
III.5.1	Bruto verkoopmarge op de residentiële markt.....	43
III.5.2	Bruto verkoopmarge op de markt van bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4-T5)	44
III.5.3	Bruto verkoopmarge op de markt van bedrijven van meer dan 10 GWh/jaar (T6-directe klanten)	44
III.6	Analyse van facturen van leveranciers.....	46
IV.	LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES	47
V.	CONCLUSIES.....	50
V.1	Op het vlak van marktaandeelen	50
V.2	Op het vlak van prijzen	52
	BIJLAGE 1 (GASMARKT PER SEGMENT).....	55
	BIJLAGEN 2-5 (INDUSTRIËLE AFNEMERS)	56

EXECUTIVE SUMMARY

Het doel van onderhavige studie is het analyseren van de markt, de prijsvorming, het prijsniveau, de prijssamenstelling en de facturatie in de verschillende segmenten (invoer, doorverkoop, levering aan residentiële afnemers en industriële afnemers en aan elektriciteitscentrales) van de Belgische aardgasmarkt in 2015.

De Belgische aardgasmarkt heeft zich nog verder opengesteld voor concurrentie en telde 43 actieve ondernemingen in 2015, tegenover 34 het vorige jaar. De marktaandelen van de belangrijkste leveranciers (de groepen ENI en Engie Electrabel) dalen jaar na jaar.

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). Aardolienoteringen worden slechts in minder dan 10% van de industriële contracten opgenomen. Voor residentiële afnemers en kmo's vormen de gasnoteringen - in overeenstemming met de wetgeving - de enige vector bij de indexering van de energiecomponent van de variabele prijzen.

Twee belangrijke vaststellingen in het kader van deze studie houden verband met de markt van de industriële afnemers (> 10 GWh/jaar). Ten eerste stellen we vast dat de *shipping* en levering van de molecule niet altijd door dezelfde onderneming worden verricht. Dit kwam vroeger inderdaad ook reeds voor, maar we stellen vast dat deze praktijk zich in 2015 verder uitbreidt. Deze opsplitsing tussen *shipping* en levering verklaart het verschil op het vlak van marktaandelen ten opzichte van andere publicaties van de CREG. Ten tweede stellen we vast dat een tweede industriële groep heeft besloten om zich te bevoorraden via een eigen dochteronderneming voor energieaankoop.

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 kan de CREG deze studie over de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de aardgasmarkt in 2015 voorstellen. Dit is de derde openbare studie over de aardgasmarkt na 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 (> 10 GWh/jaar). Het vierde onderzoekt de levering aan elektriciteitscentrales. Het laatste hoofdstuk bevat de belangrijkste conclusies.

Deze studie werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 25 augustus 2016.

I. INVOER

I.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.

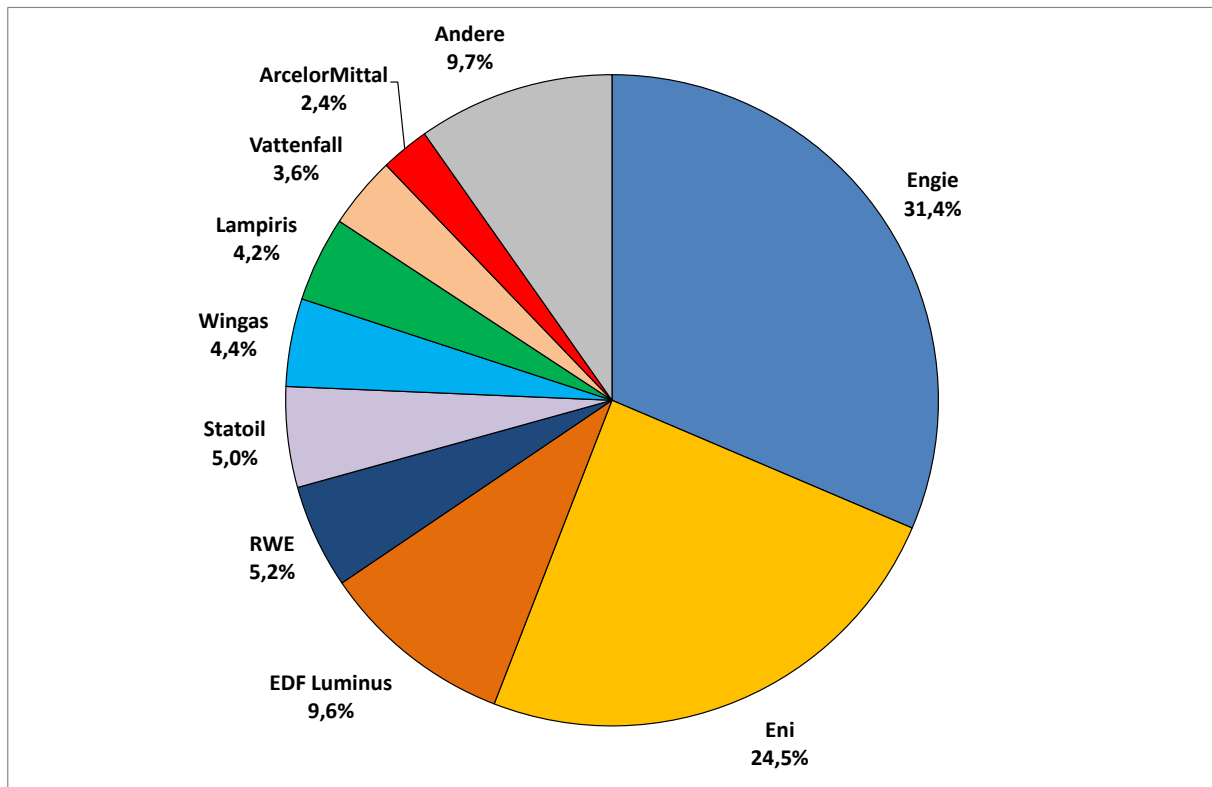
In 2015 blijven ENI, Engie en EDF Luminus de belangrijkste spelers op de invoermarkt. In 2015 verzekerden de gasbedrijven hun bevoorrading hoofdzakelijk via langetermijncontracten met buitenlandse producenten (gemiddeld 70% van het volume) en gedeeltelijk via aankopen op de beurzen (gemiddeld 30% van 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 (*reseller* contracten die voornamelijk dienen om de klanten op het distributienet te bevoorraden, zie hoofdstuk II). 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 *reseller* 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 176 TWh in 2015.

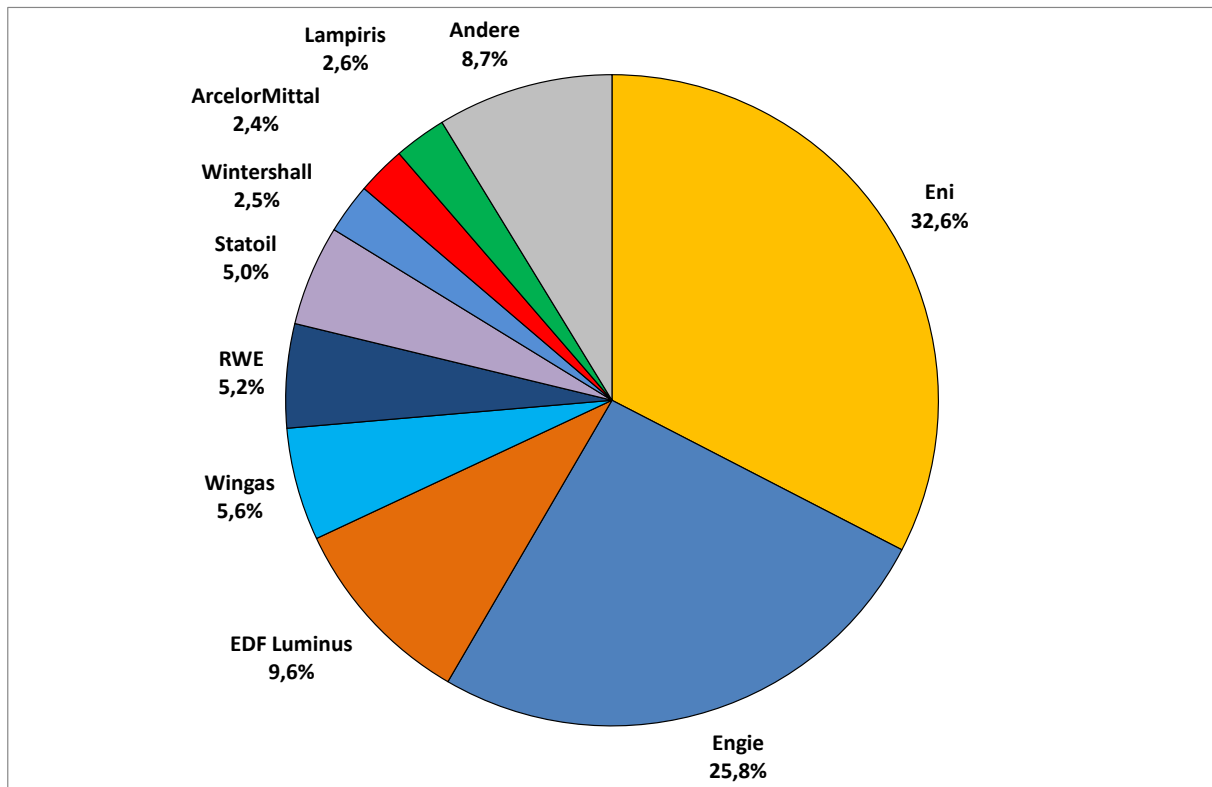
Grafiek 1: Marktaandelen in 2015 op basis van het **vervoerde** aardgasvolume op de Belgische markt (176 TWh)



De marktaandelen van de twee belangrijkste spelers (ENI en Engie) zijn samen goed voor 56% van de markt, tegen 60% van de markt het jaar tevoren. We wijzen op de terugkeer van Vattenfall Energy Trading en de komst van ArcelorMittal Energy dat een dochteronderneming heeft opgericht om zijn eigen energie aan te kopen.

De gegevens in grafiek 1 zijn afkomstig van de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium.

Grafiek 2: Marktaandelen in 2015 op basis van het **geleverde** aardgasvolume op de Belgische markt (176 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 molecule 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 net omgekeerd is.

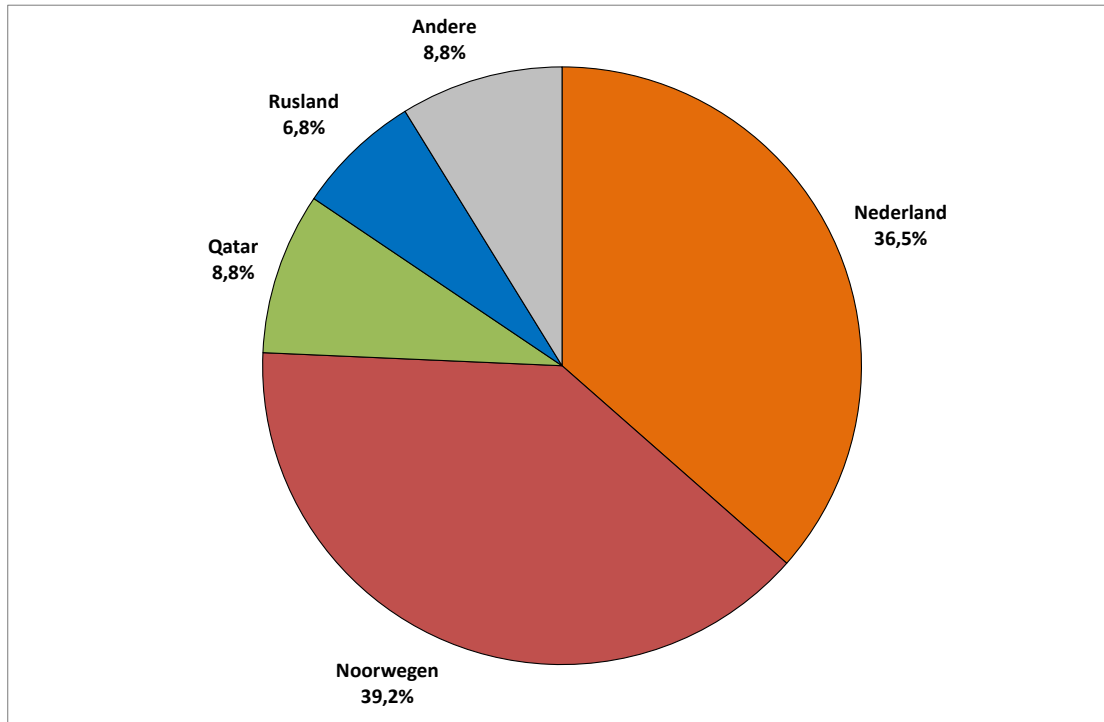
We wijzen erop dat de gegevens van deze twee grafieken uitsluitend rekening houden met het volume dat via het vervoersnet van Fluxys Belgium is vervoerd.

I.2 Volumes en invoerprijzen

I.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 2015 (123 TWh)



De langetermijnbevoorradingen staan garant voor ongeveer 70 % (123 TWh) van de behoeften aan aardgas op de Belgische markt (176 TWh) in 2015. 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.

Uit de contracten en de gegevens ontvangen van de gasbedrijven blijkt echter dat de langetermijncontracten elk jaar meer geïndexeerd worden op gasnoteringen en steeds minder op aardolienoteringen. Er zijn hoofdzakelijk drie types indexeringen: aardolie, gas en steenkool.

De meeste contracten die voorheen op een aardolie-indexering werden gebaseerd, zijn nu gebaseerd op een gemengde indexering (aardolie/gas), soms zelfs volledig op basis van gas.

Aardolie-indexering

In 2015 kan 5% van het totale volume worden beschouwd¹ als geïndexeerd op basis van aardolie (Brent, extra zware stookolie en gasoil). De prijs van de langetermijncontracten geïndexeerd op deze basis bedroeg in 2015 gemiddeld **19,5 EUR/MWh**. Het volgende punt bevat een opmerking over deze prijs.

Gasindexering

76% van het totale volume kan worden beschouwd als geïndexeerd op gas, zoals de HUB van Zeebrugge of de TTF van Nederland. De prijzen van de langetermijncontracten geïndexeerd op gasbasis bedroegen gemiddeld **20,6 EUR/MWh**.

Op het eerste gezicht lijken de contracten met een aardolie-indexering dus voordeliger dan die met een gasindexering. Er moet echter rekening worden gehouden met het feit dat (i) de contracten met een aardolie-indexering slechts een klein percentage van alle bevoorradingscontracten vormen; een bijzonder voordelig contract kan dus het algemeen gemiddelde sterk naar beneden halen, en (ii) dat hier geen rekening wordt gehouden met de flexibiliteitskosten², terwijl we vaststellen dat deze flexibiliteit juist belangrijker is in de contracten met gasindexering dan in de contracten met (gedeeltelijke) aardolie-indexering.

Steenkoolindexering

Tot slot is ongeveer 19% van de langetermijncontracten voor België gebaseerd op de steenkoolprijzen. 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 daarom als vertrouwelijk beschouwd. Het gaat om contracten die oorspronkelijk werden afgesloten met het oog op de bevoorrading van sommige elektriciteitscentrales.

Indexering op lange termijn exclusief steenkool

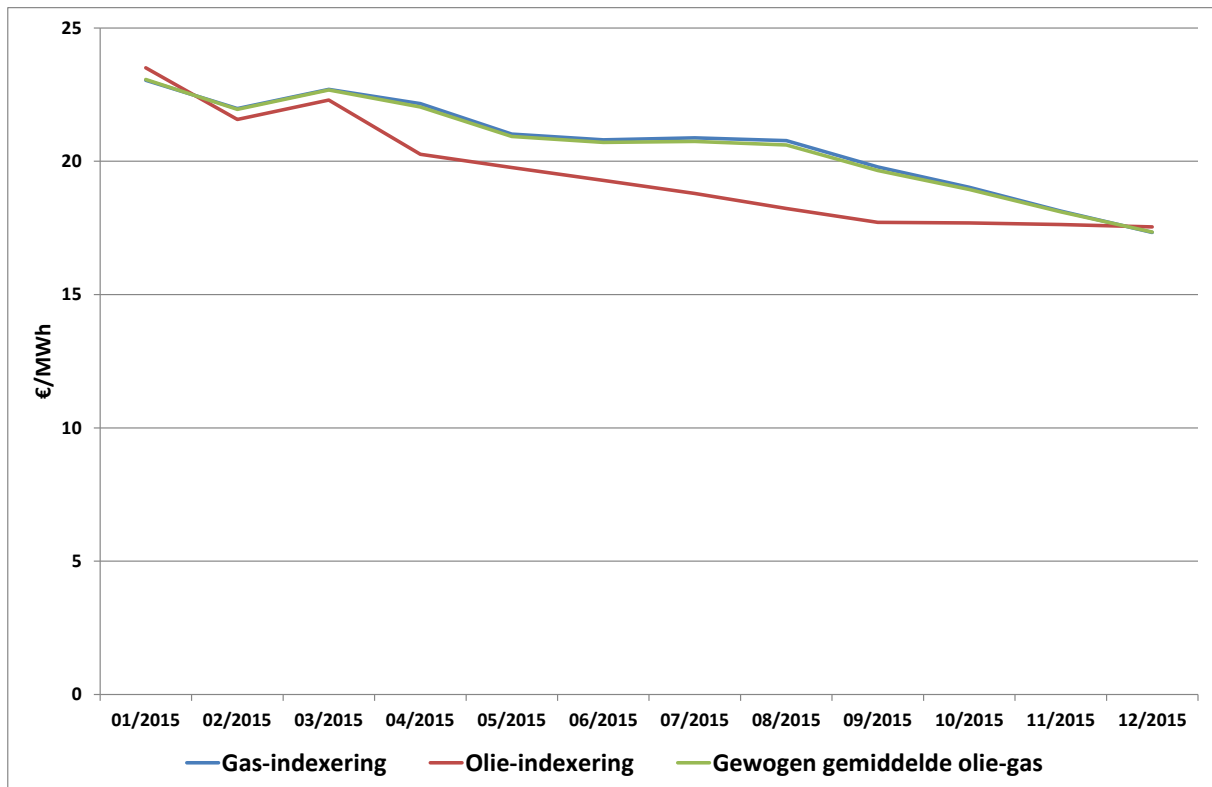
Aangezien de prijs van de contracten met een steenkoolindexering specifiek is voor het segment van de elektriciteitscentrales en aangezien die prijs bovendien vertrouwelijk is, wordt daarmee geen rekening gehouden om in het kader van deze studie een benchmark vast te

¹ Deze verschillende percentages worden gedefinieerd rekening houdend met het volume van elk contract en met het indexeringstype van elk contract dat voor het gehele volume kan gelden, dan wel hybride van aard kan zijn (gedeeltelijk geïndexeerd op aardolienoteringen en gedeeltelijk op gasnoteringen), evenals het marktaandeel van de leverancier.

² Flexibiliteit biedt bijvoorbeeld de mogelijkheid om in de winter hogere en in de zomer lagere volumes te verwerven.

stellen. De gewogen gemiddelde aankoop prijs exclusief de steenkoolindexering van de invoer op **lange termijn** in België was in 2015 gemiddeld **20,6 EUR/MWh**.

Grafiek 4: Evolutie van de gemiddelde invoerprijzen voor aardgas op **lange termijn volgens indexering**: aardolie, gas, gewogen gemiddelde



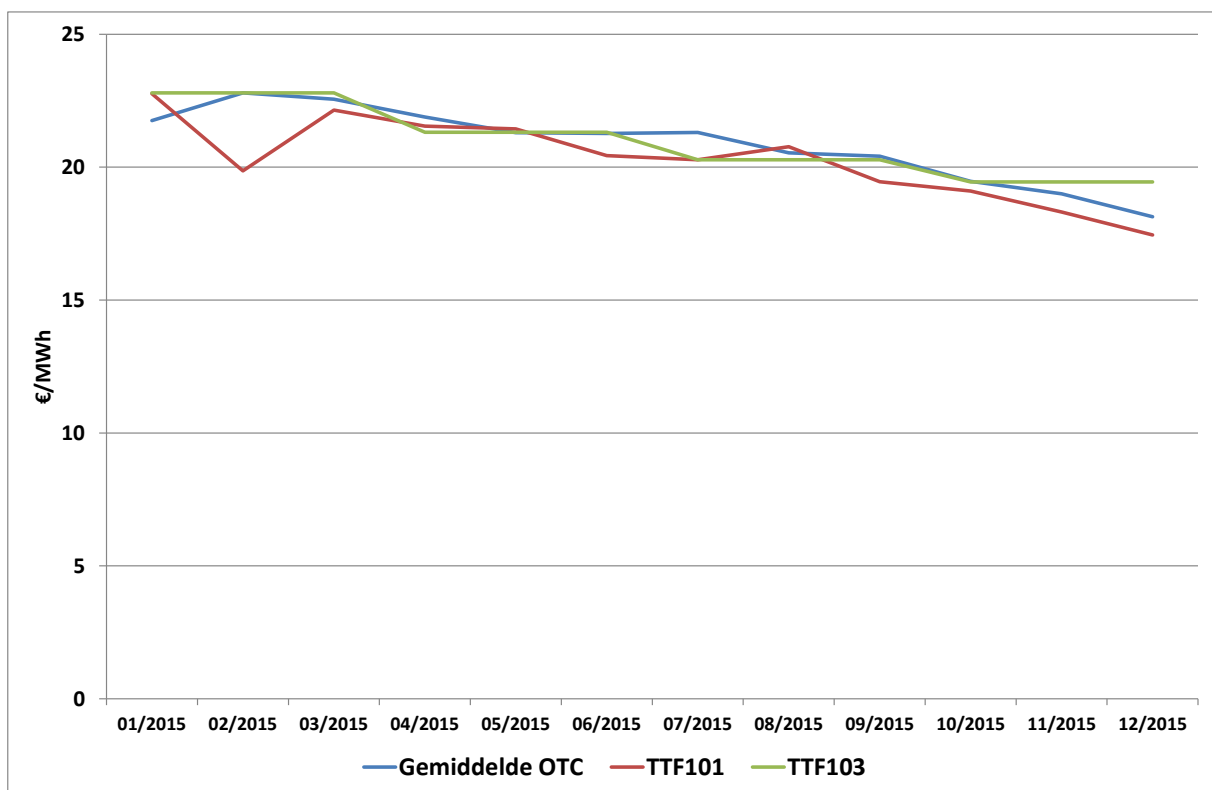
I.2.2 Beurzen

In 2015 dekten de aankopen op de beurzen 30% (53 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 HUB- en TTF-prijzen in EUR/MWh zijn vrijwel identiek. De gemiddelde aankoop prijs van de invoer op de beurzen was **20,9 EUR/MWh** in 2015. De heronderhandelingen van langetermijncontracten met opname van de gasindexering hebben een relatieve convergentie van de prijzen van langetermijncontracten met die van de beurzen tot gevolg.

Grafiek 5 toont de evolutie van de gemiddelde OTC-aankoop prijs en de *forward month ahead* en *quarter ahead* noteringen op de TTF³. We merken op dat de OTC-prijzen zich over het algemeen bevinden tussen de prijzen van de beursnoteringen van de types 101 en 103⁴.

Grafiek 5: Evolutie van de gemiddelde OTC-gas prijs op de beurzen en TTF gasnoteringen.

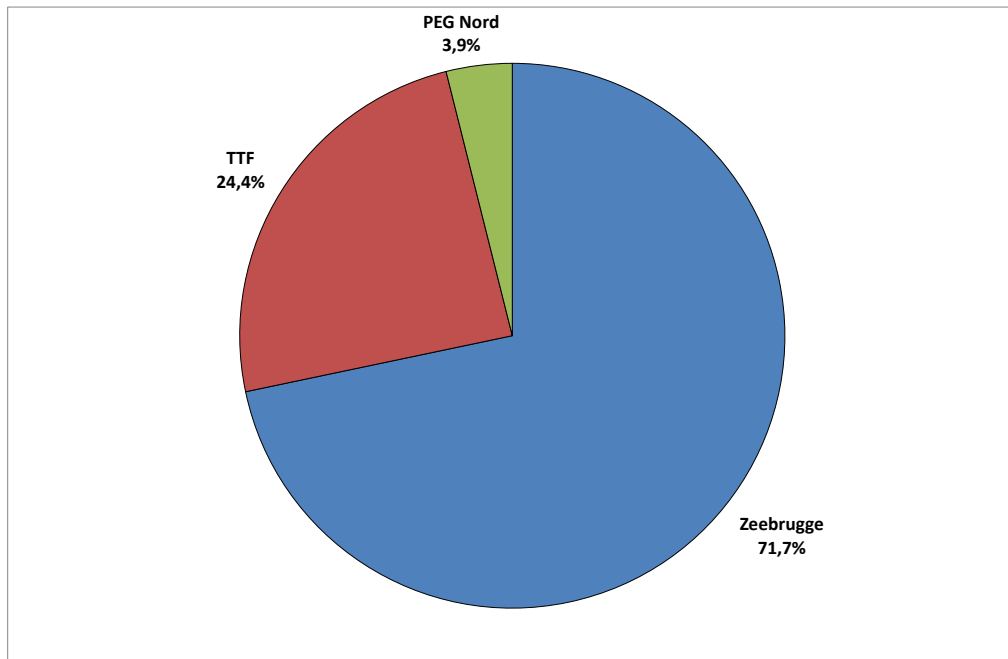


³ De TTF- en Zeebrugge-noteringen zijn sterk gecorreleerd. Voor de duidelijkheid van de grafiek beperken we ons tot de TTF-noteringen.

⁴ De definities en waarden van de gasnoteringen TTF101 en TTF103 zijn te vinden op <http://www.creg.info/pdf/Tarifs/G/GasTTF-NL.pdf>

Nagenoeg 72% van de volumes in kwestie wordt aangekocht via een Zeebrugge-notering, meer dan 24% wordt aangekocht via een TTF-notering (Nederland) en bijna 4% wordt aangekocht op PEG NORD (Frankrijk) (zie grafiek 6). De prijzen op de beurzen liepen in 2015 opnieuw vrij gelijk met de prijzen verkregen via langetermijncontracten. De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, *over-the-counter* of OTC genoemd.

Grafiek 6: Herkomst (noteringen) van het aardgas aangekocht op korte termijn in 2015 (53 TWh)

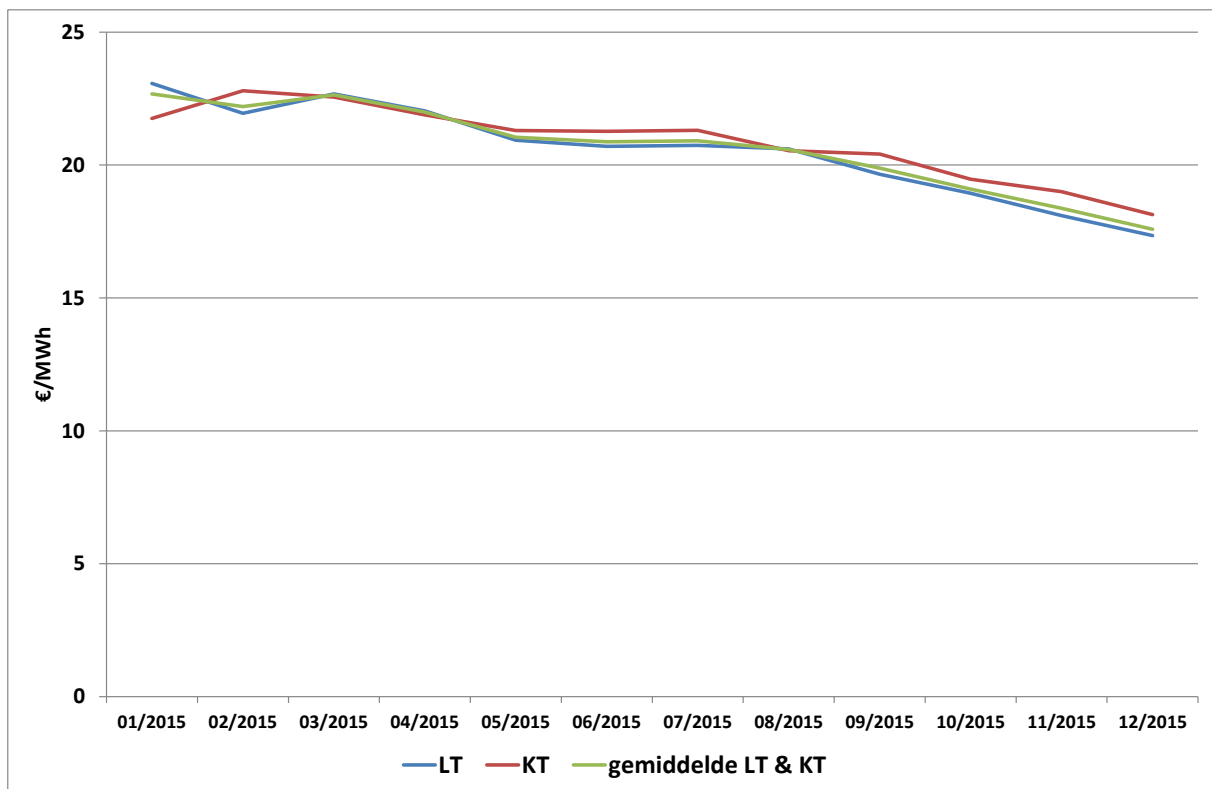


I.2.3 Gemiddelde gewogen invoerprijzen (LT en spot)

De gemiddelde gewogen invoerprijzen (**LT gewogen** voor 70% van de volumes aan 20,6<EUR/MWh en **KT gewogen** voor 30% van de volumes aan 20,9 EUR/MWh) bedroegen in 2015 gemiddeld **20,7 EUR/MWh**.

De hiernavolgende grafiek toont de evolutie van de gemiddelde gewogen invoerprijs (LT en KT), van de gemiddelde invoerprijs LT en de gemiddelde invoerprijs KT. De gemiddelde prijs voor 2015 ligt 2,5 EUR/MWh lager dan vorig jaar, d.i. een daling van 11%.

Grafiek 7: Evolutie van de gemiddelde gewogen invoerprijzen LT, de gemiddelde invoerprijzen KT en de gemiddelde gewogen invoerprijzen (LT & KT) voor aardgas.



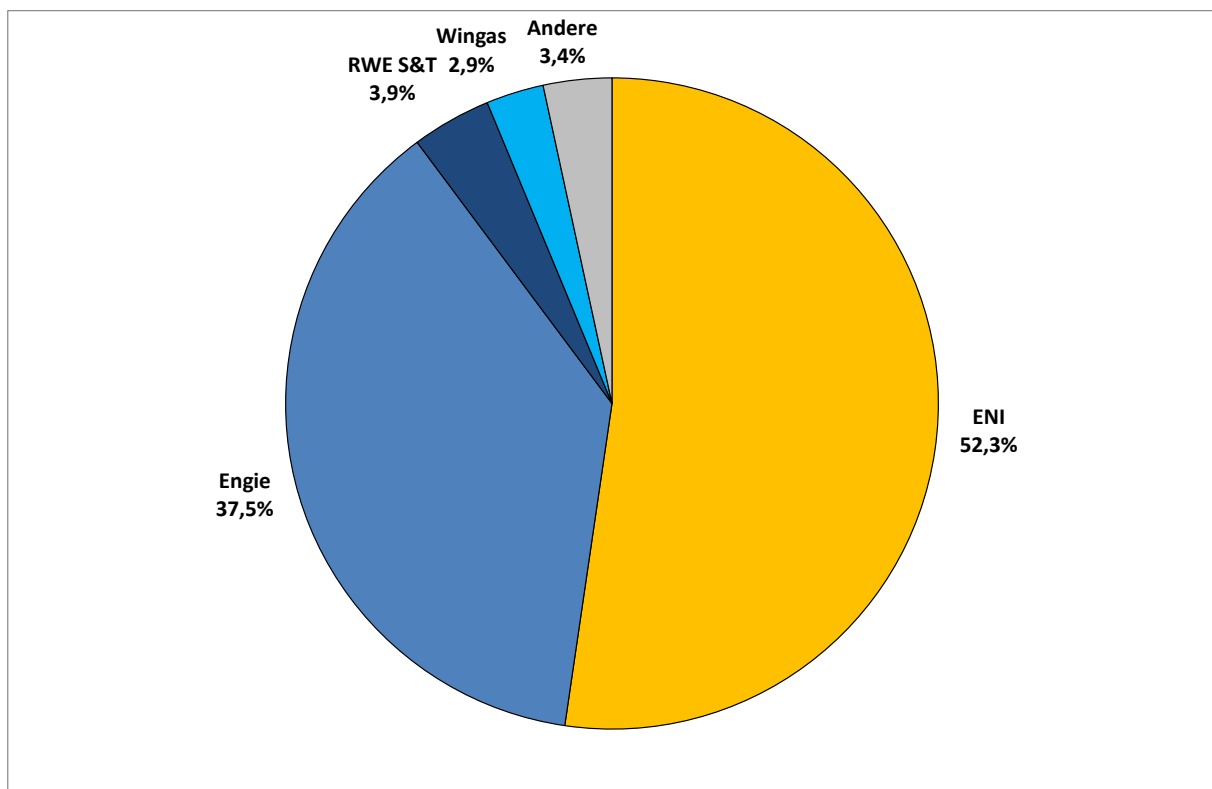
II. DOORVERKOOP

II.1 De verschillende spelers op de doorverkoopmarkt

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. Op het vlak van volume vindt de doorverkoop 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 8: Marktaandelen in 2015 op basis van het doorverkochte aardgasvolume (127 TWh)



II.2 Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers)

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

Sommige *reseller* 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 kunnen we een tweeledig onderscheid maken. Ten eerste een onderscheid tussen contracten die afgesloten zijn binnen eenzelfde groep en contracten die buiten de groep afgesloten zijn. Ten tweede een onderscheid tussen het volume dat bestemd is voor vervoer en het volume dat bestemd is voor distributie.

Reseller contracten binnen eenzelfde groep

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was **22,4 EUR/MWh** in 2015, hetzij 1,7 EUR/MWh hoger dan de gemiddelde invoerprijs (20,7 EUR/MWh). Een gedeelte van het in dit kader geleverde volume is echter bestemd voor levering aan industriële afnemers⁵.

Reseller contracten tussen ondernemingen zonder specifieke band

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was in 2015 gemiddeld **22,1 EUR/MWh**, hetzij 1,4 EUR/MWh hoger dan de gemiddelde invoerprijs. Het gehele in dit kader geleverde volume is bestemd voor klanten van het distributienet.

Reseller contracten voor vervoer

In 2015 bedroeg de gemiddelde gewogen prijs voor deze contracten **20 EUR/MWh**. In dit geval gaat het uitsluitend om intragroepverkoop voor volumes die bedoeld zijn voor industriële afnemers.

⁵ Een belangrijke onderneming op de Belgische aardgasmarkt vraagt echter dat haar dochteronderneming zorgt voor levering aan haar industriële afnemers terwijl zij in 2014 deze levering nog zelf verzorgde.

Reseller contracten voor distributie

In 2015 bedroeg de gemiddelde gewogen prijs van deze contracten gemiddeld **24,3 EUR/MWh**, hetzij 3,6 EUR/MWh hoger dan de gemiddelde invoerprijs. Het gaat hier zowel over verkoop binnen eenzelfde groep als voor verkoop daarbuiten. Voor de doorverkoop op het distributienet stellen we vast dat de doorverkoopprijs buiten de groep lager is dan de doorverkoopprijs binnen de groep. Er wordt ook vastgesteld dat bepaalde *resellers* verschillende prijzen hanteren afhankelijk van het feit of het aan de tussenpersoon verkochte volume bestemd is voor *retail* of professionele klanten.

Gemiddelde reseller contracten

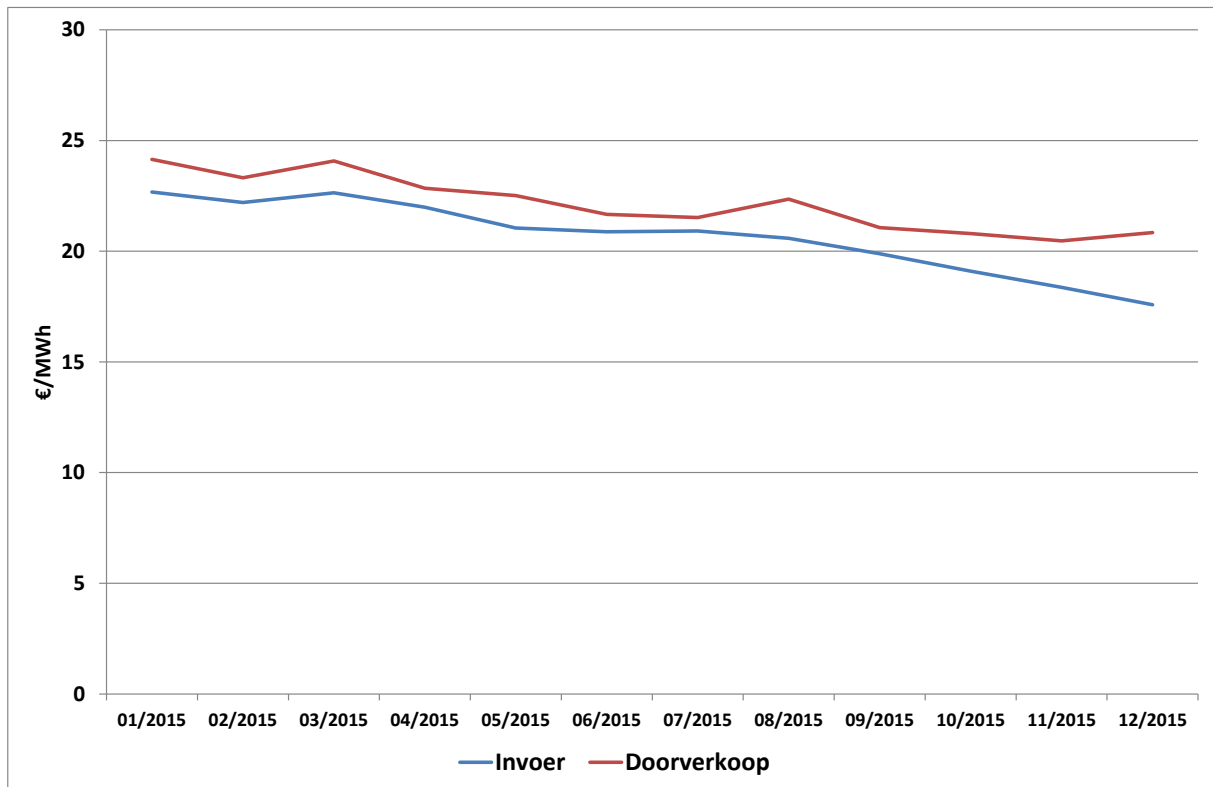
Het doorverkoopcontract binnen de groep vertegenwoordigt 95% van het totale volume van de doorverkoopcontracten. De gemiddelde gewogen prijs voor doorverkoop bedraagt op die manier **22,4 EUR/MWh**. Deze prijs moet worden vergeleken met de gemiddelde invoerprijs van **20,7 EUR/MWh**. De doorverkoopprijzen, en met name die voor de distributie, kunnen flexibiliteitsmechanismen omvatten die geld kosten en waar dus een prijs op plakt. Die zijn in het kader van deze studie echter niet berekend.

II.3 Raming van de bruto *resellers* marges

Het verschil tussen de gemiddelde doorverkoopprijzen en de gemiddelde invoerprijzen is gemiddeld 1,7 EUR/MWh. Zoals eerder gezegd, kunnen de doorverkoopprijzen een bepaalde flexibiliteit omvatten waarvan de prijs in het kader van deze studie niet afzonderlijk is berekend.

De hiernavolgende grafiek toont de evolutie van de gemiddelde aankoop- en doorverkoopprijzen in 2015.

Grafiek 9: Evolutie van de gemiddelde invoer- en doorverkooprijzen (totaal segmenten vervoer en distributie) van aardgas in 2015



III. LEVERING

III.1 De verschillende spelers op de leveringsmarkt

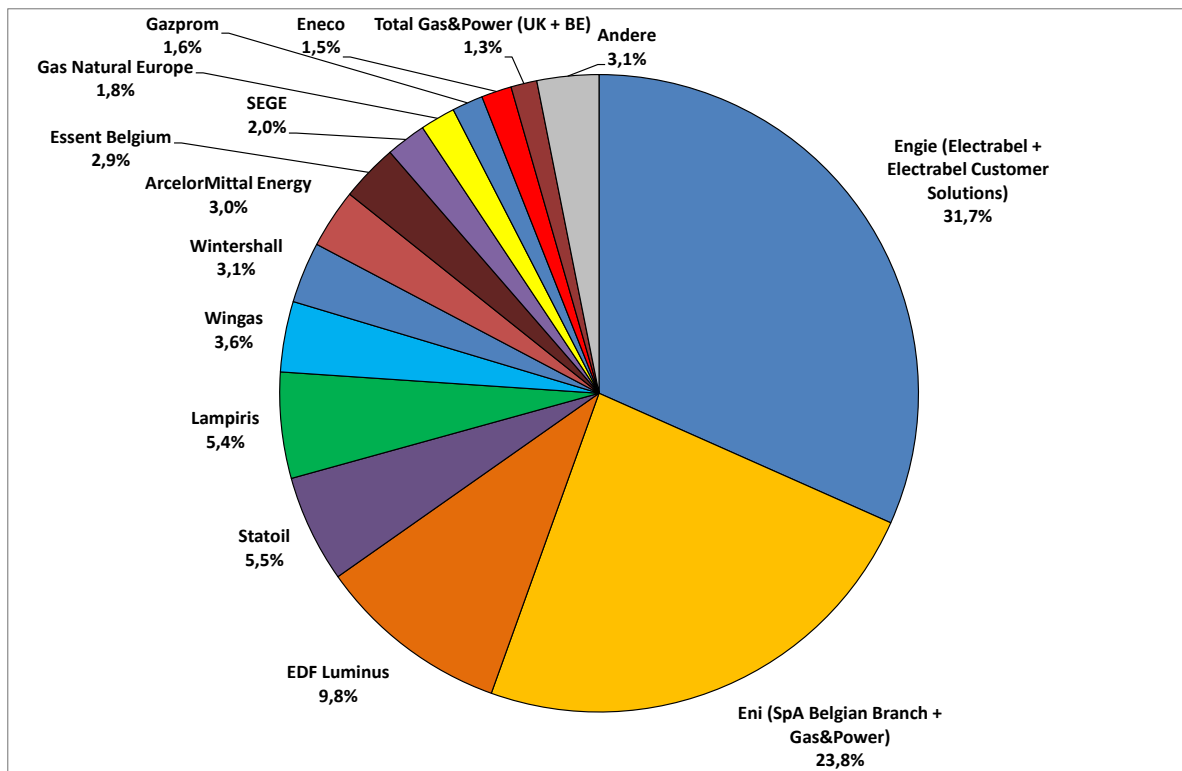
De bedrijven die aanwezig zijn in de invoer- en doorverkoopsegmenten zijn eveneens aanwezig op de leveringsmarkt (ten minste wat de levering aan klanten op het vervoersnet betreft). Andere bedrijven zijn dan weer uitsluitend aanwezig op de leveringsmarkt.

De leveringsactiviteit beoogt de levering van gas aan de eindafnemers (bedrijven en particulieren). De levering van gas aan elektriciteitscentrales wordt in het volgende hoofdstuk van deze studie besproken.

Het totale volume van leveringen aan residentiële afnemers en bedrijven is gestegen en bedraagt 142 TWh ten opzichte van 130 TWh het jaar daarvoor. Dit komt hoofdzakelijk door de stijging van het verbruik door residentiële afnemers en kmo's (57 TWh ten opzichte van 49 TWh).

Grafiek 10: Marktaandelen in 2015 op basis van het aardgasvolume geleverd⁶ aan eindafnemers op de distributie- en vervoersnetten (142 TWh)

⁶ Het gaat om het volume dat door de leverancier aan de eindafnemer (uitgezonderd elektriciteitscentrales) is geleverd. De leverancier kan zich oorspronkelijk bevoorraden hebben bij een doorverkoper (*reseller*), bij een bedrijf uit een producerend land of op een beurs.



Geen enkel bedrijf heeft meer dan een derde van de markt in handen. De twee belangrijkste leveranciers⁷ (ENI en Engie Electrabel) vertegenwoordigen 55% van het volume van de leveringen in 2015 tegenover 60% in 2014.

We onderscheiden twee tamelijk verschillende markten, namelijk enerzijds de markt van de verkoop aan residentiële afnemers en kmo's (< 1 GWh/jaar) en anderzijds de markt van de verkoop aan bedrijven (> 1 GWh/jaar) die zelf weer is onderverdeeld in twee subcategorieën: ondernemingen (van 1 tot 10 GWh/jaar) en industriële (> 10 GWh/jaar).

III.2 Verkoop aan residentiële afnemers en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)

De evolutie van de verkoopprijs aan residentiële afnemers en kmo's krijgt een follow-up die op de website van de CREG beschikbaar is⁸. Deze follow-up heeft vooral aandacht voor de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven en taksen).

⁷ ENI spa Belgian Branch en ENI Gas & Power SA worden in deze grafiek als één entiteit beschouwd. Electrabel en Electrabel Customers Solutions, beide dochterondernemingen van de groep Engie, worden voor 2015 eveneens als één entiteit beschouwd. Op 1 januari 2016 heeft Electrabel haar dochteronderneming Electrabel Customers Solutions geïntegreerd en de naam Engie Electrabel aangenomen.

⁸ Zie <http://www.creg.be/nl/evolprix.html>

Jaarlijks worden er meer bedrijven actief op de markt van de residentiële afnemers en kmo's. Voor 2015 geeft dat het volgende beeld:

- bedrijven actief op de markt van de residentiële afnemers en kmo's in ten minste twee gewesten: Antargaz, Comfort Energy, Engie Electrabel, Luminus, ENI, Essent, Eneco, Lampiris, Mega, Octa+ en Poweo (Direct Energie);
- bedrijven actief op de markt van de residentiële afnemers en kmo's, alleen in Vlaanderen: Ebem, Elegant en Watz;
- bedrijven die alleen actief zijn op de kmo-markt: BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Gas Natural Europe, Scholt, Total Gas & Power Belgium.

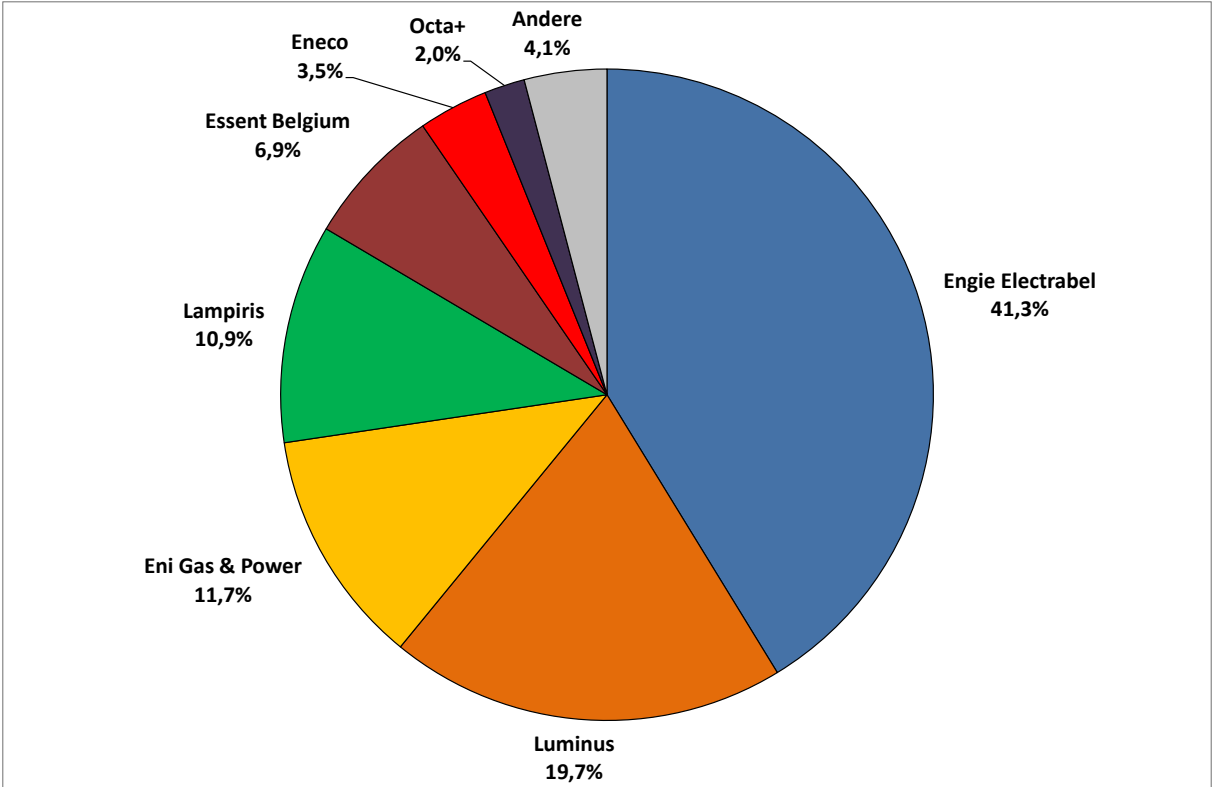
Tot slot, de distributienetbeheerders (DNB's) bevoorraden en factureren⁹ zelf sommige klanten.

De volgende grafiek toont het relatieve belang van de verschillende leveranciers op de leveringsmarkt voor klanten die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken¹⁰ 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) hadden in 2015 qua volume samen 61% van de markt in dit segment in handen, een daling met 6% ten opzichte van het vorige jaar. De marktaandelen van de twee belangrijkste leveranciers zijn elk met 3% gedaald ten opzichte van het vorige jaar. Het zijn vooral de kleinste leveranciers ('Andere' in onderstaande grafiek 11) die van deze ontwikkeling hebben geprofiteerd; hun gezamenlijke marktaandeel gaat van 0,8% naar 4,1%.

Grafiek 11: Marktaandelen in 2015 op basis van het aardgasvolume geleverd aan residentiële afnemers en kmo's (T1-T2-T3) die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken (57 TWh)

⁹ Het gaat om beschermde en niet-beschermde klanten waarvan het leveringscontract werd opgezegd, evenals Waalse en Brusselse beschermde klanten die vrijwillig hebben gekozen voor een levering via de DNB.

¹⁰ Categorie T1 betreft een verbruik van 0 tot 5 MWh/jaar, categorie T2 verbruikt 5 tot 150 MWh/jaar en categorie T3 150 tot 1.000 MWh/jaar.



III.2.1 Energiecomponent (T2)

Onderhavige studie analyseert in het bijzonder het vrijgemaakte deel van de markt, dus de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven). In 2015 vertegenwoordigt deze energiecomponent bij gas iets minder dan twee derde van de prijs betaald door een residentiële T2-klant¹¹. 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.

55% van de contracten op de residentiële markt voor aardgas waren in 2015 variabele prijsaanbiedingen, geïndexeerde prijsaanbiedingen genoemd. De vaste prijsaanbiedingen vertegenwoordigden 45% van de markt.

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 marges¹², 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 EUR/jaar, en een proportionele term, uitgedrukt in cEUR/kWh. Voor de facturering van het vervoer was 2015 een overgangsjaar¹³. De leveranciers factureerden vervoer en energie in 2015 samen aan de residentiële afnemers en kmo's. Vanaf 1 januari 2016 dienen de leveranciers de energie- en vervoerscomponenten afzonderlijk te factureren¹⁴.

In 2015 hebben de leveranciers 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 gasindexering van minimum 35% in 2013, minimum 50% in 2014 en 100% in 2015.

¹¹ Een T2-klant is een klant die tussen 5 en 150 MWh/jaar verbruikt. Het gaat om een verwarmingsklant. Het typeprofiel gekozen in deze studie bedraagt 23.260 kWh/jaar (oude definitie Eurostat).

¹² De marges op de vaste producten zullen over het algemeen hoger zijn omdat de gebruiker een soort verzekeringspremie betaalt waarmee vaste aanbiedingen zich tegen eventuele prijsschommelingen indekken.

¹³ Het transporttarief van Fluxys, dat aanvankelijk wordt uitgedrukt in EUR/m³/u/jaar, wordt in 2015 geraamd op ongeveer 1,47 EUR/MWh. Voor een verwarmingsklant van 23.260 kWh/jaar komt dit neer op 34,20 EUR/jaar excl. btw.

¹⁴ De leveranciers maken uiterlijk vanaf juli 2015 melding van de transportprijs op hun tarieffiche. De facturen geven ten laatste vanaf januari 2016 de energieprijzen en de transportprijzen afzonderlijk weer.

De volgende formules voor variabele aardgasprijzen¹⁵ (enkel energie, uitgezonderd vervoer) werden het meest gebruikt door de leveranciers op de residentiële markt:

		Vast recht (€/jaar)	Variabele term		
			Formule 2015	moyenne 2015 (€/MWh)	
Antargaz	Variabel	29,75	TTF103 +	3,27	24,2
Comfort Energy	Plus	50,00	TTF103 +	5,53	26,5
Ebem	Aardgas	33,06	TTF103 +	4,78	25,7
Electrabel	Easy	35,00	TTF103 +	7,98	28,9
Elegant	Aardgas/BX	33,06	ZTPDA +	4,46	25,4
Eneco	Variabel	24,79	TTF103 +	5,92	26,9
Essent	Variabel	49,58	TTF103 +	6,95	27,9
Lampiris	Zen/Tip	28,93	TTF103 +	7,83	28,8
Luminus	Actief+	41,32	HUB303 +	8,94	30,2
Mega	Free	28,93	TTF103 +	3,53	24,5
Octa+	Energybox var.	37,19	TTF103 +	4,89	25,8
Watz	Aardgas	16,12	TTF103 +	5,32	26,3

Gasnoteringen

TTF103: rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in EUR/MWh voor de toekomstige aardgascontracten in Nederland *quarter ahead end of day* (werkdagen) op www.iceendex.com voor de maand voorafgaand aan het kalenderkwartaal van de levering.

HUB303: rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in EUR/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 EUR/MWh op basis van het maandelijkse gemiddelde van de wisselkoersen EUR/£ van de vorige maand gepubliceerd door de ECB voor een omrekeningscoëfficiënt 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

Tot 2012 waren de formules van Engie Electrabel, Luminus en ENI nog geïndexeerd op basis van parameters afkomstig uit de captieve markt en waren ze hoofdzakelijk gebaseerd op aardolienoteringen. Bovendien waren alle parameters verschillend, wat de tariefvergelijking niet gemakkelijker maakte.

¹⁵ Het product Actief + (Luminus) werd in 2015 niet meer aangeboden aan nieuwe klanten; deze leverancier promoveerde zijn vaste producten. ENI bood in 2015 uitsluitend vaste formules aan. Bepaalde formules konden licht variëren per trimester. Deze eventuele verschillen hebben voornamelijk betrekking op de *mark-up* (P_0), waarmee rekening werd gehouden in de tabel door desgevallend een gemiddelde weer te geven.

De formules geïndexeerd op basis van de gasnoteringen, die in 2015 veralgemeend werden, zijn bijna allemaal gebaseerd op dezelfde notering (TTF103), wat de vergelijking tussen de leveranciers vereenvoudigt.

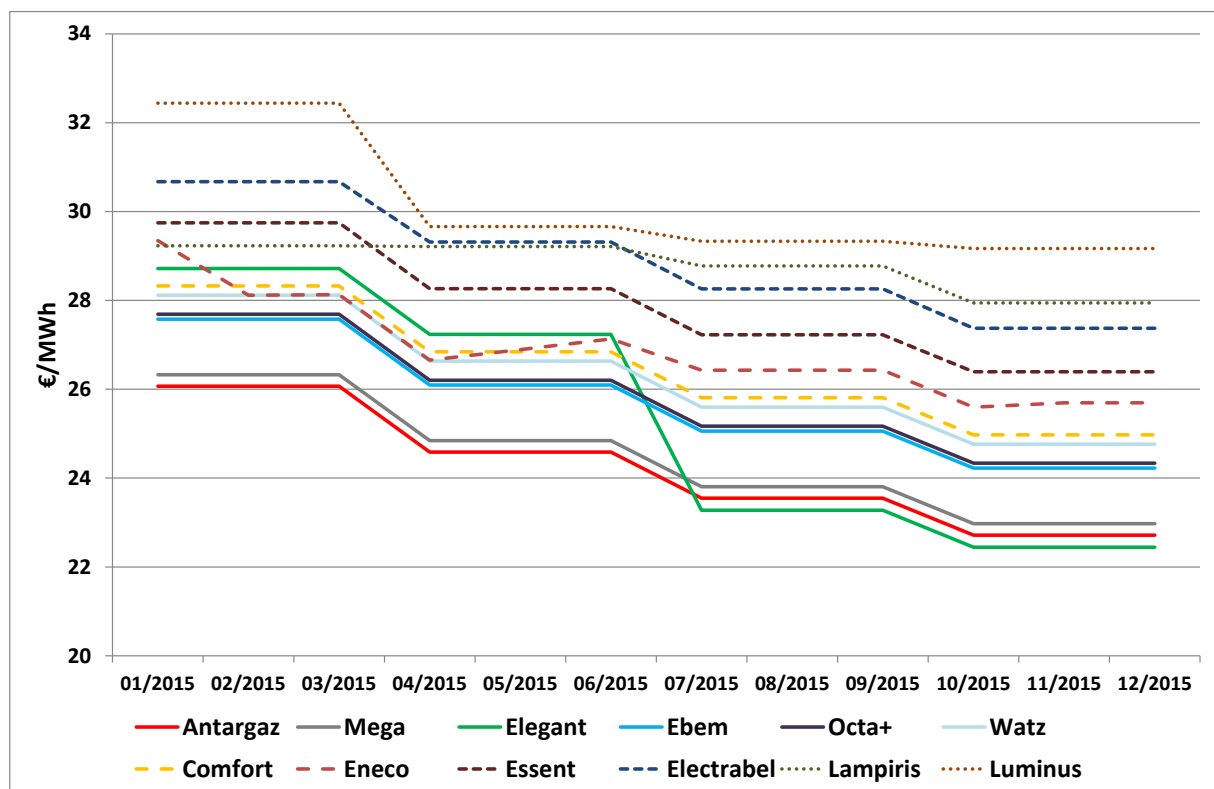
Grafiek 11 toont de maandelijkse evolutie van de tarieven in EUR/MWh voor een T2-klant met een variabele prijsformule, van het voordeligste naar het duurste tarief. Zij houden rekening met parameters en formules eigen aan elke leverancier.

In 2015 lag de gemiddelde prijs van de variabele formules van de leveranciers tussen 24,2 en 30,2 EUR/MWh (tegenover 28 tot 34,5 EUR/MWh in het vorige jaar).

De gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor de variabele formules was 29,4 EUR/MWh.

Voor het hele jaar 2015 bedroeg het verschil tussen de goedkoopste leverancier (Antargaz) en de duurste leverancier (Luminus) voor de meest voorkomende variabele formules 5,9 EUR/MWh, tegenover 6,5 EUR/MWh in 2014. Op jaarbasis is het verschil in 2015 derhalve 137 EUR/jaar excl. btw voor een verwarmingsklant.

Grafiek 12: Evolutie van de variabele leveranciersprijzen voor aardgas (meest verkochte formules), energiecomponent, op de residentiële markt (verwarmingsklant T2 met een verbruik van 23.260 kWh/jaar, excl. btw) - van de goedkoopste tot de duurste prijs op jaarbasis



In 2015 bedroeg de gemiddeld gewogen **residentiële** verkoopprijs voor alle formules (vast en variabel) **30,4 EUR/MWh**, dus 1 EUR/MWh meer dan de variabele prijzen. Dit komt door het feit dat de vaste prijzen meestal een soort verzekering tegen prijsstijgingen bevatten. Dit risico wordt gedragen door de verkoper in plaats van dat het ten laste komt van de koper, zoals het geval is met de variabele prijzen. De gemiddelde residentiële prijs is ten opzichte van het vorige jaar gedaald met 3,6 EUR/MWh.

III.2.2 Vervoerscomponent (T2)

De vervoerscomponent wordt door de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium in 2015 geraamd op een bedrag van 1,47 EUR/MWh, zie http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Transmission/TransmissionTariffs/~/_media/Files/Services/Transmission/Tariffs/2016/Fluxys_20151118_CostEstimation_DomesticExit-NL.ashx. Begin 2015 namen alle leveranciers de vervoerscomponent mee in de energiecomponent. Vanaf juli 2015 moesten alle leveranciers de vervoerscomponent afzonderlijk vermelden op hun tarieffiches. Vanaf januari 2016 moest dat onderscheid ook op de facturen worden gemaakt.

III.2.3 Distributiecomponent (T2)

Deze component varieert van distributiezone tot distributiezone. Hij bestaat uit een vaste vergoeding en een variabele term. Het gemiddelde tarief¹⁶ voor een residentiële verwarmingsklant bedraagt 14,3 EUR/MWh.

III.2.4 Component toeslagen (T2)

De toeslagen op federaal niveau bestonden in 2015 uit de energiebijdrage (0,9889 EUR/MWh) en de federale bijdrage (0,8063 EUR/MWh¹⁷). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedroeg derhalve 1,8 EUR/MWh in 2015.

In Wallonië komt hier nog de aansluitingsvergoeding van 0,075 EUR/MWh bij.

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

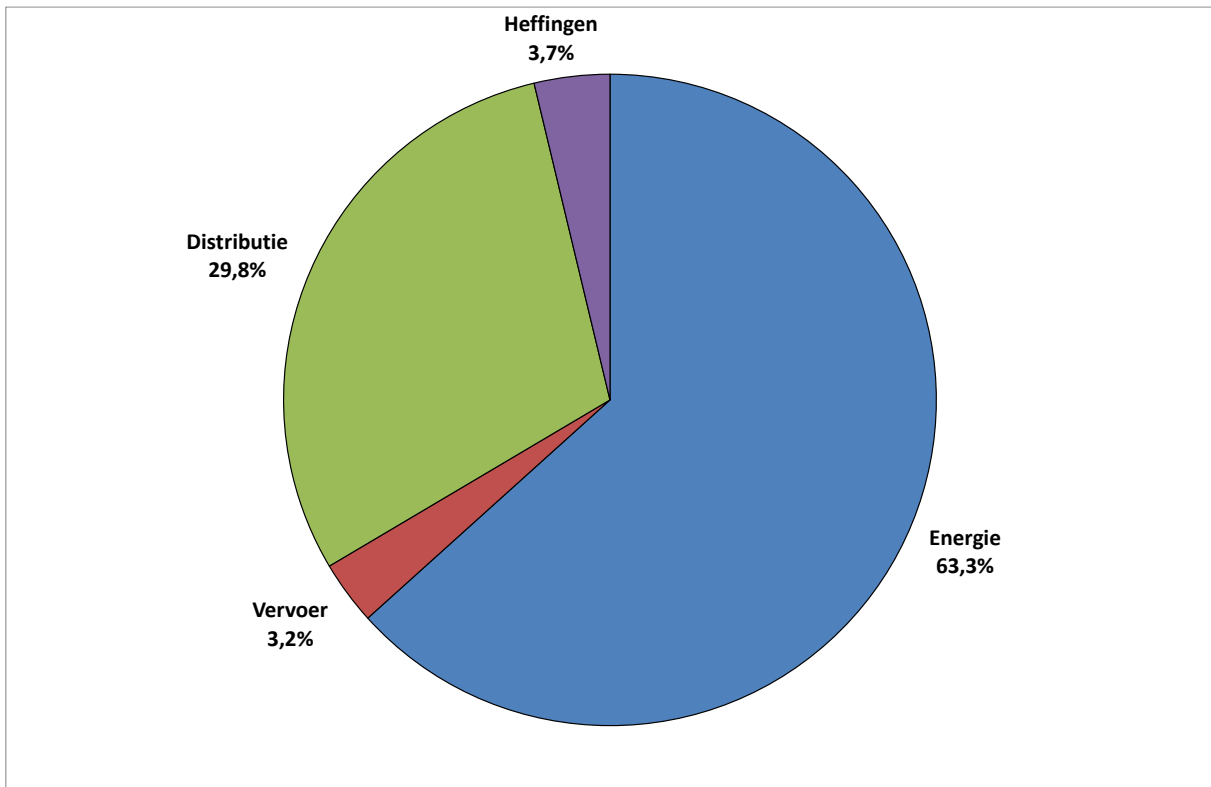
¹⁶ Tarief voor een standaardverbruik aan verwarming van 23.260 kWh

¹⁷ Het bedrag gefactureerd door de leverancier op het distributienet, rekening houdend met de dekking voor administratiekosten en van toepassing voor 2015.

III.2.5 Prijssamenstelling (T2)

Ondanks de daling van de gasnoteringen blijft de energiecomponent (63% van het totaal exclusief btw) 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 13: Prijssamenstelling van het aardgas voor een T2-klant in 2015 (prijs excl. btw)



III.3 Verkoop aan bedrijven, tussen 1 en 10 GWh (T4 en T5)

De belangrijkste leveranciers in dit segment zijn dezelfde als die op de residentiële markt, namelijk Engie Electrabel, ENI, Luminus en Lampiris. Ook zijn hier bedrijven te vinden die uitsluitend actief zijn op de markt van de bedrijven, zoals Gas Natural Europe, Scholt, Total en Wingas. De hiernavolgende grafiek toont de respectieve marktaandelen in dit marktsegment. Dit segment bestaat hoofdzakelijk uit ondernemingen van het type T4 en T5 die op het distributienet zijn aangesloten. Slechts enkele bedrijven die minder dan 10 GWh/jaar verbruiken, zijn aangesloten op het vervoersnet.

Slechts een klein gedeelte van het industriële verbruik is afkomstig van dit subsegment dat 10 TWh vertegenwoordigt in 2015. De resterende 75 TWh wordt geleverd aan de industriële grootverbruikers.

De markt van de ondernemingen met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bestaat uit twee subsegmenten¹⁸, namelijk: MMR T4 klanten (9 TWh) en AMR T5 klanten (1 TWh). De volumes met betrekking tot de warmtekrachtkoppelingen werden in deze studie opgenomen terwijl ze in andere publicaties bij de elektriciteitscentrales worden ondergebracht.

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

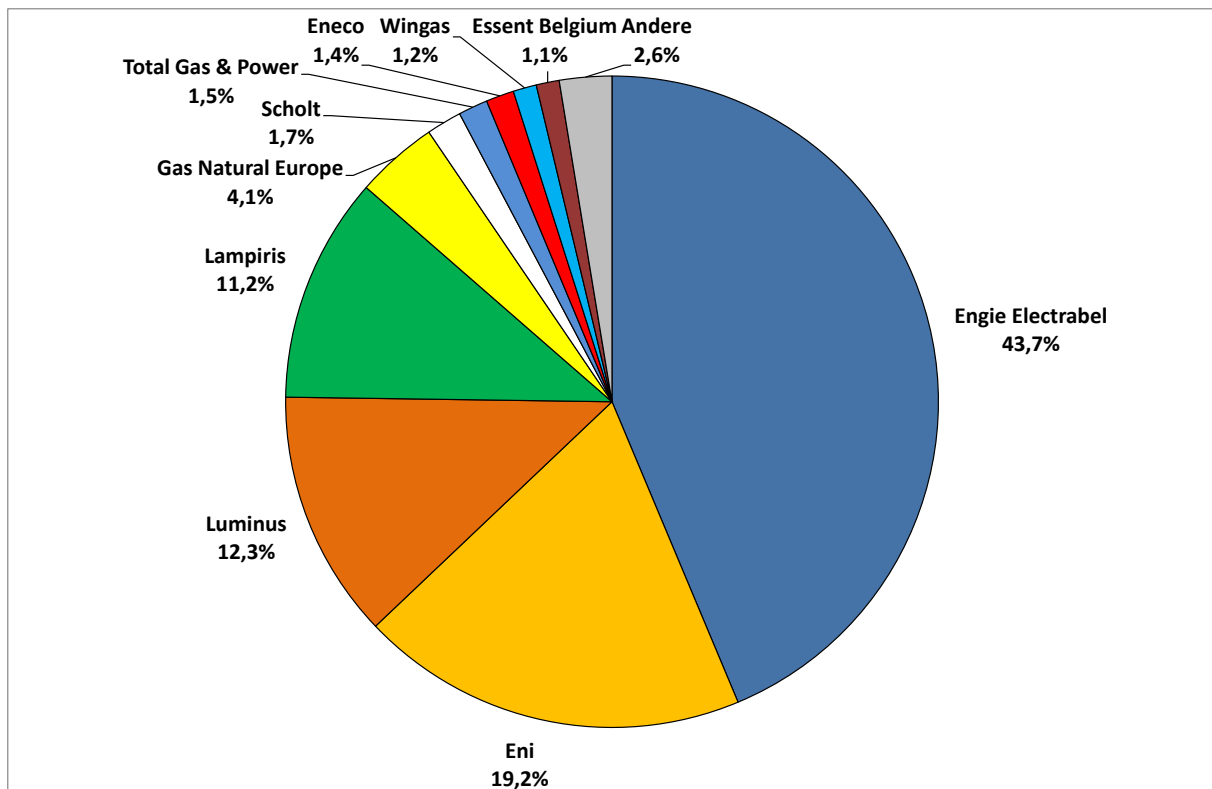
Een T4-klant is een klant waarvan de meter maandelijks wordt opgenomen (MMR) terwijl een T5-klant over een telegelezen meter (AMR) beschikt. Sommige DNB's hebben geen T5-klant in hun gebied. Over het algemeen zijn grote industriële afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken, uitgerust met een telegelezen 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-categorieën¹⁹, terwijl de gemiddelde prijzen daarentegen vrij gelijkaardig zijn.

Grafiek 14: Marktaandelen in 2015 op basis van het aardgasvolume geleverd aan eindafnemers met een jaarlijks verbruiksvolume tussen 1 en 10 GWh/jaar (10 TWh)

¹⁸ Voor de volledigheid vermelden we ook dat er op het vervoersnet 35 ondernemingen zijn aangesloten die minder dan 10 GWh/jaar verbruiken. Het gecumuleerde volume voor deze 35 ondernemingen bedraagt 0,14 TWh (of 140 GWh) met een gemiddelde van 4,8 GWh/jaar.

¹⁹ Vaste en variabele termen voor de T4-klant, capaciteits- en variabele termen voor de T5-klant



III.3.1 Energiecomponent (T4-T5)

In tegenstelling tot de verkoopprijzen op de residentiële markt, zijn de prijzen op deze markt van kleine industriëlen over het algemeen prijzen die zijn overeengekomen tussen koper en leverancier. Tevens bestaan er meer varianten in de aanbiedingen voor deze klanten.

De variabele prijsformules vertegenwoordigen 63% van deze contracten. Onder de gebruikte formules vallen de gasnoteringen die we ook terugvinden op de residentiële markt, maar tevens enkele contracten met aardolienoteringen die niet langer van toepassing zijn op de residentiële markt.

Types aanbiedingen

De aanbiedingen in dit T4-T5 segment kunnen als volgt worden onderverdeeld:

- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 1% (7% in het vorige jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 62% (53% in het vorige jaar);
- vaste prijs: 37% (40% in het vorige jaar).

Wat betreft de gasindexeringen, die over het algemeen *spot day ahead* of *forward month ahead* zijn, zijn er de volgende noteringen:

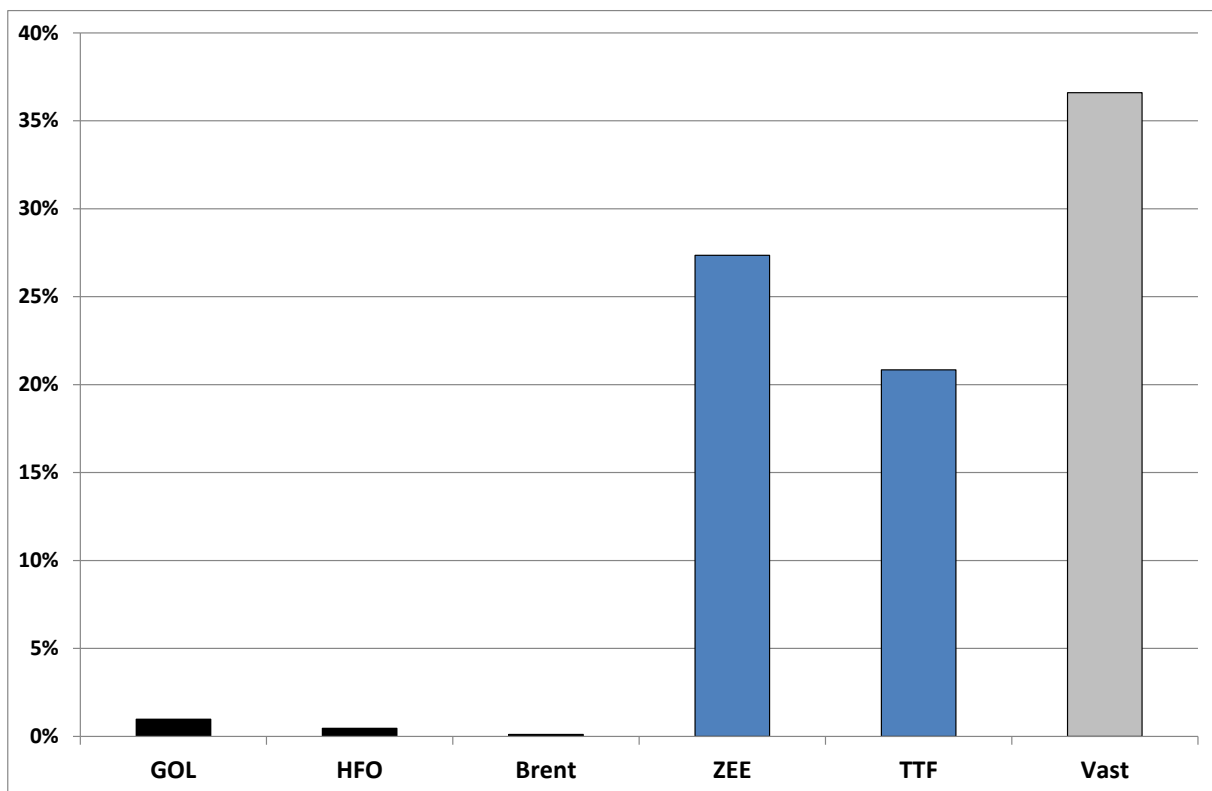
- HUB: gasnoteringen met betrekking tot de hub van Zeebrugge;
- TTF: gasnoteringen van de Nederlandse markt.

Wat betreft de aardolienoteringen, die meestal worden afgevlakt over een periode van 3 tot 9 maanden (meestal noteringen 303, 603 of 903) zijn er de volgende noteringen:

- GOL (Gasoil): aardolienotering van gasoil;
- HFO (Heavy fuel oil): aardolienotering van extra zware stookolie;
- Brent: aardolienotering van het Brent-vat.

De volgende grafiek toont dit type aanbiedingen per categorie en per notering.

Grafiek 15: Type aanbidding voor eindafnemers van aardgas (volume van 1 tot 10 GWh/jaar)



In bepaalde gevallen is de verkoopformule overigens een hybride formule (gemengd vast/geïndexeerd of gemengde aardolie- /gasindexering).

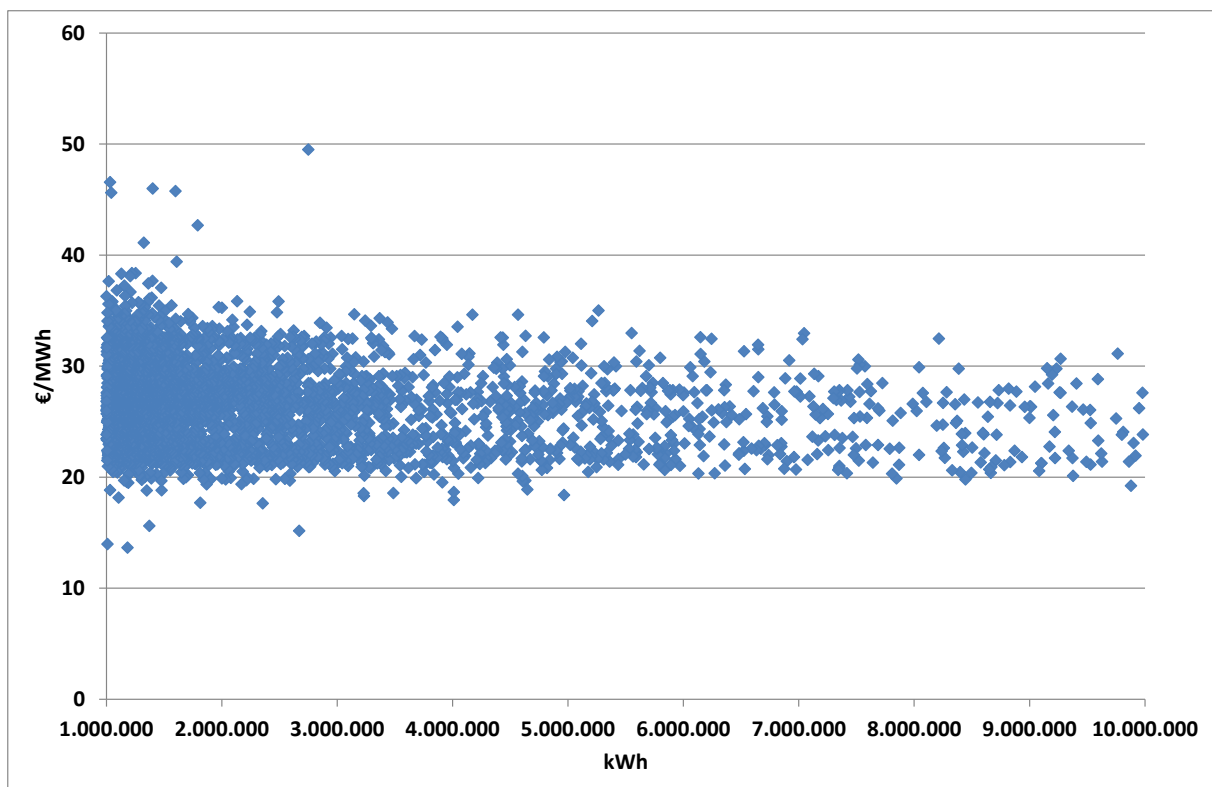
Prijsniveau

De gemiddelde prijzen voor deze afnemers, uitgedrukt in EUR/MWh, voor het gedeelte energie bedragen **26,1 EUR/MWh** in 2015 (gedaald met 3,7 EUR/MWh ten opzichte van het vorige jaar).

Er bestaan echter grote verschillen tussen de laagste (13,7 EUR/MWh) en de hoogste prijzen (49,5 EUR/MWh). Deze verschillen zijn onder meer te verklaren door het ogenblik waarop het contract wordt afgesloten, vooral voor de contracten met een vaste prijs. De gemiddelde gewogen prijs van 26,1 EUR/MWh voor de ondernemingen ligt 4,3 EUR/MWh lager dan de gemiddelde gewogen residentiële prijs (een verschil dat ongeveer hetzelfde is als vorig jaar).

De volgende grafiek toont de prijsspreiding volgens het verbruik voor afnemers die tussen 1 en 10 GWh verbruiken. Er zijn aanzienlijke prijsverschillen tussen de leveranciers.

Grafiek 16: Spreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en van de volumes (in kWh) van de eindafnemers van aardgas die in 2015 tussen 1 en 10 GWh/jaar verbruikten



III.3.2 Vervoerscomponent (T4-T5)

Aangezien 2015 op dit vlak een overgangsjaar was, werd de prijs voor het vervoer voor een aantal T4-klanten in 2015 nog samen met de energieprijs gefactureerd. De gemiddelde prijs voor de vervoerscomponent van deze klanten is 1,5 EUR/MWh, dus van dezelfde orde als die geraamd voor residentiële afnemers.

Vanaf 2016 wordt een soortgelijke evolutie als voor de residentiële afnemers en kmo's verwacht, namelijk een afzonderlijke facturatie van energie en vervoer. Dit is weliswaar geen strikte wettelijke verplichting zoals dit het geval is voor de afnemers van minder dan 100 MWh/jaar.

III.3.3 Distributiecomponent (T4-T5)

Het distributietarief voor een standaardverbruik van 2.500 MWh bedraagt gemiddeld 3,4 EUR/MWh.

III.3.4 Component toeslagen (T4-T5)

De toeslagen op federaal niveau waren in 2015, op enkele uitzonderingen na²⁰, gelijk aan de toeslagen gefactureerd aan de residentiële afnemers en kmo's, namelijk: de energiebijdrage (0,9889 EUR/MWh) en de federale bijdrage²¹ (0,8063 EUR/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedraagt derhalve 1,8 EUR/MWh in 2015.

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

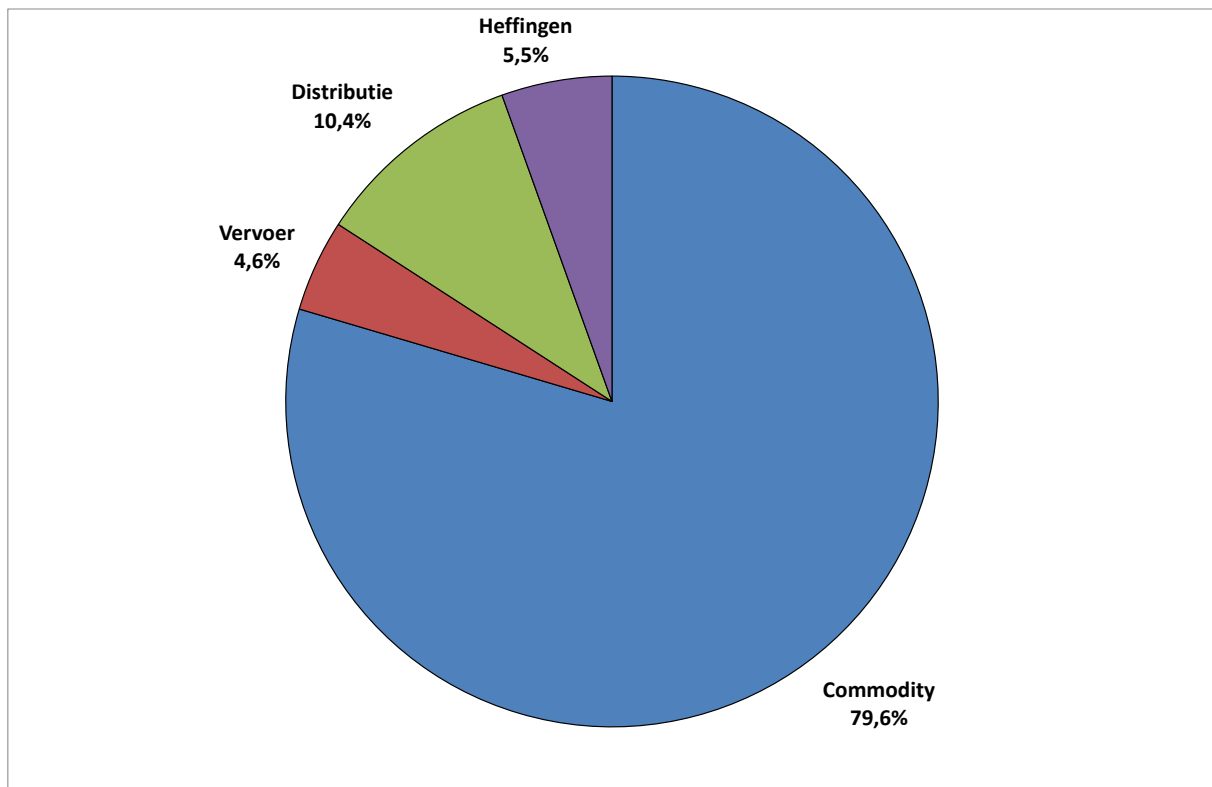
III.3.5 Prijssamenstelling (T4)

De energiecomponent (80% van het totaal exclusief btw) is veruit de belangrijkste component in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een professionele klant van 2,5 GWh.

²⁰ Internationale instellingen, zoals de Europese Commissie, zijn vrijgesteld van enige toeslag.

²¹ Het bedrag gefactureerd door de leverancier rekening houdend met de dekking voor administratieve kosten.

Grafiek 17: Prijsamenstelling van het aardgas voor een T4-klant in 2015 (prijs excl. btw)



III.4 Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh (T6 en directe klanten)

Slechts een kwart van de klanten (154) die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken, is aangesloten op het vervoersnet van Fluxys (directe klanten), terwijl driekwart (510) op het distributienet is aangesloten (categorie T6). De directe vervoersklanten (55 TWh) vertegenwoordigen qua volume desalniettemin bijna 75% van het verbruik van de industriële afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken, terwijl de T6-klanten hiervan meer dan 25% vertegenwoordigen (20 TWh).

Voor dit punt betreffende de klanten van meer dan 10 GWh/jaar worden de marktaandelen zowel qua volume als klanten besproken. In tegenstelling tot de andere categorieën kan dit leiden tot sterk verschillende resultaten in dit segment.

III.4.1 Marktaandelen van afnemers > 10 GWh/jaar (T6 en directe klanten) in functie van het volume

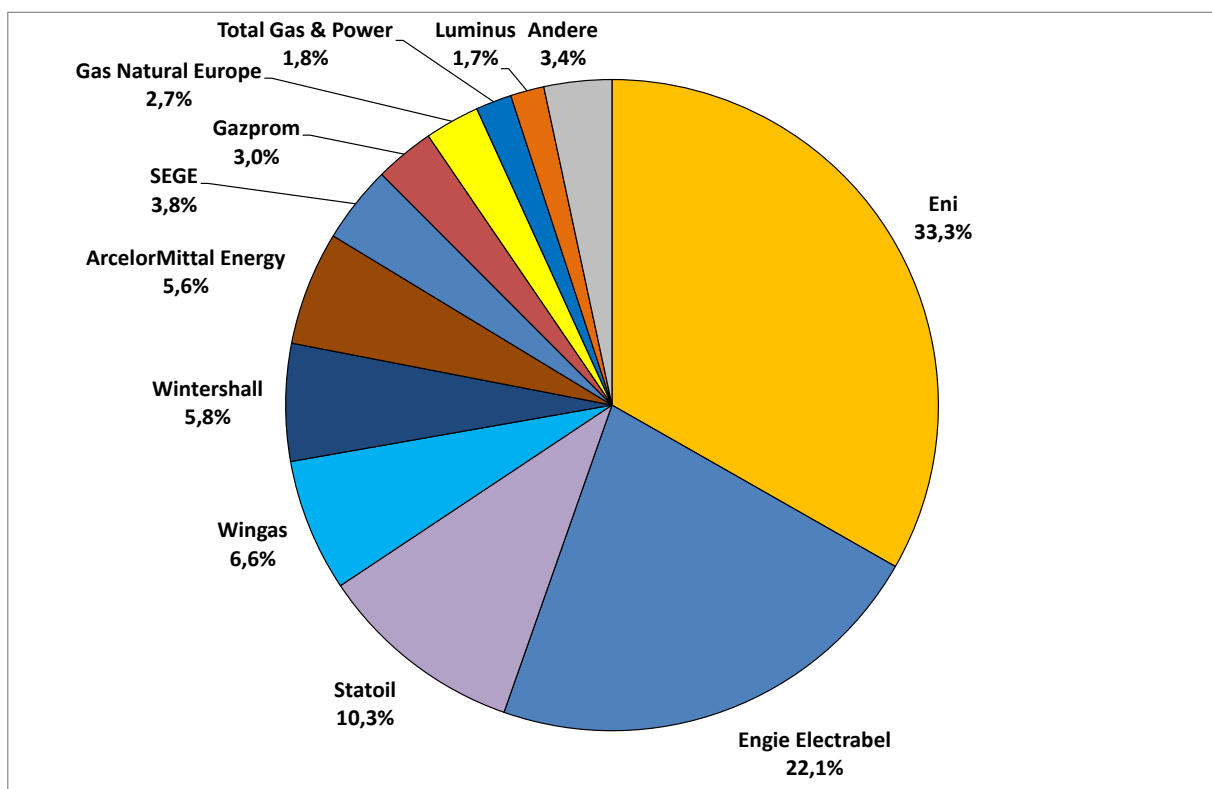
De belangrijkste spelers op deze markt zijn ENI, Engie Electrabel, Statoil en Wingas. Op deze markt zijn twee nieuwe leveranciers actief geworden, Wintershall en ArcelorMittal Energy.

ArcelorMittal is de tweede grote industriële groep die haar eigen dochteronderneming opricht voor de levering van aardgas, na de oprichting van SEGE door Air Liquide enkele jaren terug. De levering aan industriële klanten van meer dan 10 GWh vertegenwoordigt 75 TWh, hetgeen meer is dan de markt van residentiële afnemers/kmo's (< 1 GWh/jaar, 57 TWh) en ondernemingen (> 1 GWh/jaar, 10 TWh) samen.

Vervoer en levering dekken echter niet altijd dezelfde perimeter. In sommige gevallen kan de levering van gas aan een industriële afnemer worden uitgevoerd door een *shipper* en vervoerd worden door een andere *shipper*. Deze trend werd nog sterker in 2015. Dit verklaart de verschillen in marktaandelen met andere CREG-publicaties gericht op het vervoer.

Qua volume hebben de twee grootste leveranciers hun respectieve marktaandeel met ongeveer 3% zien dalen, voornamelijk ten voordele van de nieuwe spelers Wintershall en ArcelorMittal Energy.

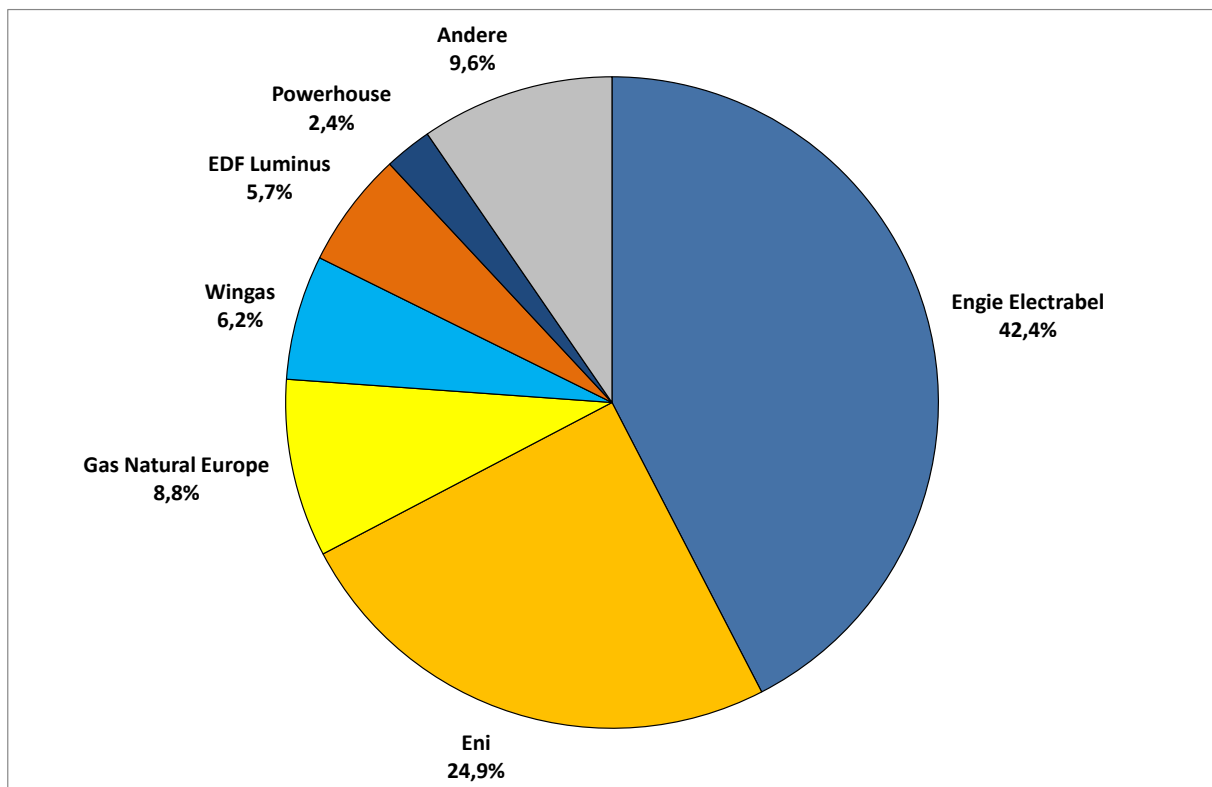
Grafiek 18: Marktaandelen in 2015 op basis van het **volume** geleverd aan industriële aardgasklanten met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (75 TWh)



III.4.2 Globale marktaandelen van afnemers > 10 GWh/jaar (T6 en directe klanten) in functie van het aantal klanten

Qua leveringspunten daarentegen, is de situatie enigszins verschillend. Engie Electrabel overtroeft hier ENI. Het gemiddeld verbruik van de T6-klanten is ongeveer 8 keer lager dan dat van de klanten verbonden met het vervoersnet²². Sommige leveranciers in grafiek 18 worden niet in grafiek 19 vermeld vanwege het feit dat ze weliswaar grote hoeveelheden aardgas leveren, maar aan een beperkt aantal klanten.

Grafiek 19: Marktaandelen in 2015 op basis van het **aantal** industriële **aardgasklanten** met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (664 klanten)



Uit de marktaandelen in aantal klanten in dit segment blijkt het overwicht van Electrabel en ENI, maar in de omgekeerde volgorde van de vorige grafiek. Daarna volgen Gas Natural Europe, Wingas en EDF Luminus. Het is merkwaardig vast te stellen dat ondernemingen zoals Statoil, Wintershall en ArcelorMittal Energy die op de vorige grafiek verschenen met een marktaandeel van 5 tot 10%, op deze grafiek helemaal ontbreken. Dat is toe te schrijven aan het feit dat zij aan slechts een beperkt aantal zeer grote industriële afnemers leveren.

²² Het gemiddeld verbruik bedraagt ongeveer 40 GWh/jaar voor een T6-klant tegenover ongeveer 350 GWh/jaar voor een directe klant.

III.4.3 Gemiddeld volume T6 - directe klanten

De markt van de industriële klanten > 10 GWh/jaar bestaat uit twee subsegmenten, namelijk: distributieklienten T6 (20 TWh) en vervoersklanten "directe klanten" (55 TWh). De volumes met betrekking tot de warmtekrachtkoppelingen werden in deze studie opgenomen terwijl ze in andere publicaties bij de elektriciteitscentrales worden ondergebracht.

Het gemiddeld jaarverbruik bedraagt 40 GWh/jaar voor een T6-klant tegenover 350 GWh/jaar voor een grote directe klant.

De bijlagen 2 tot 5 aan het einde van het verslag geven de gegevens van het marktaandeel weer, opgesplitst in T6 en directe klanten, zowel in termen van aantal klanten als in volume. De twee laatste bijlagen op de laatste pagina van deze studie over de vervoersklanten betreffen echter ook de vervoersklanten met een verbruik lager dan 10 GWh/jaar.

III.4.4 Energiecomponent (T6 en directe klanten)

Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)

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

- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 3% (4% in het vorige jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 82% (76% in het vorige jaar);
- vaste prijs: 15% (20% in het vorige jaar).

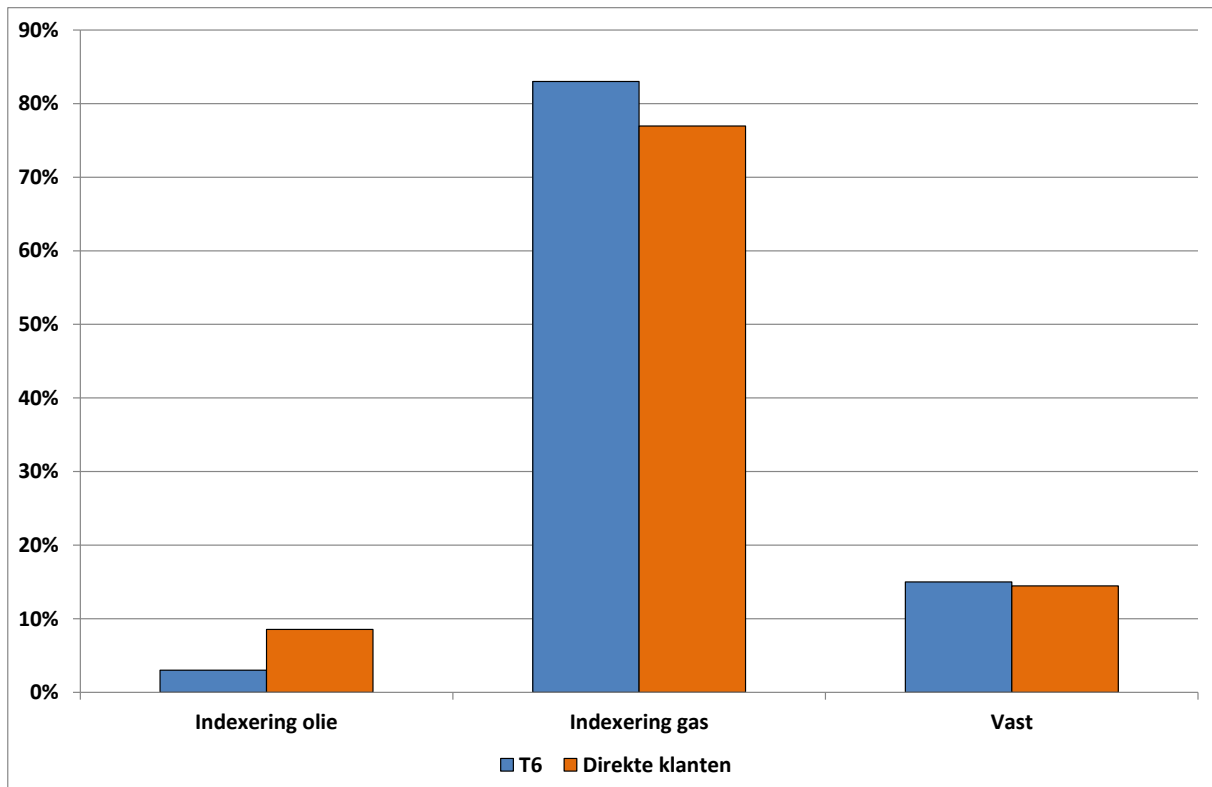
De aanbiedingen in het segment van de directe klanten kunnen als volgt worden onderverdeeld:

- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen²³: 9% (12% in het vorige jaar);
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 77% (62% in het vorige jaar);
- vaste prijs: 14% (26% in het vorige jaar).

De volgende grafiek toont dit type aanbiedingen per categorie.

²³ Rekening houdend met het volume (dus niet met het aantal klanten) vormt de indexering op de aardolienoteringen niet 9% maar slechts 5% van het totaal voor de directe klanten. De grootste transportklanten hebben bijna allemaal gekozen voor een indexering op de gasnoteringen.

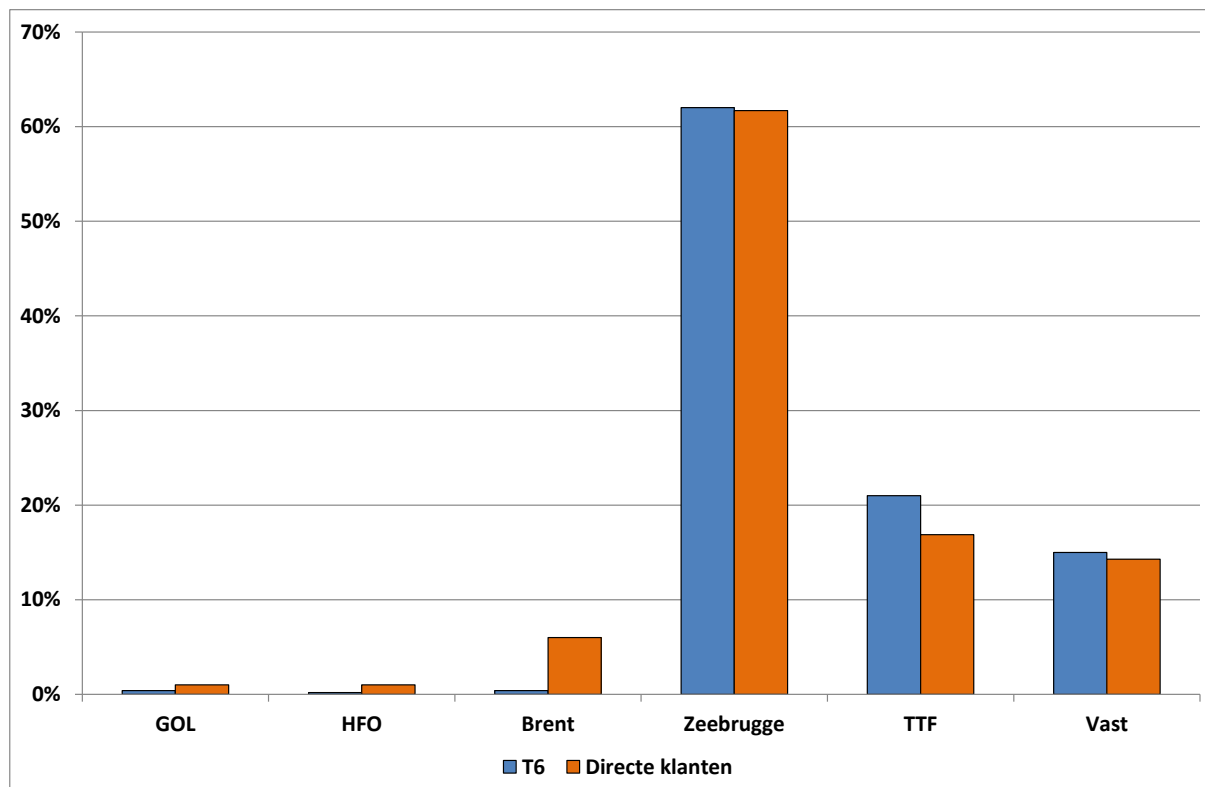
Grafiek 20: Type aanbiedingen voor industriële aardgasafnemers, distributie (T6) of vervoer (directe klanten)



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

De aardolie- en aardgasnoteringen zijn dezelfde als die gebruikt voor het klantensegment van 1 tot 10 GWh/jaar.

Grafiek 21: Aardgas- en aardolienoteringen gebruikt in de industriële aardgascontracten met geïndexeerde aanbiedingen²⁴ voor de industriële afnemers van meer dan 10 GWh



De noteringen betreffende Zeebrugge worden duidelijk meer gebruikt op de industriële markt dan op de residentiële en kmo-markt, waar de TTF-notering die door ICE Endex wordt gepubliceerd bijna stelselmatig wordt gebruikt.

Prijsniveau

De verkoop- en aankooprijzen voor de *commodity* variëren van leverancier tot leverancier, met name afhankelijk van het aanbiddingstype (geïndexeerd – vast) en de gebruikte noteringen. Het gemiddelde niveau van de verkoopprijs kan echter in verband gebracht worden met het gemiddeld niveau van de aankooprijzen die voor de meeste leveranciers zeer sterk in de buurt ligt van de gemiddelde invoerprijs. Dit geeft voor de **directe** klanten in 2015 een gemiddelde prijs van **21,0** EUR/MWh.

De *commodity* prijzen van de directe klanten zijn gemiddeld 2 EUR/MWh lager dan de *commodity* prijzen van de T6-klanten. Dit kan met name worden verklaard door het feit dat het

²⁴ Deze contracten tegen geïndexeerde prijzen vertegenwoordigen 85% van het totaal, de rest vormen de contracten tegen vaste prijzen.

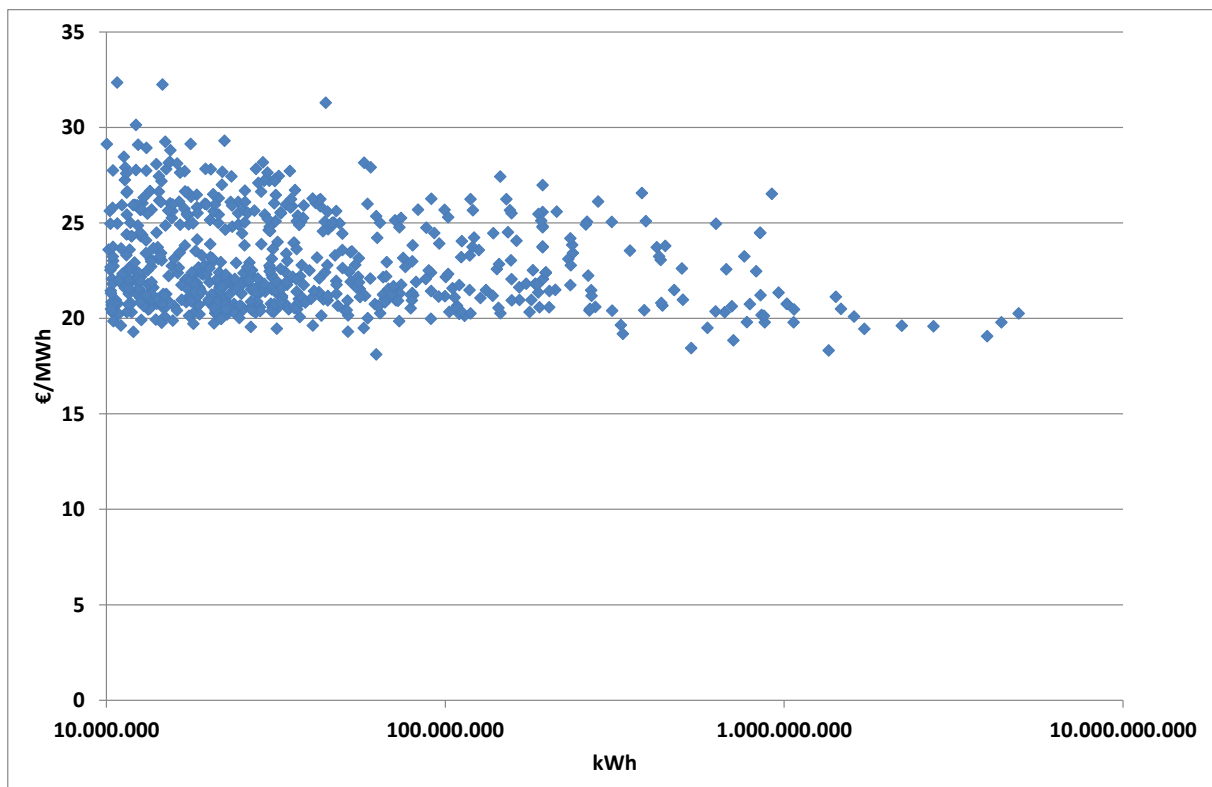
verbruik van de directe klanten gemiddeld acht keer hoger is dan dat van de T6-klanten. De gemiddelde verkoopprijs in 2015 voor de **T6**-klanten bedraagt **22,8** EUR/MWh.

De gemiddelde gewogen prijs op basis van de volumes voor de **T6- en directe** klanten bedraagt **21,4** EUR/MWh (hetzij een daling van 4 EUR/MWh ten opzichte van het vorige jaar). Die prijs is 4,7 EUR/MWh lager dan de gemiddelde prijs van T4-T5-bedrijven en 9 EUR/MWh lager dan de gemiddelde residentiële prijs.

Er bestaan echter grote verschillen tussen de laagste (18,1 EUR/MWh) en de hoogste (32,4 EUR/MWh) prijzen. Deze verschillen zijn onder meer te verklaren door het ogenblik waarop het contract wordt afgesloten, vooral voor de contracten met een vaste prijs. Ook stellen we vast dat de omvang van de klant invloed uitoefent: de grootste klanten profiteren doorgaans van prijzen die lager liggen dan het gemiddelde.

De volgende grafiek toont de spreiding van de prijs van de energiecomponent (in EUR/MWh) voor de 664 afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken.

Grafiek 22: Spreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en volumes (in kWh) van de industriële afnemers van aardgas die in 2015 meer dan 10 GWh/jaar verbruiken (semi-logaritmische schaal)



De parameters en noteringen die invloed hebben op de variabele prijzen op de markt van de grote industriële afnemers zijn eveneens deze die aanwezig zijn op de markt van de T4-T5-bedrijven.

Looptijd

De meeste contracten hebben een looptijd van 12, 24 of 36 maanden (net als bij particulieren en bedrijven < 10 GWh/jaar). De gemiddelde looptijd van de contracten voor alle leveranciers is 2 jaar voor directe klanten en 2,5 jaar voor T6-klanten. Het verschil is toe te schrijven aan de contracten van zeer lange duur die één leverancier aanbiedt aan zijn klanten op het distributienet. De langste looptijd van een contract is zelfs meer dan 20 jaar (2010 - 2031).

III.4.5 Vervoerscomponent (T6 en directe klanten)

De vervoerscomponent wordt voor de directe klanten afzonderlijk gefactureerd en bedraagt gemiddeld 0,6 EUR/MWh. Een afnemer die het hele jaar lang een vrij stabiel afnameprofiel heeft, zal minder betalen dan een klant met een sterk variërend afnameprofiel.

Voor de T6-klanten met een gescheiden facturatie, werd het vervoer gefactureerd tegen een gemiddelde prijs van 0,7 EUR/MWh. Bij de T6-klanten stelden we in een beperkt aantal gevallen een gezamenlijke facturatie vast van de energie- en vervoerscomponent in 2015. Voor deze afnemers wordt een soortgelijke evolutie verwacht (en gewenst) als voor de residentiële afnemers en kmo's, namelijk een afzonderlijke facturatie van energie en vervoer in 2016. Weliswaar bestaat daartoe geen strikte wettelijke verplichting zoals dit het geval is voor de afnemers van minder dan 100 MWh/jaar.

III.4.6 Distributiecomponent (T6)

Het belangrijkste verschil in de verwerking heeft natuurlijk betrekking op het feit dat de distributiekanten (T6) een extra component dienen te betalen in vergelijking met de directe vervoersklanten. Deze distributiecomponent varieert uiteraard afhankelijk van de distributiezone en het afnameprofiel van de klant. Gemiddeld bedraagt hij 0,7 EUR/MWh.

III.4.7 Component toeslagen (T6 en directe klanten)

De toeslagen die de T6-klanten dienen te betalen, bedragen gemiddeld 1,2 EUR/MWh terwijl ze gemiddeld 0,7 EUR/MWh bedragen voor de directe klanten.

Met betrekking tot de **energiebijdrage** zijn er drie verschillende tarieven:

- 0 EUR/MWh, dus een volledige vrijstelling voor ondernemingen van sommige energie-intensieve sectoren²⁵;
- 0,9889 EUR/MWh voor ondernemingen met een sectorovereenkomst²⁶;
- 0,9889 EUR/MWh voor de andere klanten.

Wat betreft de **federale bijdrage**²⁷ werden in 2015 een degressiviteit, een plafonnering en een vrijstelling ingevoerd²⁸.

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 EUR 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 warmtekrachtkoppelingen²⁹, zijn sinds 2015 vrijgesteld van de federale bijdrage aardgas.

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

²⁵ Krachtens artikel 420 §5 van de programmawet van 27 december 2004.

²⁶ Vóór 2015 was dit bedrag 0,0942 EUR/MWh. Vanaf 1 januari 2016 is dit bedrag 0,54 EUR/MWh. 2015 is het enige jaar waarin het bedrag van de sectorovereenkomst gelijk was aan het standaardbedrag. Het standaardbedrag zelf is in 2016 naar 0,9916 MWh gegaan.

²⁷ De bedragen voor 2015 staan op <http://www.creg.info/Tarifs/G/2015/CotFed/CotFedG2015FR.pdf>

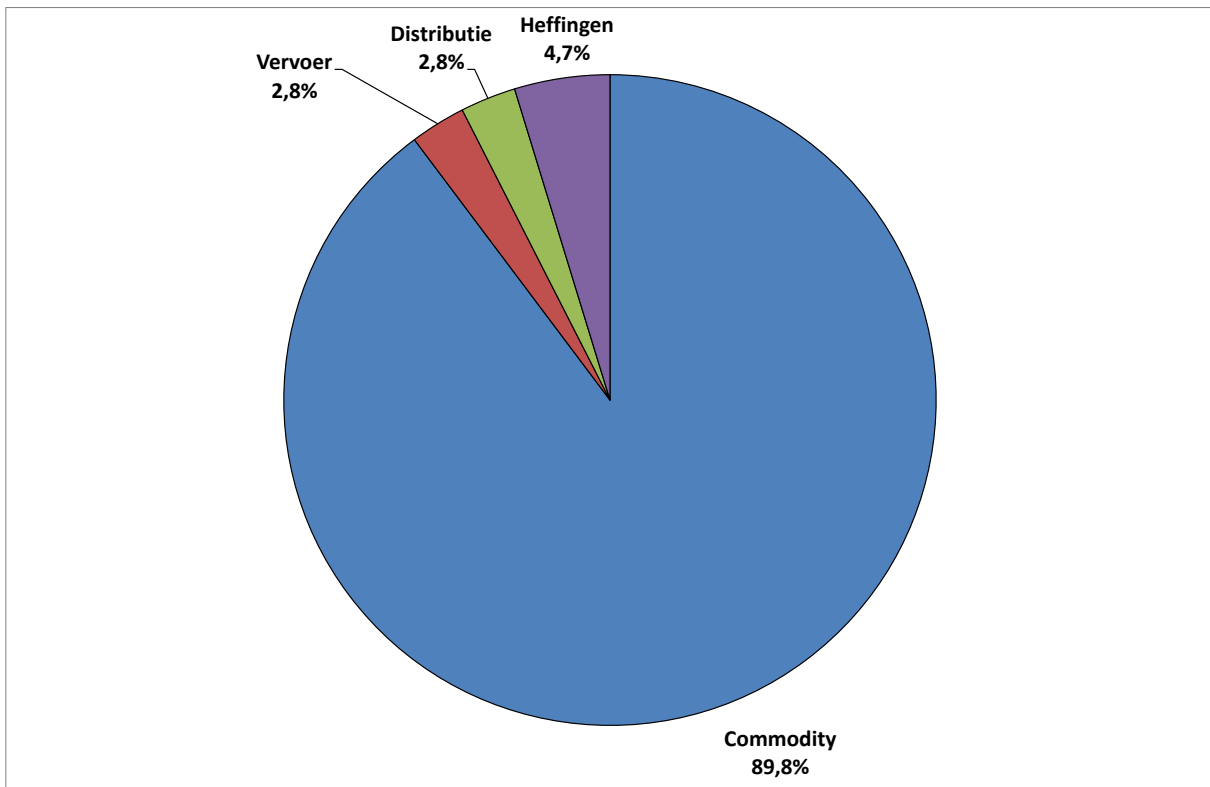
²⁸ Krachtens het koninklijk besluit van donderdag 2 april 2015 tot vaststelling van de modaliteiten van de federale bijdrage tot financiering van sommige openbaardienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering en de controle op de aardgasmarkt.

²⁹ Voor de aardgasvolumes die bestemd zijn voor een installatie voor de gecombineerde productie van elektriciteit en warmte, is de vrijstelling toegekend voor de kwalitatieve / hoogrenderende warmtekrachtkoppelinginstallaties, in verhouding tot de aardgasvolumes gebruikt voor de productie van elektriciteit die in het net geïnjecteerd wordt.

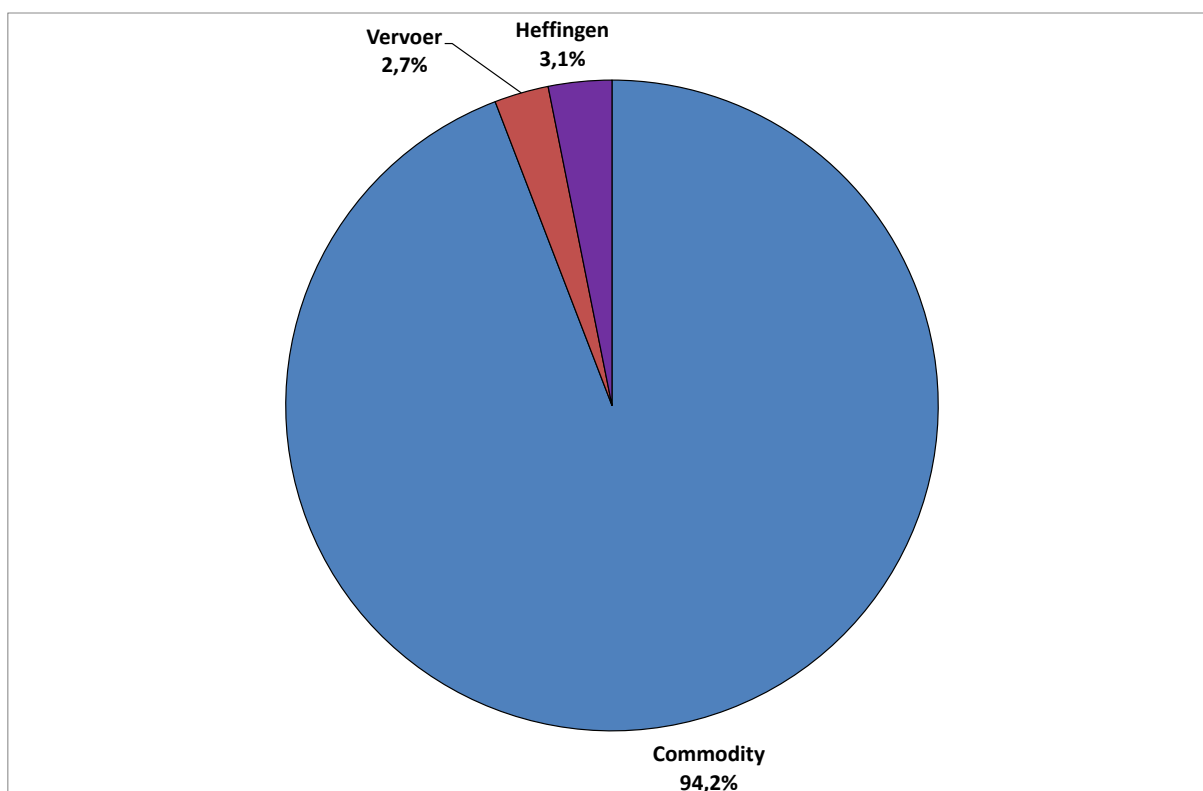
III.4.8 Prijsamenstelling (T6 en directe klanten)

De energiecomponent (90% voor een T6-klant, 94% voor een directe klant) is uiteraard ook de belangrijkste component van de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijsamenstelling excl. btw voor een T6-klant en een directe klant met een doorsnee profiel.

Grafiek 23: Prijsamenstelling van het aardgas voor een T6-klant in 2015 (prijs excl. btw)



Grafiek 24: Prijsamenstelling van het aardgas voor een directe klant in 2015 (prijs excl. btw)



III.5 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.

III.5.1 Bruto verkoopmarge op de residentiële markt

Voor de **residentiële** markt (57 TWh) verschillen de marges sterk van leverancier tot leverancier, gaande van 1 EUR/MWh tot 9 EUR/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 **5,1 EUR/MWh** (30,4 - 25,3). Dat niveau is ongeveer hetzelfde als het vorige jaar.

We stellen vast dat de hoogste verkoopprijzen te vinden zijn bij leveranciers met de grootste marktaandelen. Het prijsverschil tussen de duurste en de voordeligste leveranciers blijft in 2015 nog steeds aanzienlijk. 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.

III.5.2 Bruto verkoopmarge op de markt van bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4-T5)

Op de markt van de **T4-T5 bedrijven** (die tussen 1 en 10 GWh/jaar verbruiken) verschilt de bruto *commodity* marge ook 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 **2,9 EUR/MWh** (26,1 – 23,2), een daling met 1 EUR/MWh ten opzichte van het vorige jaar.

Het volume van dit segment is echter tamelijk beperkt, want het bedraagt in totaal slechts 10 TWh tegenover 57 TWh voor het residentiële segment en 75 TWh voor de grote industriële afnemers.

III.5.3 Bruto verkoopmarge op de markt van bedrijven van meer dan 10 GWh/jaar (T6-directe klanten)

Op de markt van de **grote industriële T6 afnemers en directe klanten Fluxys** (die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken) verschilt de bruto *commodity* marge ook tussen de leveranciers.

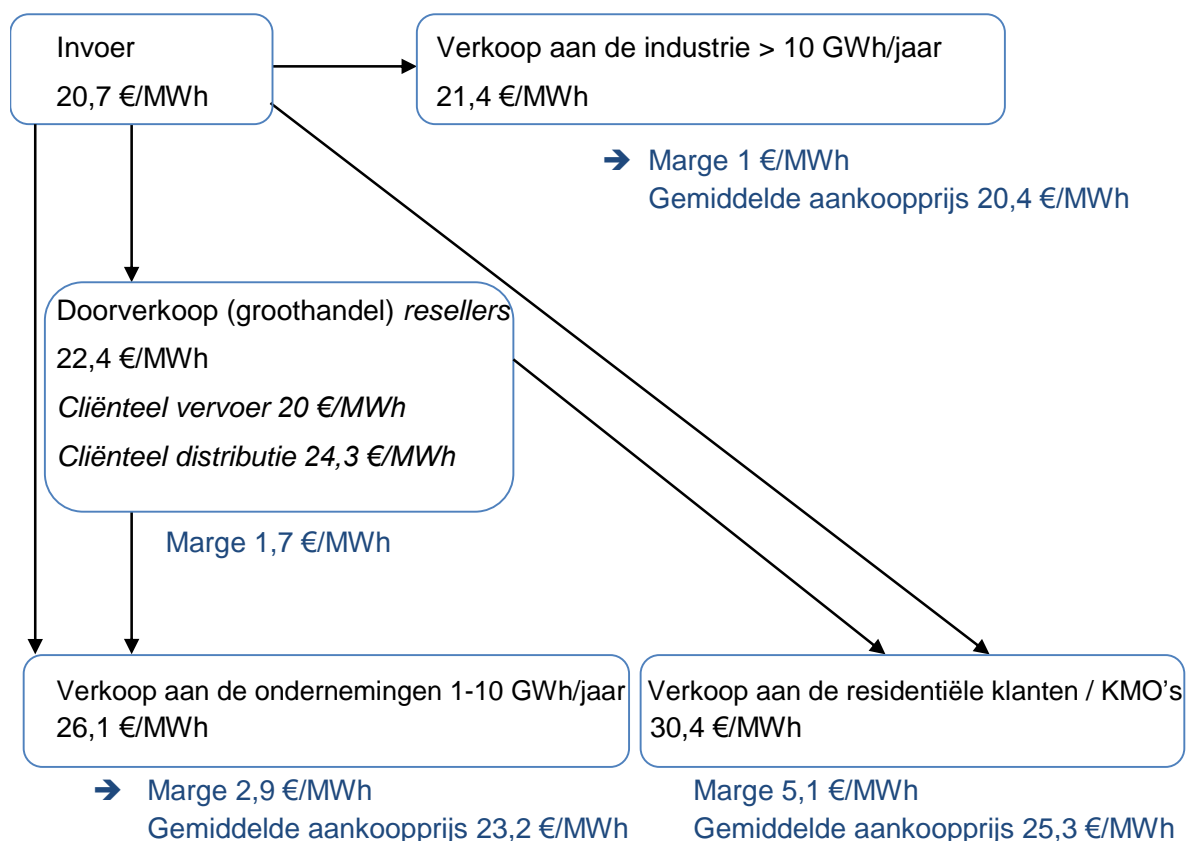
Over het algemeen genomen bedragen de *commodity* marges op de industriële afnemers gemiddeld **1 EUR/MWh**. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt immers 21,4 EUR/MWh, terwijl de gemiddelde aankoopprijs 20,4 EUR/MWh bedraagt (invoerprijs op lange termijn van 20,7 EUR/MWh en gemiddelde doorverkoopprijs van 20 EUR/MWh voor industriële afnemers). De gemiddelde prijsverschillen tussen leveranciers zijn duidelijk kleiner dan in de andere segmenten. De marges op de directe vervoersklanten ($21 - 20,4 = 0,6$ EUR/MWh) zijn kleiner dan die op de T6-distributiekanten ($22,8 - 20,4 = 2,4$ EUR/MWh).

Voor de industriële afnemers zijn de marges lichtjes gestegen. Dit kan enerzijds worden toegeschreven aan het feit dat deze marges bijna nul waren in het vorige jaar, en anderzijds door het gevolg van formules met een vaste verkoopprijs in een situatie waarin de gasnoteringen daalden. De formules met een vaste verkoopprijs lagen in 2015 gemiddeld 2 tot 5 EUR/MWh hoger dan die met een variabele prijs.

In 2015 waren de gemiddelde bruto verkoopmarges voor de *commodity* (inclusief flexibiliteitskosten) dus:

- **5,1 EUR/MWh** voor de levering aan residentiële afnemers en kmo's;
- **2,9 EUR/MWh** voor de levering aan professionele afnemers die tussen 1 en 10 GWh/jaar verbruiken;
- **1 EUR/MWh** voor de levering aan grote afnemers (meer dan 10 GWh/jaar).

Grafiek 25: Algemene flowchart (overzicht) van de gemiddelde prijzen en de gemiddelde brutomarges voor doorverkoop (groothandel) en levering voor **de volledige markt** in 2015.



Opmerkingen

De vermelde invoerprijs is de gemiddelde gewogen prijs exclusief contracten op basis van een steenkoolindexering (bestemd voor de bevoorrading van de elektriciteitscentrales).

De gemiddelde aankooprijzen zijn over het algemeen verschillend, afhankelijk van het soort klanten. De aankooprijzen voor de verkoop aan afnemers > 10 GWh zijn een mix van invoerprijzen en doorverkooprijzen aan klanten aangesloten op het vervoersnet. Het zijn voornamelijk de *shippers* zelf die het gas aan deze afnemers leveren.

De gemiddelde aankoopprijs die wordt vergeleken met de verkoopprijs houdt rekening met de seizoensgebondenheid van de specifieke marktsegmenten.

De aankooprijzen voor de doorverkoop aan kleinere industriële afnemers en residentiële afnemers zijn hoger aangezien de ketting over het algemeen een extra schakel (doorverkoper) en/of een hogere verkoopprijs heeft. In bepaalde gevallen is de aankoopprijs eveneens verschillend afhankelijk van het feit of het om een residentiële of professionele afnemer gaat.

Ter herinnering, de marge vertegenwoordigt het eenheidsverschil berekend tussen de verkoopprijzen en de bevoorradingskosten voor elk segment van de betreffende markt.

III.6 Analyse van facturen van leveranciers

De CREG heeft de leveranciers gevraagd een bepaald aantal facturen van professionele klanten te bezorgen om de mate van transparantie en leesbaarheid ervan te meten en om ook de prijsniveaus te kunnen controleren die worden meegedeeld via de rapportage.

De CREG wil immers de naleving van de gaswet en meer bepaald van artikel 15/4bis³⁰ garanderen. De CREG heeft derhalve geanalyseerd in hoeverre de volgende gegevens op deze facturen worden vermeld:

- eenheidsprijs energie (EUR/MWh);
- eenheidsprijs vervoer (EUR/MWh en/of EUR/m³/u/jaar);
- eenheidsprijs distributie (EUR/MWh en EUR/jaar);
- eenheidsprijs taksen (EUR/MWh);
- waarde van noteringen en/of gebruikte parameters;
- m³ (vermeld op de meter);
- conversiegraad kWh/m³;

³⁰ In dit artikel staat vermeld dat:

« De leveranciers zien erop toe dat hun afnemers alle relevante gegevens betreffende hun verbruik krijgen.

De leveranciers zorgen ervoor dat zij een hoog beschermingsniveau aan hun eindafnemers die op het aardgasvervoersnet zijn aangesloten, garanderen, meer bepaald inzake de transparantie van de voorwaarden van de contracten, de algemene informatie en de mechanismen voor geschillenbeslechting.

De leveranciers passen op hun eindafnemers de tarieven toe die werden goedgekeurd met toepassing van de artikelen 15/5 tot 15/5ter en 15/5quinquies en vermelden op duidelijke en gedetailleerde wijze het bedrag van ieder element dat de eindprijs uitmaakt ».

- detail van de berekening van het vervoerstarief (en van het distributienettarief);
- verbruiksevolutie;
- al dan niet aan btw onderworpen deel³¹.

De CREG zal elke leverancier die niet in orde is een aanbeveling verstrekken om ten minste de bovenvermelde gegevens te vermelden. Het is de bedoeling om daardoor de transparantie te verbeteren en de klanten in staat te stellen de juistheid van hun factuur te controleren.

IV. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES

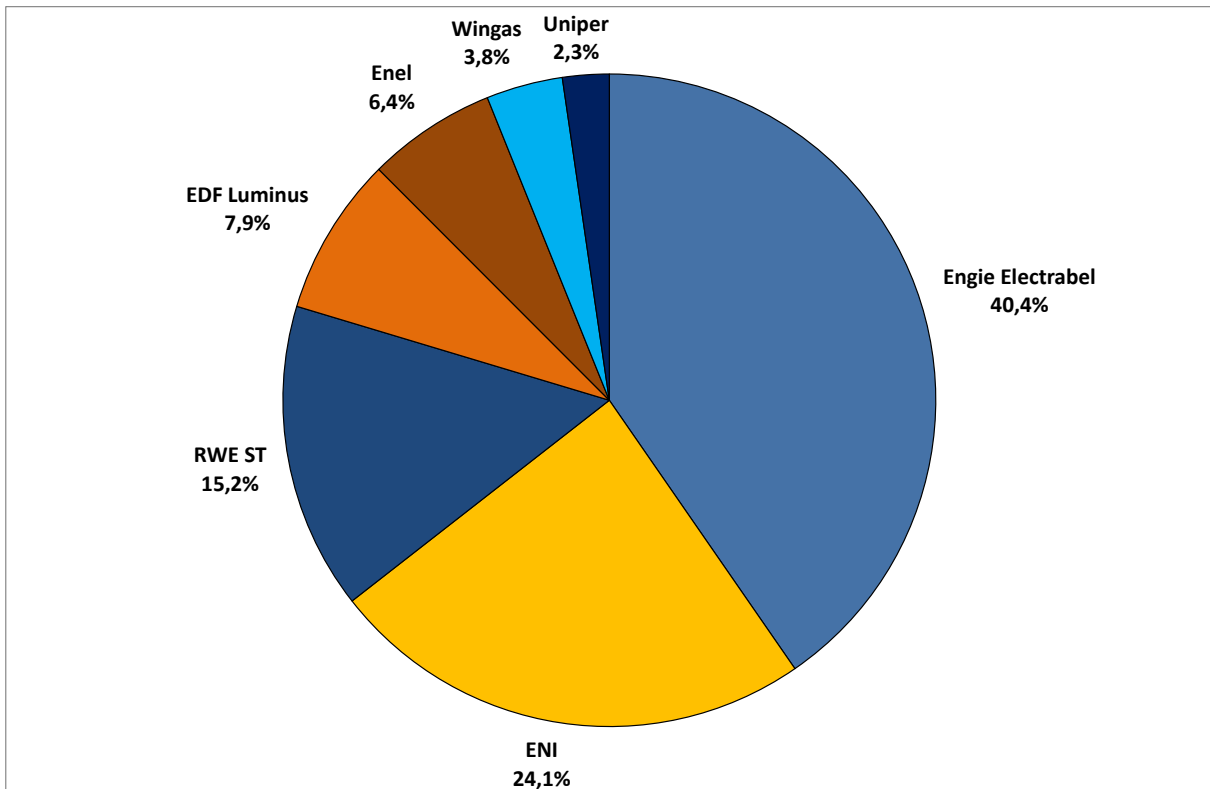
Met uitzondering van de volumes betreffende warmtekrachtkoppelingen die toe te schrijven zijn aan industriële afnemers³², vertegenwoordigde de levering van aardgas aan elektriciteitscentrales in 2015 ongeveer 35 TWh. Dat is nagenoeg 20% van het aardgasverbruik in België.

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

³¹ De federale bijdrage en de Waalse aansluitingsvergoeding zijn vrijgesteld van btw.

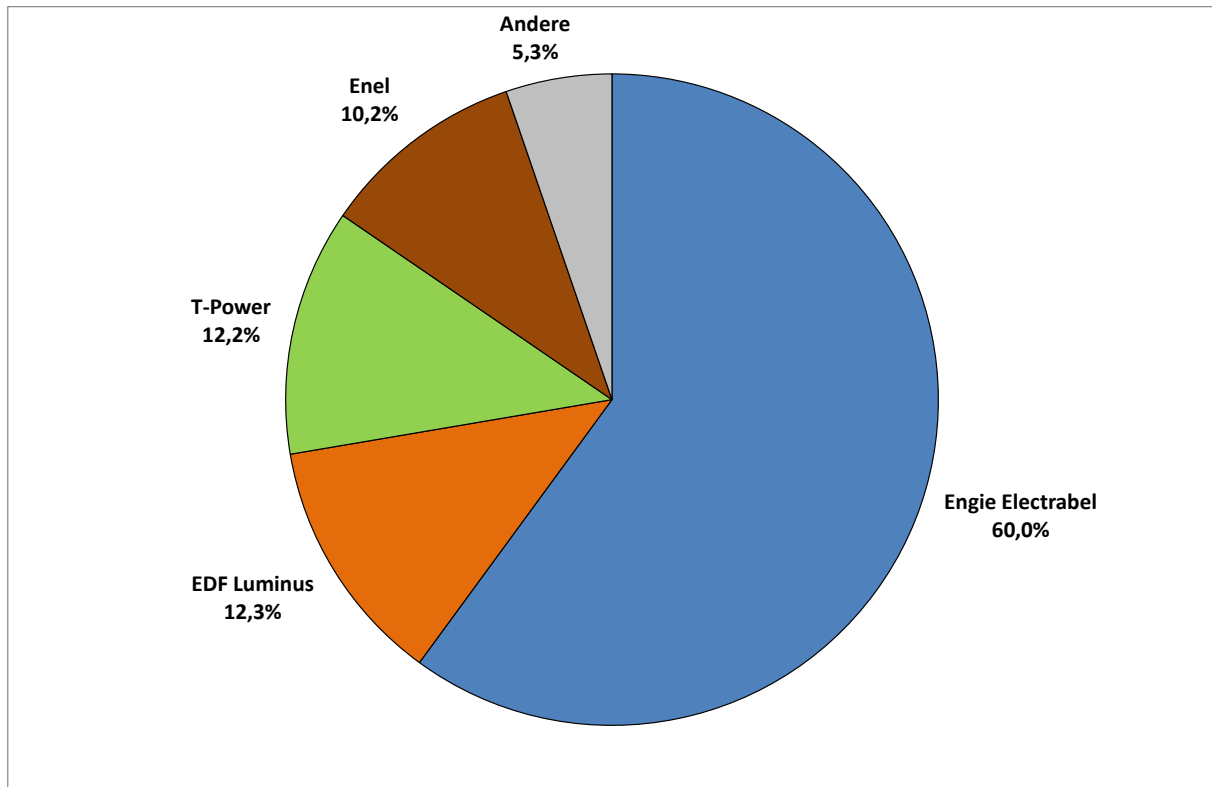
³² Volgens een andere methodologie worden bepaalde bij grote industriële klanten verbruikte volumes ingedeeld bij de elektriciteitscentrales, wat niet het geval is in deze studie.

Grafiek 26: Marktaandelen in 2015 op basis van het aardgasvolume geleverd³³ aan de elektriciteitscentrales (35 TWh) – perspectief *leverancier*



³³ Om het geleverde volume te bepalen, vertrekken we in het kader van deze studie van het laatste volume vanuit het oogpunt van de *shipping*, ook al werd het beoogde volume eerst door een andere *shipper* gefactureerd.

Grafiek 27: Marktaandelen in 2015 op basis van het aardgasvolume geleverd aan de elektriciteitscentrales (35 TWh) – perspectief **verbruiker (elektriciteitsproducent)**



De voornaamste verbruiker van aardgas voor de elektriciteitscentrales blijft Engie Electrabel met 60% van het verbruikte volume, gevolgd door het drietal EDF Luminus, T-Power en Enel, elk met een aandeel van 10 tot 12%.

De gemiddelde gewogen gasprijs die wordt gefactureerd aan de elektriciteitscentrales bedraagt 17,3 EUR/MWh in 2015, een daling van 1 EUR/MWh in vergelijking met het vorige jaar. Deze prijs ligt lager dan de prijs die aan de industriële klanten werd gefactureerd. Dit verschil is toe te schrijven aan aankoop- en bestemmingsclausules die eigen zijn aan leveringscontracten voor elektriciteitscentrales.

V. CONCLUSIES

V.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, stijgt elk jaar. Voor 2015 worden er maar liefst 43 actieve ondernemingen geteld, terwijl er in 2010 nog maar 13 waren.

Deze markt blijft weliswaar gedomineerd door het duo ENI en Engie Electrabel die samen meer dan de helft van de markt behouden in het segment voor levering aan grote industriële afnemers (> 10 GWh/jaar). Ze wordt ook nog gedomineerd door een ander duo gevormd door Engie Electrabel en Luminus in het segment voor levering aan residentiële afnemers en aan bedrijven (< 10 GWh/jaar). De markt staat jaar na jaar echter meer open voor concurrentie en de historische leveranciers verliezen geleidelijk aan marktaandeel.

Op het vlak van de **invoer** (176 TWh) en de **doorverkoop** (127 TWh) vertegenwoordigen ENI en Engie (inclusief dochterondernemingen) 60% van de invoer en meer dan 90% van de doorverkoop. Het doorverkoopsegment bestaat hoofdzakelijk uit enerzijds ENI SpA (Italië), dat verkoopt aan zijn dochterondernemingen ENI Gas & Power en ENI SpA Belgian Branch, en anderzijds Engie (Frankrijk), dat verkoopt aan zijn dochteronderneming Engie Electrabel.

Op de **residentiële en kmo-markt < 1 GWh/jaar** (57 TWh) vertegenwoordigt het marktaandeel van de grootste leverancier Engie Electrabel 41% van de verkoop qua volumes. Luminus heeft iets meer dan 20% van deze markt in handen en ENI Gas & Power en Lampiris elk iets meer dan 10%. Nieuwe leveranciers hebben in 2015 hun intrede gedaan in dit segment, wat een teken is van de openstelling van de markt.

Op de markt van de levering aan **bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar** (10 TWh) is het marktaandeel van Engie Electrabel in 2015 stabiel gebleven. We vinden hier ook ENI Gas & Power, Luminus en Lampiris met marktaandelen die vrijwel gelijk zijn aan die op de residentiële en kmo-markt.

Het marktsegment waarin de concurrentie het sterkst is, is dat van de levering aan **industriële afnemers > 10 GWh/jaar** (75 TWh). De eerste speler in dit segment, ENI, heeft in 2015 een marktaandeel qua volume van 33%.

Het is vooral in het segment van klanten rechtstreeks aan het vervoersnet gekoppeld zijn dat de concurrentie het sterkst tot uiting komt, zie daarvoor de laatste bladzijde van de bijlagen.

Wat de gaslevering aan industriële afnemers betreft, kunnen we twee opmerkelijke trends vaststellen.

De eerste houdt verband met het feit dat een tweede grote industriële groep, ArcelorMittal, in 2015 voorziet in haar eigen energieleveringen via haar dochteronderneming ArcelorMittal Energy, na het precedent van Air Liquide dat sinds enkele jaren eveneens zijn eigen leveringen verzorgt via de Société Européenne de Gestion de l'Energie (SEGE) waarvan de onderneming de meerderheidsaandeelhouder is. De tweede houdt verband met de ontkoppeling van levering en *shipping*. De aanwezigheid van Wintershall en Gazprom op de markt voor levering aan industriële klanten toont dit aan, aangezien deze maatschappijen in 2015 geen *shipping* hebben verricht op het vervoersnet. Dit verklaart het verschil in marktaandeel vermeld in publicaties op basis van het vervoer en die van deze studie op basis van levering.

Voor de aardgaslevering aan **elektriciteitscentrales** (35 TWh volgens de gevolgde methodologie) staan Engie Electrabel en ENI nog steeds in voor twee derde van de leveringen. Slechts zeven leveranciers leveren gas aan elektriciteitscentrales die aardgasverbruikers zijn met relatief specifieke behoeften en kenmerken.

V.2 Op het vlak van prijzen

De **invoerprijzen** op de Belgische aardgasmarkt worden in 2015 bepaald door de langetermijnaankopen voor ongeveer 70% van de volumes, een niveau dat in vergelijking met het vorige jaar stabiel is gebleven. De netto-aankopen op korte termijn op de beurzen zijn goed voor het resterende deel.

Bij de langetermijnaankopen hebben de aardolienoteringen opnieuw sterk aan belang ingeboet. We stellen immers vast dat in nieuwe contracten en in aanpassingen aan bestaande contracten stelselmatig gasnoteringen worden gebruikt. De gemiddelde invoerprijs op lange termijn over de periode bedroeg 20,6 EUR/MWh. De gemiddelde aankoopprijs op de beurzen bedroeg 20,9 EUR/MWh. De gewogen gemiddelde invoerprijs geeft een bedrag van 20,7 EUR/MWh (23,9 EUR/MWh het vorige jaar). Het prijsverschil tussen de bevoorrading op lange termijn en op korte termijn is gedaald door nieuwe onderhandelingen van langetermijncontracten en het geleidelijk afstappen van dure aardolie-indexeringen in deze contracten.

De **doorverkoop**prijzen aan leveranciers (groothandel) bedroegen in 2015 gemiddeld 22,4 EUR/MWh, inclusief flexibiliteitskosten. Daarbij merken we echter op dat de doorverkooprijzen met het oog op levering aan afnemers op het vervoersnet 4 EUR/MWh lager zijn dan die met het oog op levering aan afnemers op het distributienet. Wat de distributie betreft, zijn de doorverkooprijzen binnen dezelfde groep hoger dan de doorverkooprijzen tussen ondernemingen die niet met elkaar verbonden zijn. Hier stelt zich opnieuw de problematiek van nadelige interne transferprijzen voor Belgische dochterondernemingen van multinationals.

De gemiddelde doorverkoopmarge bedraagt 1,7 EUR/MWh voor alle ondernemingen en alle categorieën; de gemiddelde invoerprijs is 20,7 EUR/MWh.

Op de **residentiële** markt (< 1 GWh/jaar) bedroegen de verkoopprijzen van de leveranciers in 2015 gemiddeld 30,4 EUR/MWh tegenover gemiddeld 34 EUR/MWh in het vorige jaar. In 2015 waren de aanbiedingen met vaste prijzen goed voor bijna één contract op twee.

In 2015 bedroeg de gemiddelde aankoopprijs op deze markt 25,3 EUR/MWh en was de gemiddelde bruto verkoopmarge 5,1 EUR/MWh (inclusief flexibiliteitskosten) - ongeveer hetzelfde niveau als het vorige jaar. De brutomarges lagen tussen 1 en 9 EUR/MWh afhankelijk van de leverancier.

Op de markt van de **bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar** bedroegen de verkoopprijzen gemiddeld 26,1 EUR/MWh in 2015 - met verschillen die tussen de 14 EUR/MWh en 50 EUR/MWh liggen - tegenover gemiddeld 29,8 EUR/MWh in het vorige jaar. In tegenstelling tot de residentiële en de kmo-markt kan hier over de prijzen worden onderhandeld. Deze markt vertoont nochtans gelijkenissen met de residentiële en kmo-markt, aangezien daar dezelfde belangrijke spelers actief zijn (Engie Electrabel, Luminus, Lampiris, ...). De gemiddelde aankoop prijs op die markt bedroeg 23,2 EUR/MWh, de gemiddelde brutomarge was 2,9 EUR/MWh, een daling met 1 EUR/MWh ten opzichte van het vorige jaar, op deze markt die het kleinste leveringssegment vormt.

Een gemeenschappelijk element van de twee voornoemde segmenten betreft de gezamenlijke facturatie van vervoer en energie die begin 2015 nog van toepassing was. Op dat vlak was 2015 een overgangsjaar. Deze gezamenlijke facturatie moest, ten minste voor afnemers met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar, uiterlijk einde 2015 worden stopgezet. De CREG pleit echter voor eenzelfde maatregel voor afnemers met een hoger verbruik, hetgeen de prijzentransparantie op de markt zou bevorderen.

Op de markt van de **bedrijven van meer dan 10 GWh/jaar** bedroegen de verkoopprijzen gemiddeld 21,4 EUR/MWh in 2015 - met verschillen die tussen de 18 EUR/MWh en 32 EUR/MWh liggen - tegenover gemiddeld 23,7 EUR/MWh in het vorige jaar. Gemiddeld zijn er relatief weinig verschillen tussen de gemiddelde prijzen van de belangrijkste leveranciers op deze markt. Daarentegen bestaan er meerdere prijsformules (vaste, variabele geïndexeerd op aardolie- of gasnoteringen) ook al zijn de formules met een gasindexering goed voor 80 tot 90% van de contracten. Voor de grote industriële afnemers gebeurde de gezamenlijke facturatie van vervoer en energie in 2015 sporadisch. De CREG beveelt echter aan om hier ook een gescheiden facturatie te hanteren voor de weinige gevallen waar dit nog van toepassing is.

Aangezien de gemiddelde aankoop prijs ongeveer 20,4 EUR/MWh bedraagt voor de leveranciers die actief zijn op deze markt voor grote industriële afnemers bedragen de brutomarges in dit segment 1 EUR/MWh in 2015.

De lagere marges op de markt van grote industriële afnemers zijn in het bijzonder het gevolg van de grote volumes en van de *take or pay*-clausules van sommige langetermijncontracten. Voor de leveranciers kan het voordeliger zijn om gas te verkopen aan industriële afnemers en weinig of geen winst te maken dan hoeveelheden aardgas te moeten kopen zonder ze te

kunnen doorverkopen (behalve op de beurzen tegen een lagere prijs dan de prijs die aan de industriële verbruikers wordt gefactureerd).

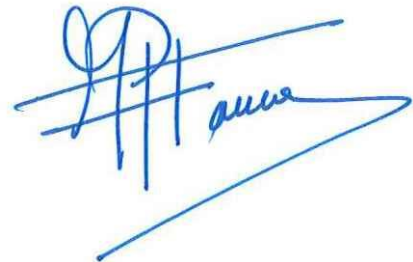
De CREG heeft ook de **facturen** van professionele afnemers geanalyseerd. Ze stelt vast dat een aantal leveranciers bepaalde gegevens (eenheidsprijzen, detail van de berekening van het vervoer, conversiegraad kWh/m³, ...) die in deze facturen vermeld moeten staan, niet opneemt. Zij zal de leveranciers die daarmee niet in orde waren aanbevelen om de ontbrekende gegevens te vermelden en zo de transparantie van alle tariefcomponenten aan de klanten te garanderen.

Tot slot merken we op dat de prijzen op de markt van levering aan **elektriciteitscentrales** in 2015 gemiddeld 17,3 EUR/MWh bedroegen, een daling van 1 EUR/MWh ten opzichte van het vorige jaar.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitter van het directiecomité

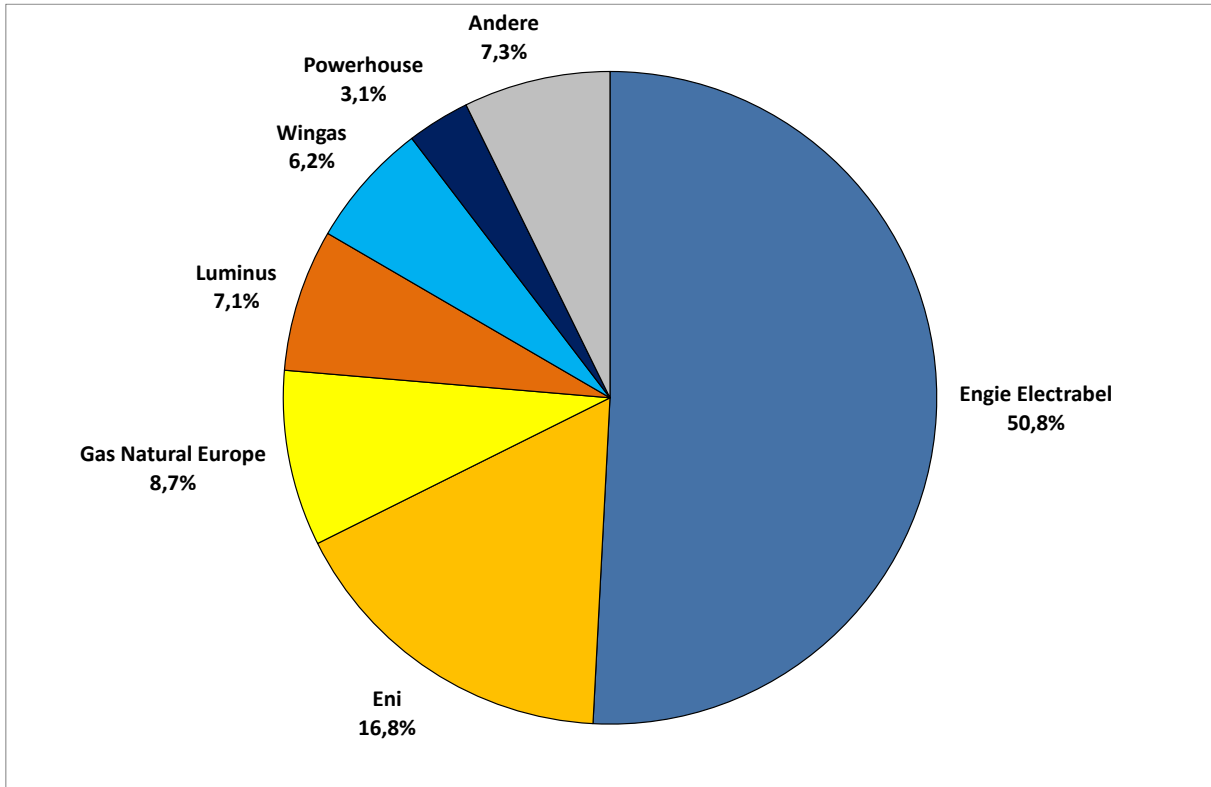
BIJLAGE 1 (GASMARKT PER SEGMENT)

	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					
Ebem	x					
EDF Luminus	x	x	x	x	x	
European Energy Pooling (EEP)						x
Engie						x
Engie Electrabel (EBL et ECS)	x	x	x	x	x	x
Elegant	x					
Elexys	x	x				
Elindus	x	x				
Eneco	x	x	x			
Enel Trade					x	
ENI Gas & Power	x	x	x			x
ENI SpA		x	x	x	x	x
Enovos		x		x		
Essent Belgium	x	x	x			
Gas Natural Europe		x	x	x		x
Gazprom Marketing & Trading				x		
Getec				x		
Lampiris	x	x	x			
Mega	x					
Natgas		x	x	x		x
Octa+	x	x				
Progress Energy Services (PES)						x
Powerhouse		x	x	x		
RWE ST					x	x
Scholt	x	x	x			
SEGE				x		
Statoil				x		x
Total Gas & Power Belgium	x	x	x			
Total Gas & Power UK				x		x
Uniper GC (ex. E.ON GC)					x	x
Vattenfall Energy Trading				x	x	
Vlaams Energiebedrijf		x	x			x
Watz	x					
Wingas		x	x	x	x	x
Wintershall				x		

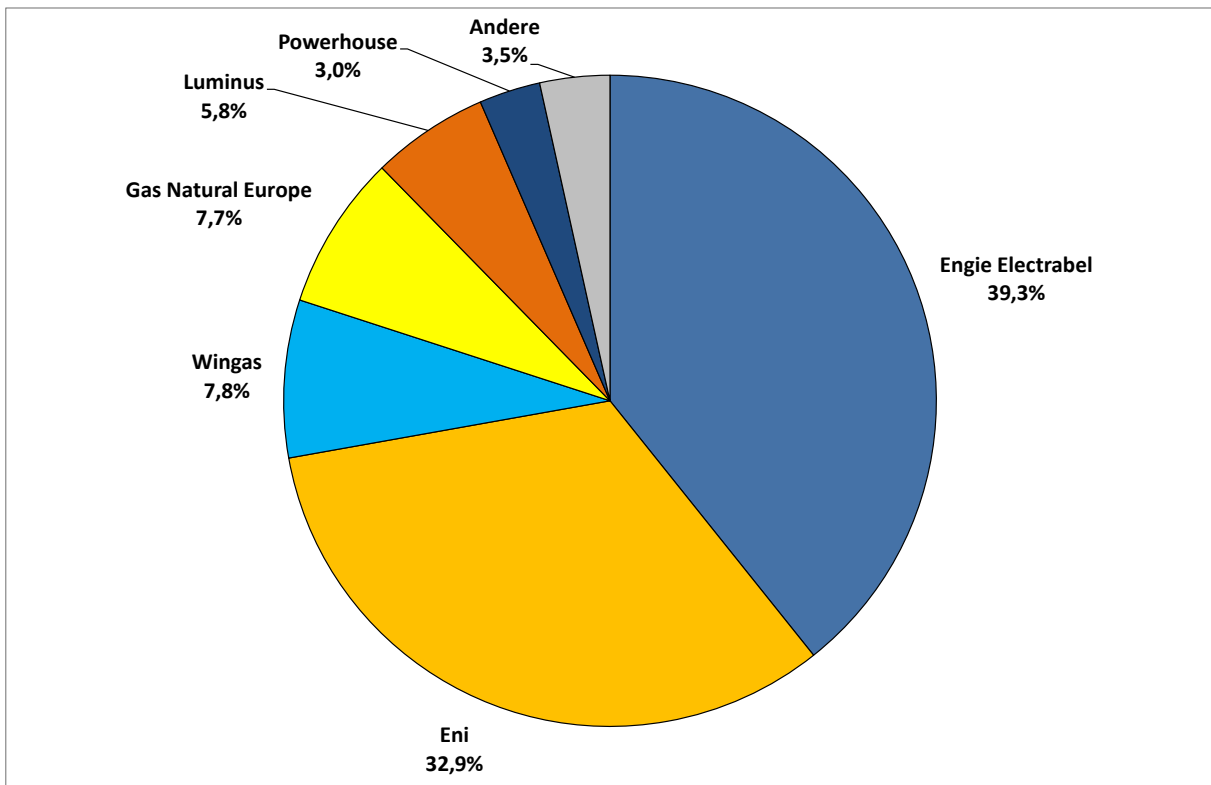
N.B.: voor de bovenstaande tabel en de hiernavolgende tabellen werden de activiteiten van Electrabel en Electrabel Consumer Solutions (ECS) samen genomen onder de naam Engie Electrabel (de dochteronderneming ECS werd in 2016 geïntegreerd).

BIJLAGEN 2-5 (INDUSTRIËLE AFNEMERS)

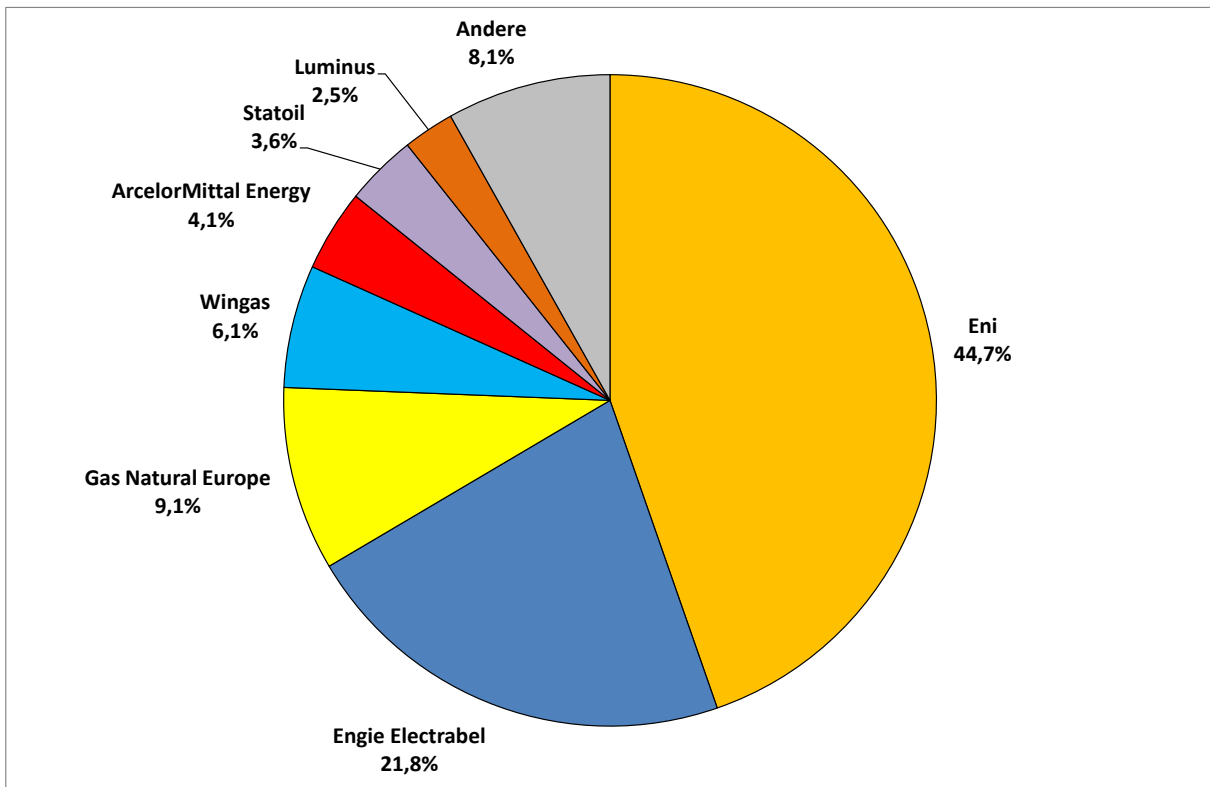
Marktaandelen op basis van het aantal klanten (510) - T6 segment (2015)



Marktaandelen op basis van het volume (20 TWh) - T6 segment (2015)



Marktaandelen op basis van het aantal klanten (189) - segment directe klanten (2015)



Marktaandelen op basis van het volume (55 TWh) - segment directe klanten (2015)

