Niet-vertrouwelijke versie

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING
VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)150910-CDC-1453

over

"de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2014"

genomen met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2° en 13°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

10 september 2015

INHOUDSOPGAVE

Executive Summary 4

I. Inleiding 5

II. Leveringsgegevens 7

II.1 Bestudeerde segment 7

II.2 Kenmerken van bestudeerde contracten 9

II.3 Perimeter van de contractuele onderhandelingen: de "energieprijs" 12

II.4 Mechanismen voor de vastlegging van de "energieprijs" 13

II.5 Evolutie van de "energieprijs" 13

II.6 Marktaandelen 17

III. Afnamegedrag gemeten door Elia 19

III.1 Bestudeerde segment 19

III.2 Evoluties in elektriciteitsafname 21

III.2.1 Jaarlijkse elektriciteitsafname 21

III.2.2 Maandelijkse elektriciteitsafname 22

III.2.3 Dagelijkse elektriciteitsafname 23

III.3 Gesegmenteerde elektriciteitsafname 26

III.4 Afnameprofielen 29

III.4.1 Load duration curve 29

III.4.2 Dagafnameprofielen 31

III.4.3 Weekprofielen 36

IV. Leverancierswissels bij grote industriële klanten 38

V. Consultatie 39

V.1 Antwoorden op de consultatie 40

V.1.1 Liquiditeit op lange termijn markten 40

V.1.2 Vraagsturing faciliteren 41

V.1.3 Innovatieve diensten ondersteunen....41
V.1.4 Deelname aggregatoren....41
V.2 Verdere acties door de CREG....43
V.2.1 Actie I: Liquiditeit verhogen....43
V.2.2 Actie II: Rol van marktactoren....44
VI. CONCLUSIE....45

Executive Summary

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

Een analyse van de **leveringscontracten** toont aan dat industriële klanten vooral contracten met een korte looptijd (1 of 2 jaar) aangaan. In 2014 situeren de contractprijzen zich tussen €12/MWh en €87/MWh waarbij 50% van de klanten zich tussen €52/MWh en €65/MWh bevindt. Deze studie bespreekt de belangrijkste bepalende factoren die bijdragen tot de verschillen in contractprijzen. In het segment van de industriële klanten is het marktaandeel van ELECTRABEL sinds 2002 bijna constant gedaald.

De jaarlijkse **elektriciteitsafname** stijgt naar 18,34 TWh in 2014. Deze stijging wordt enkel gedreven door de grootste 5 industriële afnemers. De hoogste maandelijkse elektriciteitsafname werd gemeten in april 2014 met een volume van 1,8 TWh. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname vergrootte in 2014, en dit vooral door een vermindering van de minimale dagelijkse elektriciteitsafname als gevolg van provinciale vakbondsacties. [VERTROUWELIJK]

Tot slot veranderden er volgens de gegevens van Elia twee toegangspunten van leverancier in 2014.

Op basis van de antwoorden op de consultatie volgend op de vorige studie van december 2014 stelt de CREG twee acties voor: het verhogen van de liquiditeit op de langetermijnmarkten, en het dieper onderzoeken, in samenwerking met de marktdeelnemers, hoe de toegang tot de markt van *demand side flexibility* te faciliteren.

I. Inleiding

1. De studie bestaat uit vier delen. Het eerste deel bestudeert de leveringscontracten die grote industriële klanten hebben afgesloten. de gemiddelde contractprijzen en de marktaandelen van leveranciers. Het tweede deel gaat dieper in op het afnamegedrag van industriële klanten, zowel op vlak van het verbruik als het afnameprofiel tijdens de dag of tijdens de week. Het derde deel behandelt de evolutie van het overstappercentage bij grote industriële klanten. Het vierde deel behandelt de antwoorden op de consultatie volgend op de vorige studie.

2. Het is belangrijk op te merken dat, omwille van de verschillende aard van de beschikbare gegevens, de definitie van grote industriële klanten verschilt tussen de eerste twee delen. Het eerste deel omvat alle industriële klanten met een gefactureerde consumptie hoger dan 10 GWh/jaar (inclusief degene aangesloten op het distributienet). Het tweede deel focust op de elektriciteitsafname[1] van industriële klanten die rechtstreeks aangesloten zijn op het hoogspanningsnet (inclusief degene met een gefactureerde consumptie lager dan 10 GWh/jaar), met uitzondering van de hydraulische centrales gevestigd in Coo en Plate-taille. Ondanks het verschil in definitie wordt eenzelfde terminologie in beide delen gebruikt.

3. Wat het eerste deel betreft, hadden in België 485 grote industriële klanten in 2014 een hogere gefactureerde consumptie dan 10 GWh/jaar. In totaal werd er aan deze 485 grote klanten 27,8 TWh gefactureerd en dit stemt overeen met 34,6 % van het verbruik van de Belgische eindverbruikers in 2014[2].

4. Het tweede deel gebruikt gegevens betreffende de elektriciteitsafname gemeten op de toegangspunten die door een leverancier beleverd werden in België (276 van de in totaal 293 toegangspunten op het Elia-net[3]) in 2014. Aangezien meerdere toegangspunten tot dezelfde industriële afnemer kunnen behoren, worden deze gegevens geclusterd tot 122 verschillende afnemers over de periode 20062014 (exclusief de hydraulische centrales). Hun

[1] De reële elektriciteitsconsumptie wordt voldaan door, aan de ene kant de gemeten elektriciteitsafname van het net, en aan de andere kant de elektriciteitsproductie gegenereerd door lokale productie-eenheden op de industriële site is.
Indien de leverancier geen eigenaar is van die lokale productie-eenheden, zal de reële elektriciteitsconsumptie verschillen van de door de leverancier gefactureerde consumptie met het lokaal gegenereerde volume.
[2] SYNERGRID, “Elektriciteitsstromen in België in 2014”, april 2015, ter raadplegen via http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2014_N_ELEKTRICITEITSSTROMEN.pdf
[3] http://www.elia.be/en/grid-data/lists-and-codes/list-of-access-points, cijfer bepaald op 01/09/2014

totale afname bedroeg in 2014 18,3 TWh, of 23,7% van de totale afname geregistreerd op het Elia-transmissienet.

5. Het is belangrijk te benadrukken dat er geen "typische grote industriële klant" bestaat. Elke industriële klant heeft zijn eigen kenmerken die een aanzienlijke impact hebben op de energieprijs die zijn leverancier aan hem factureert. De volgende voorbeelden illustreren deze vaststelling:

i. industriële afnemers hebben niet-identieke verbruiks- en afnameprofielen. Sommige afnemers hebben een basislastprofiel, andere verbruiken eerder 's nachts, en nog andere, zoals Tractienet Spoor, hebben een verbruiksprofiel dat sterk lijkt op dat van een residentiële klant;

ii. een significant deel van de belevering van de grootste industriële klanten is afkomstig van productie-eenheden die aanwezig zijn op hun sites: iets minder dan een derde van het elektriciteitsverbruik van de industriële klanten die rechtstreeks op het net van Elia zijn aangesloten (5,7 TWh in 2014[4]) wordt beleverd door lokale productie-eenheden. Deze lokale injectie wordt gemeten door Elia als een vermindering van de netto-afname van grote industriële klanten.

Naast een fysische impact is er ook een commerciële impact. Klanten met een warmtekrachtkoppelingseenheid (WKK) op de site genieten over het algemeen van koppelverkoop, namelijk de gezamenlijke verkoop van elektriciteit en warmte aan een voordelige prijs. Sommige klanten zijn eigenaar van deze hernieuwbare productie-eenheden (zonnekracht-, windkrachtinstallaties) of WKK-installaties en onderhandelen in het kader van hun contract voor de levering van elektriciteit over de verkoop van hun WKK- en/of groenestroomcertificaten aan hun elektriciteitsleverancier aan een min of meer voordelige prijs. Tot slot stellen andere klanten een deel van hun terrein ter beschikking van hun leverancier voor de bouw van productie-eenheden in ruil voor een voordeligere energieprijs;

iii. Sommige klanten hebben een *tolling agreement* met hun leverancier om alle geleverde elektriciteit of een deel ervan te dekken. Een *tolling agreement* is een

[4] De totale gemeten lokale productie van eindafnemers, inclusief degene aangesloten op het distributienet, zijn onder meer terug te vinden op de site van Synergrid. In 2014 bedroeg dit 8,2 TWh, waaruit afgeleid kan worden dat 2,5 TWh gemeten werd op distributienetniveau, "Elektriciteitsstromen in België in 2014", april 2015 (voorlopig) ter raadplegen via http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2014_N_ELEKTRICITEITSSTROMEN.pdf

dienstencontract waarbij een onderneming primaire energie (meestal gas) aan de operator van een productie-eenheid levert. Deze primaire energie wordt door de operator in elektriciteit omgezet en wordt door de operator vervolgens ter beschikking van de onderneming gesteld mits betaling van een doorgangsrecht. De prijs van deze dienst is voornamelijk gebaseerd op de kost van de conversie van primaire naar elektrische energie en het elektriciteitsverbruik van de onderneming op een bepaald ogenblik. Deze prijs staat los van de primaire energieprijs[5];

iv. sommige industriële klanten halen voordeel uit de flexibiliteit van hun industriële processen door hun leverancier een afschakelbaarheids-/modulatiedienst aan te bieden: in ruil voor een voordeligere energieprijs aanvaardt de klant zijn verbruik aan te passen op instructie van zijn leverancier.

II. Leveringsgegevens

II.1 Bestudeerde segment

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

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

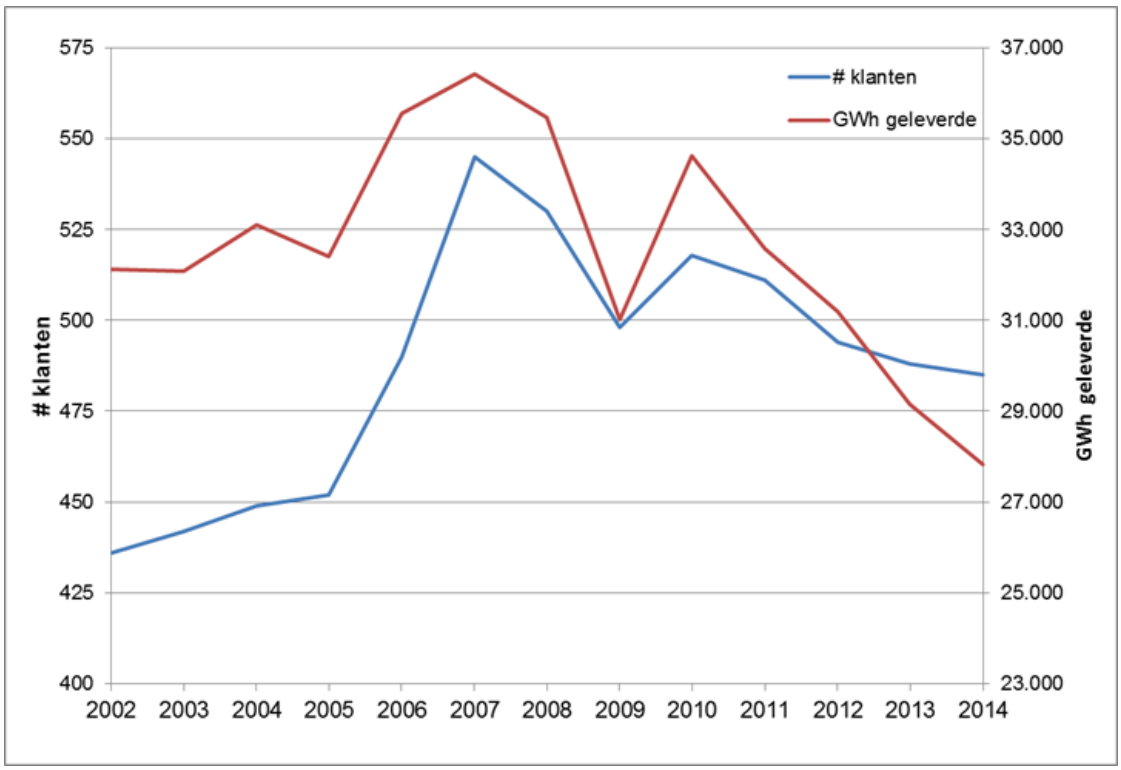
8. Voor het jaar 2014, heeft de CREG vragen gesteld aan 25 leveranciers waarvan 22 leveranciers over minstens één federale leveringsvergunning[6] beschikken. Drie leveranciers

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

[6] AIR LIQUIDE BELGIQUE, ARCELOR MITTAL ENERGY SCA, AXPO FRANCE AND BENELUX, DELTA ENERGY BELGIUM, EDF LUMINUS, ELECTRABEL, ENDESA ENERGIA SAU, ENECO, ENERGIE DER NEDERLANDEN, ENI, ENOVOS LUXEMBURG, E.ON BELGIUM, E.ON GLOBAL COMMODITIES, ESSENT BELGIUM, GDF SUEZ TRADING, GETEC ENERGIE AG, LAMPIRIS, POWER HOUSE, RWE, SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE TOTAL GAS&POWER BELGIUM en TOTAL GAS&POWER LIMITED.

beschikken niet over een federale leveringsvergunning maar wel over een regionale leveringsvergunning[7]. 6 van de 25 leveranciers hebben geantwoord dat ze in 2014 geen grote industriële klanten hebben bevoorraad.

9. Op basis van de door de leveranciers geleverd informatie, stelt de CREG vast dat in 2014 er in België 485 grote industriële klanten aan dit criterium voldeden. Het totaal gefactureerde verbruik aan deze 485 grote klanten (27,8 TWh) stemt overeen met 34,6% van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2014[8]. De onderstaande figuur geeft, voor elk jaar van de periode 2002-2014, de evolutie weer van het aantal industriële klanten die voldoen aan het bovenvermelde criterium en het aantal GWh die hen werden geleverd.



Figuur 1 – Evolutie van het aantal industriële klanten met een hoger dan 10 GWh/jaar gefactureerde consumptie en het geleverde volume
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

10. Aangezien de eerste vraag om informatie in 2008 werd geformuleerd en sommige leveranciers, in het bijzonder als gevolg van fusies tussen leveranciers die voor deze datum plaatsvonden, hebben meegedeeld dat ze moeilijkheden ondervonden om de gegevens over de periode 2002-2006 in hun archieven te vinden, dient de vastgestelde evolutie tussen 2002

[7] ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS, ELEXYS en SCHOLT.
[8] SYNERGRID, "Elektriciteitsstromen in België in 2014", april 2015, ter raadplegen via http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2014_N_ELEKTRICITEITSSTROMEN.

en 2006, in het bijzonder wat het aantal beleverde industriële klanten betreft, uiterst omzichtig te worden geanalyseerd.

11. Afgezien van dit voorbehoud met betrekking tot de periode 2002-2006, toont deze figuur aan dat de grootte van het beleverde segment bijna constant gedaald is tussen 2007 (545 klanten waaraan de leveranciers 36,4 TWh hebben verkocht) en 2014 (485 klanten waaraan de leveranciers 27,8 TWh hebben verkocht). De vermindering van de grootte van dit segment die sinds 2007 werd vastgesteld kan worden verklaard door:

i. de verbetering van de energie-efficiëntie;

ii. de impact van de economische crisis die tijdelijk - cf. 2009 - of structureel de activiteit van sommige ondernemingen heeft verminderd en tot de sluiting van andere heeft geleid;

iii. de stijging van het aantal industriële klanten die beslissen zich rechtstreeks op de markt te bevoorraden - en niet meer via een leverancier.

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

II.2 Kenmerken van bestudeerde contracten

12. 95% van de leveringscontracten betreffen een levering die begint op 1 januari van een jaar en 96% van de bestudeerde leveringscontracten hebben een looptijd van een geheel getal.

13. In de onderstaande grafiek worden de contracten opgesplitst in functie van hun looptijd. Aangezien er weinig contracten zijn waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar, werden voor de duidelijkheid de contracten waarvan de looptijd geen geheel getal is in aantal jaar niet meegenomen bij het opstellen van deze grafiek. Kort samengevat: er zijn weinig evoluties in vergelijking met de situatie van 2013.

De meerderheid (58,6%) van de actieve leveringscontracten in 2014 (blauwe balk) heeft een looptijd van twee jaar. Er werden twee keer zoveel contracten met een looptijd van twee jaar

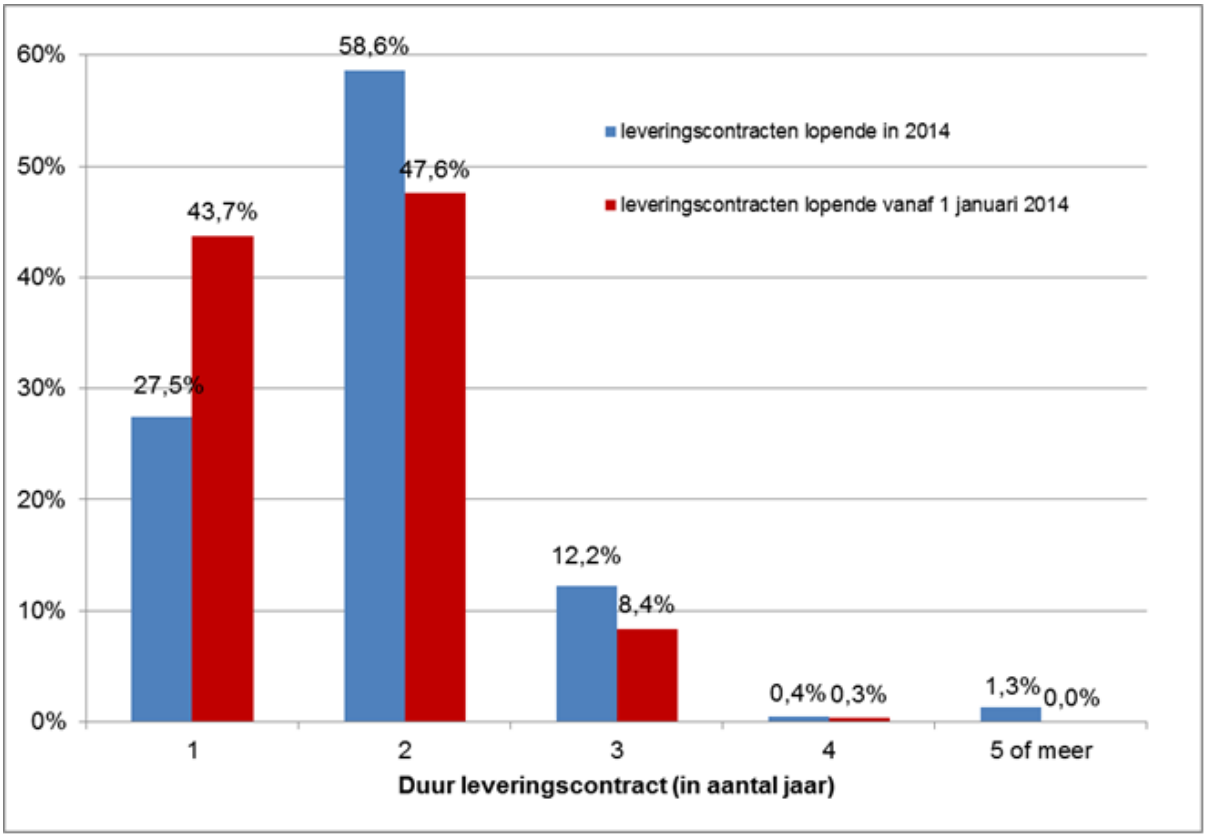
vastgesteld dan contracten met een looptijd van 1 jaar (27,5%)[9]. Er dient te worden benadrukt dat deze vaststelling echter niet inhoudt dat er elk jaar twee keer zoveel contracten met een looptijd van twee jaar worden ondertekend. Zoals wordt geïllustreerd met de actieve leveringscontracten sinds 1 januari 2014 (rode balk), is een vergelijkbare verhouding van contracten met een looptijd van een jaar (43,7%) en die met een looptijd van twee jaar (47,6%) in werking getreden. Het verschil dat werd vastgesteld tussen de verhouding van leveringscontracten die in 2014 actief waren en degene die sinds 1 januari 2014 actief waren kan enkel verklaard worden door het feit dat bepaalde contracten een duur hebben van meer dan 1 jaar.

Een minderheid van de contracten (1,3%) hebben een duur gelijk aan of hoger dan 5 jaar. Sommige contracten die een investering in een productie-eenheid voor elektriciteit op een site inhouden, hebben een looptijd tot 20 jaar. Dit type contracten blijft wel uitzonderlijk.

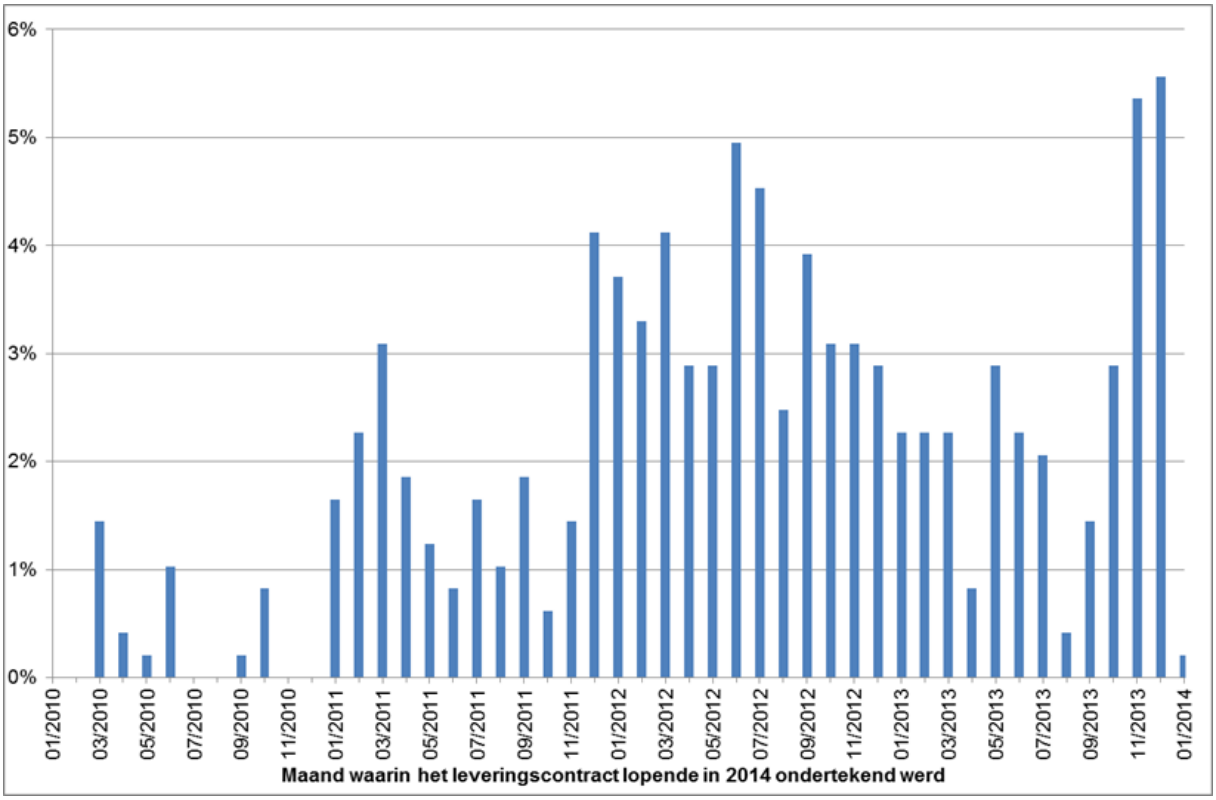
14. De meerderheid van de actieve leveringscontracten in 2014 werden hetzij in 2013 afgesloten (30,5%), hetzij in 2012 (42,0%). Een significant deel van deze contracten (21,6%) werd eveneens in 2011 ondertekend. Slechts een minderheid van deze contracten werd vóór 2011 (5,5%) en in 2014 (0,4%) ondertekend.

15. Figuur 3 lijkt aan te tonen dat er in augustus minder contracten worden gesloten.

[9] Er dient te worden opgemerkt dat de verhouding bij de 30 grote industriële klanten niet dezelfde is: in 2014 waren er bijna twee keer zoveel contracten met een duur van 1 jaar dan met een duur van 2 jaar. Dit zou kunnen aangeven dat de grotere industriële klanten, in vergelijking met de kleinere industriële klanten, voorkeur geven aan contracten met een kortere duur en frequentere heronderhandelingen van hun beleveringscontract.



Figuur 2 – Verdeling van de bestudeerde contracten op basis van de duurtijd
Bron: CREG op basis van gegevens leveranciers



Figuur 3 – Percentage van in 2014 actieve leveringscontracten in functie van de datum van ondertekening, per maand
Bron: CREG op basis van gegevens leveranciers

II.3 Perimeter van de contractuele onderhandelingen: de "energieprijs"

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

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

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

II.4 Mechanismen voor de vastlegging van de "energieprijs"

19. Zoals reeds vooraf werd vermeld zijn de "prijs voor de actieve energie" en de "hernieuwbare bijdrage" twee typische componenten van de "energieprijs"[10].

20. Wat de "prijs van de actieve energie" betreft, schat de CREG dat in 2014:

i. ongeveer één klant op twintig een prijs heeft die in het contract werd vastgelegd;

ii. ongeveer één klant op twintig een contract heeft met een schommelende prijs op basis van de noteringen van de BELPEX dagmarkt;

iii. tot slot ongeveer negen klanten op tien een contract hebben met een prijs die wordt vastgesteld op basis van "*clicks*" op de *forward* prijsnoteringen van ENDEX en, in bepaalde gevallen, op de BELPEX dagmarkt. In dit type contract dient de klant, na de ondertekening ervan maar alvorens de aanvang van levering, te beslissen op basis van welke noteringen zijn prijs zal worden vastgesteld[11].

21. Deze verhoudingen evolueren elk jaar, maar over het algemeen stelt de CREG sinds 2008 vast dat het aantal contracten met een vaste prijs geleidelijk daalt.

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

II.5 Evolutie van de "energieprijs"

23. De onderstaande figuur herneemt in een semilogaritmisch assenstelsel de 485 paren [gefactureerd verbruik, energieprijs] die werden waargenomen voor de grote industriële klanten die in 2014 een hoger gefactureerd verbruik hadden dan 10 GWh. Los van een enkele atypische klant voor wie de energieprijs €290/MWh bedroeg voor een consumptie van 10 GWh, blijken de energieprijzen die in 2014 werden gefactureerd aan de grote industriële

[10] Er dient te worden opgemerkt dat sommige leveranciers ook andere componenten van de "energieprijs" factureren zoals een "prijs van het maandelijks gefactureerd vermogen", een "vergoeding voor transportkosten en -diensten" of een "bijdrage voor garanties van oorsprong".
[11] De beschikbare noteringen zijn over het algemeen die van de *Calendar* contracten (Y+1, Y+2, Y+3), maar eveneens, in sommige contracten, die van de *Quarterly* en *Monthly* contracten evenals de noteringen op de BELPEX dagmarkt.

klanten zich te situeren tussen de vork van €12/MWh en €87/MWh. Dit aanzienlijke prijsverschil kan voornamelijk worden verklaard door de specifieke kenmerken van elke industriële klant, maar eveneens door de timing die de industriële klanten hebben gekozen om hun contract af te sluiten en de "clicks" uit te voeren.

De rode rechthoek toont het verschil tussen het 1e en het 3e kwartiel[12]: 50% van de bestudeerde grote industriële klanten worden in deze rechthoek opgenomen, 25% van de grote industriële klanten bevinden zich boven deze rechthoek en ongeveer 25% van de grote industriële klanten bevinden zich onder deze rechthoek.

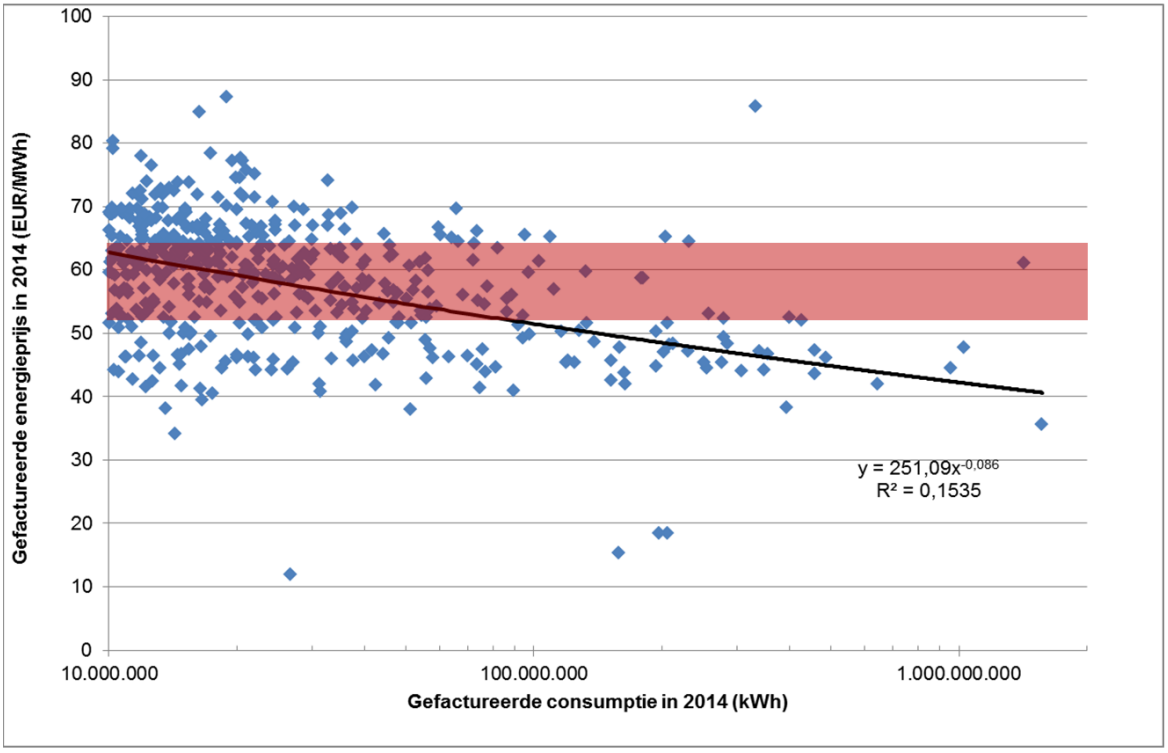
In vergelijking met 2011, 2012 en 2013 stellen we voor 2014 een verhoging vast van het verschil tussen het 1e en het 3e kwartiel dat visueel wordt omgezet door een stijging van de grootte van deze rode rechthoek. Terwijl het verschil tussen de kwartielen stabiel was en tussen € 8,4/MWh en € 9,7/MWh lag tussen 2011 en 2013 is dit in 2014 gestegen tot € 12,7/MWh. Aangezien de mediane energieprijs in de loop van de vier voorbije jaren is gedaald, is de stijging van de spreiding van de prijzen nog groter als ze wordt uitgedrukt in verhouding tot de mediaan.

Het is interessant om hier te benadrukken dat, terwijl slechts een verwaarloosbaar aantal industriële klanten in 2013 genoot van een energieprijs van minder dan € 50/MWh, ongeveer een klant op vijf in 2014 genoot van een energieprijs van minder dan € 50/MWh.

De regressierechte geeft aan dat er een lage correlatie is tussen het gefactureerde verbruik enerzijds en de energieprijs anderzijds. Er dient te worden benadrukt dat deze lage correlatie grotendeels kan verklaard worden door het feit dat er gedeeltelijke vrijstellingen bestaan - op basis van het verbruik - die in de regionale regelgeving zijn opgenomen m.b.t. de verplichting om WKK- en/of groenestroomcertificaten voor te leggen: gezien de wetgeving, is de "hernieuwbare bijdrage" in €/MWh die aan de grootste klanten wordt gefactureerd, lager dan die die aan de kleinere klanten wordt gefactureerd.

[12] Een **kwartiel** is elk van de 3 waarden die een geheel van waarden zodanig in 4 gelijke delen verdelen dat elk deel 1/4 van het bevolkingsstaal vertegenwoordigt: het 1e kwartiel scheidt de laagste 25 % van de waarden; het 2e kwartiel is de mediaan en het 3e kwartiel scheidt de laagste 75 % van de overige waarden.

Hierdoor illustreert de lage correlatie die in onderstaande figuur wordt vastgesteld de zeer beperkte onderhandelingsmacht die de grootste industriële klanten ten aanzien van hun leverancier hebben in vergelijking met de kleinere industriële klanten.



Figuur 4 – "Energieprijs" in functie van gefactureerd volume voor leveringscontracten in 2014
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

24. Om extreme waarden, die vaak kenmerkend zijn voor erg specifieke gevallen, buiten beschouwing te laten, toont onderstaande figuur de evolutie van de mediaan[13] en het 1e en 3e kwartiel van de "energieprijzen" die tussen 2002 et 2014 aan de grote industriële klanten werden gefactureerd. Voor elk jaar Y wordt het gemiddelde van de prijzen van het contract "Calendar Y" die in de loop van het jaar Y-1 op ENDEX werd vastgesteld eveneens in deze figuur weergegeven om de evolutie van de vastgestelde prijzen op een relevante elektriciteitsbeurs weer te geven.

25. Er dient te worden benadrukt dat de hierboven vastgestelde evolutie niets zegt over een individuele industriële klant. Zoals vooraf reeds werd vermeld hebben de industriële klanten elk individuele kenmerken die de aan hun gefactureerde energieprijs sterk beïnvloeden. De evolutie van deze individuele kenmerken – bijvoorbeeld een wijziging van een industrieel proces of de bouw van een productie-eenheid (warmtekrachtkoppelings-, windenergie- of fotovoltaïsche installatie) op de site – en de evolutie van het bijhorende

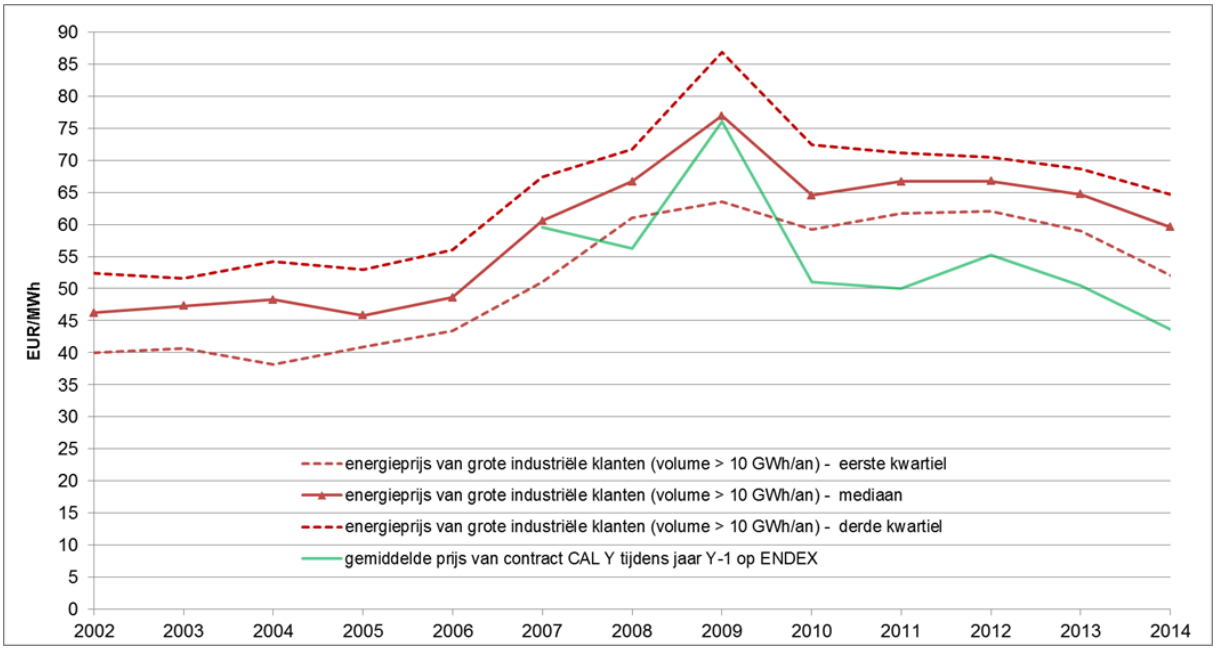
[13] De **mediaan** van een geheel van waarden is de waarde *m* waarvoor het aantal waarden dat groter dan of gelijk aan *m* is, gelijk is aan het aantal waarden dat kleiner dan of gelijk is aan *m.*

reglementaire kader (bijvoorbeeld een daling van de steunmaatregelen aan hernieuwbare energie) zullen een impact hebben op de evolutie van de energieprijs die aan de betrokken klant wordt gefactureerd. Tegelijkertijd zal de timing die een bepaalde grote industriële klant kiest om een contract af te sluiten aan een vaste prijs of om zijn "*clicks*" uit te voeren een impact hebben op de energieprijs die aan deze klant wordt gefactureerd. De figuur geeft enkel de grote tendensen weer voor het segment van alle grote industriële klanten als geheel.

26. Met inachtneming van voormelde reserve blijkt uit deze grafiek dat de energieprijs die aan de grote Belgische industriële klanten wordt gefactureerd tussen 2002 en 2009 bijna continu is gestegen. De piek van 2009 kan worden verklaard door de sterke stijging van de *forward* prijzen van elektriciteit die in de zomer van 2008 werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen en het aanzienlijke aantal industriële klanten die contracten aan een vaste prijs hebben gesloten of "*clicks*" in deze periode hebben uitgevoerd.

27. Parallel met de duidelijke daling van de *forward* prijzen van elektriciteit die na de zomer van 2008 werd vastgesteld op de elektriciteitsbeurzen werd tussen 2009 en 2010 eveneens een duidelijke daling van de energieprijs vastgesteld die aan de grote Belgische industriële klanten werd gefactureerd.

28. Sinds 2010 zijn de prijzen over het algemeen stabiel gebleven en zelfs gedaald over de twee laatste jaren. Dit geeft in het bijzonder aan dat de daling van de prijzen op de elektriciteitsbeurzen die sinds 2010 is vastgesteld de stijging van de "hernieuwbare bijdrage" heeft gecompenseerd die de leverancier had gevraagd om de kosten te compenseren die werden gemaakt om te kunnen voldoen aan zijn regionale verplichting om een groeiend aandeel van de elektriciteitslevering door WKK-certificaten en of groenestroomcertificaten te certificeren. Deze figuur toont eveneens de stijging van de spreiding van de energieprijzen die in 2014 werd vastgesteld in vergelijking met 2011, 2012 en 2013.

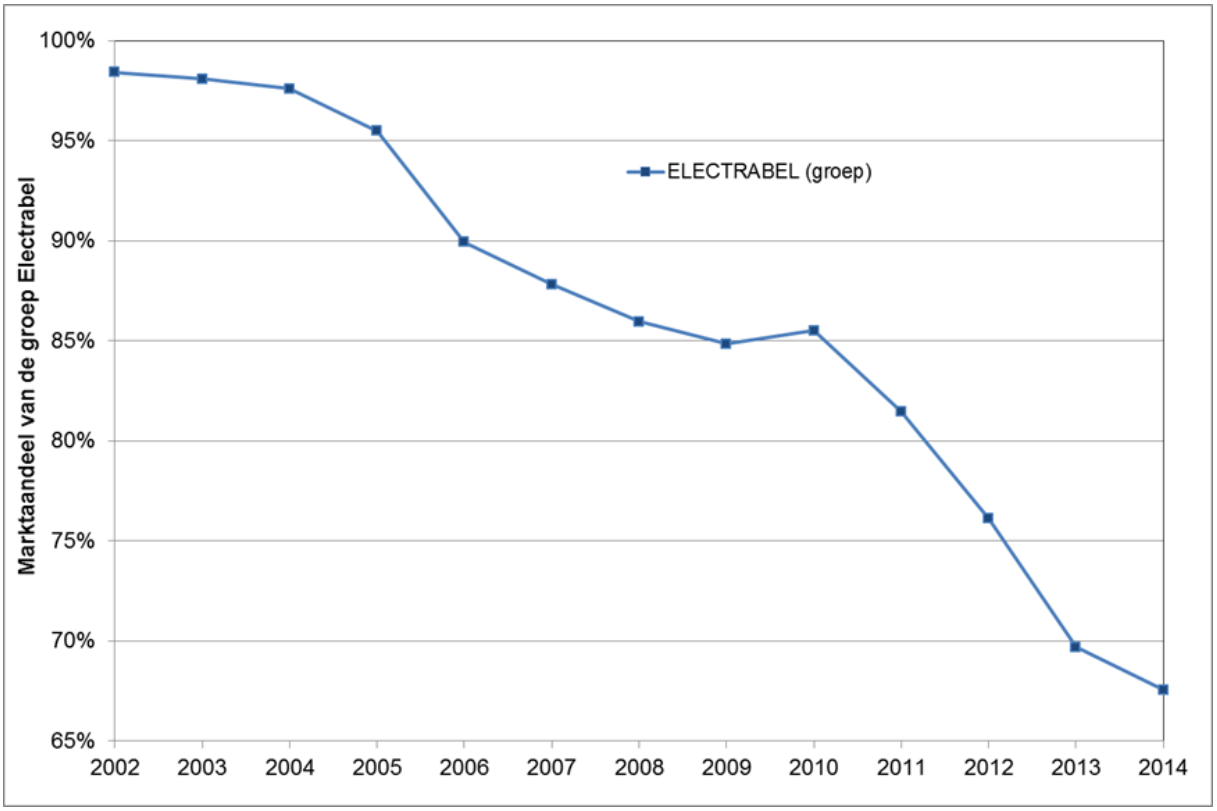


Figuur 5 – Eerste, tweede en derde kwartiel van de aan grote industriële klanten gefactureerde energieprijs, en gemiddelde year-ahead electriciteitsprijs
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

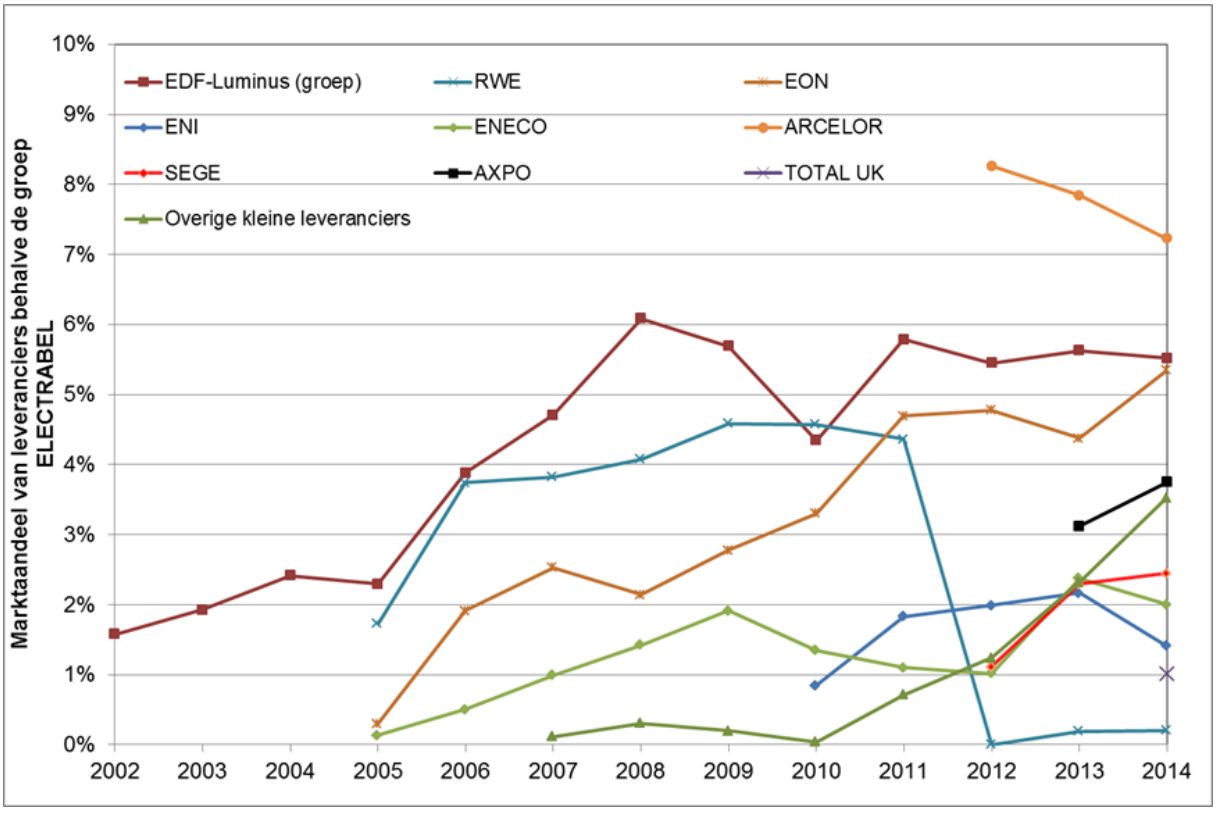
II.6 Marktaandelen

29. De leveringen in dit segment van grote industriële klanten worden voornamelijk gedomineerd door de groep ELECTRABEL[14]. Deze leverancier heeft in 2014 aan 54% van de Belgische grote industriële klanten geleverd en dekt 67,6% van het totale verbruik dat aan deze klanten werd gefactureerd. Het verschil tussen deze twee indicatoren kan worden verklaard door dat de grootste Belgische industriële klanten voornamelijk door ELECTRABEL worden beleverd.

[14] De groep ELECTRABEL omvat de ondernemingen ELECTRABEL, ECS en de volumes die via het consortium BLUE SKY (opgeheven) worden verkocht.



Figuur 6 –Marktaandeel van ELECTRABEL ter belevering van grote industriële klanten, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers



Figuur 7 – Marktaandeel van alle leveranciers exclusief ELECTRABEL ter belevering van grote industriële klanten, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens van leveranciers

30. De figuur toont aan dat het marktaandeel van de groep ELECTRABEL – volgens het totale gefactureerde verbruik – bijna constant is gedaald van 2002 (98.4%) tot 2014 (67,6%). In de eerste jaren van de liberalisering werd het marktaandeel van ELECTRABEL voornamelijk overgenomen door de groepen EDF Luminus[15] en RWE. Het marktaandeel van die groepen is sinds 2008 hetzij gestabiliseerd, hetzij plots gedaald omdat er beslist werd om bepaalde activiteiten in België stop te zetten. De daling van de marktaandelen van de groep ELECTRABEL die sinds 2008 werd vastgesteld kan worden verklaard door enerzijds de opkomst en groei van andere leveranciers en anderzijds de ontwikkeling van eigen leveringsactiviteiten door sommige industriële klanten, zoals ARCELOR, TOTAL en AIR LIQUIDE – via SEGE.

III. Afnamegedrag gemeten door Elia

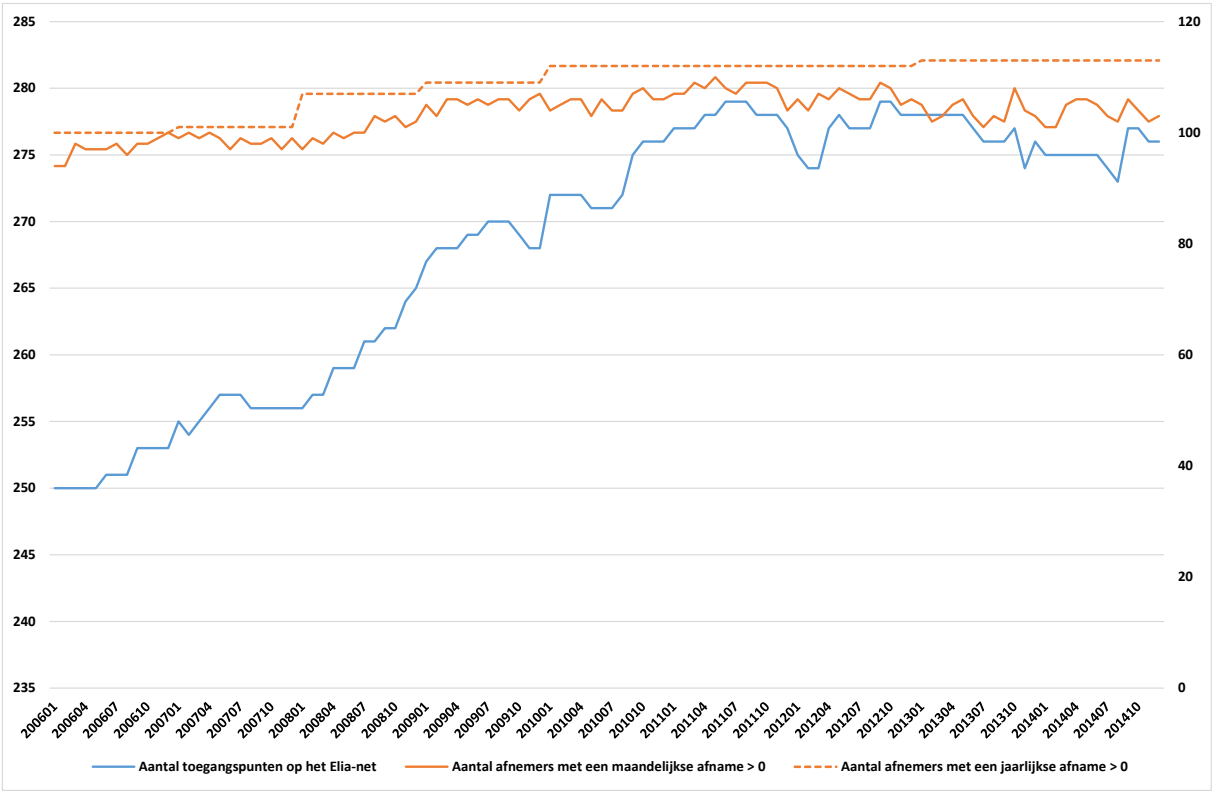
III.1 Bestudeerde segment

31. Dit deel focust op het afnamegedrag van industriële klanten die rechtstreeks aangesloten zijn op het hoogspanningsnet (inclusief degene met een gefactureerde consumptie lager dan 10 GWh/jaar)[16].

De metingen worden door Elia op kwartierbasis uitgevoerd en geven informatie omtrent de netto elektriciteitsafname van industriële afnemers. De gemeten netto afname komt overeen met het verschil tussen de consumptie van de industriële klant en de injectie van elektriciteit door lokale productie-eenheden aanwezig op de industriële site.

De meetgegevens lopen van begin 2006 tot en met eind 2014 en worden geaggregeerd op basis van verschillende tijdsperiodes.

[15] De onderneming EDF Belgium en SPE maakten voor 2011 deel uit van de groep EDF Luminus.
[16] De gepresenteerde data houdt geen rekening met afname van de hydraulische centrales gevestigd in Coo en Plate-taille



Figuur 8 – Aantal industriële afnemers (oranje, secundaire as) en toegangspunten (blauw, primaire as), per maand tijdens de periode 2006-2014
Bron: Elia, CREG op basis van gegevens Elia

32. Figuur 8 geeft de evolutie weer van het aantal toegangspunten op het Elia-transmissienet (blauw, primaire as). Deze meetgegevens worden vanaf 2007 ontvangen van Elia. Het aantal aansluitingen stijgt tot 2011 waarna deze plafonneert en licht terugvalt tot 276 eind 2014.

De figuur toont ook de evolutie van het aantal industriële afnemers gedurende de periode 2006-2014 die tijdens een maand of een jaar een netto-afname hadden (oranje, secundaire as). Het aantal afnemers met een maandelijkse positieve netto-afname vertoont een gelijkaardige maar in absolute waarde een lager verloop. Het aantal afnemers met een jaarlijkse positieve netto-afname stijgt tot 113.

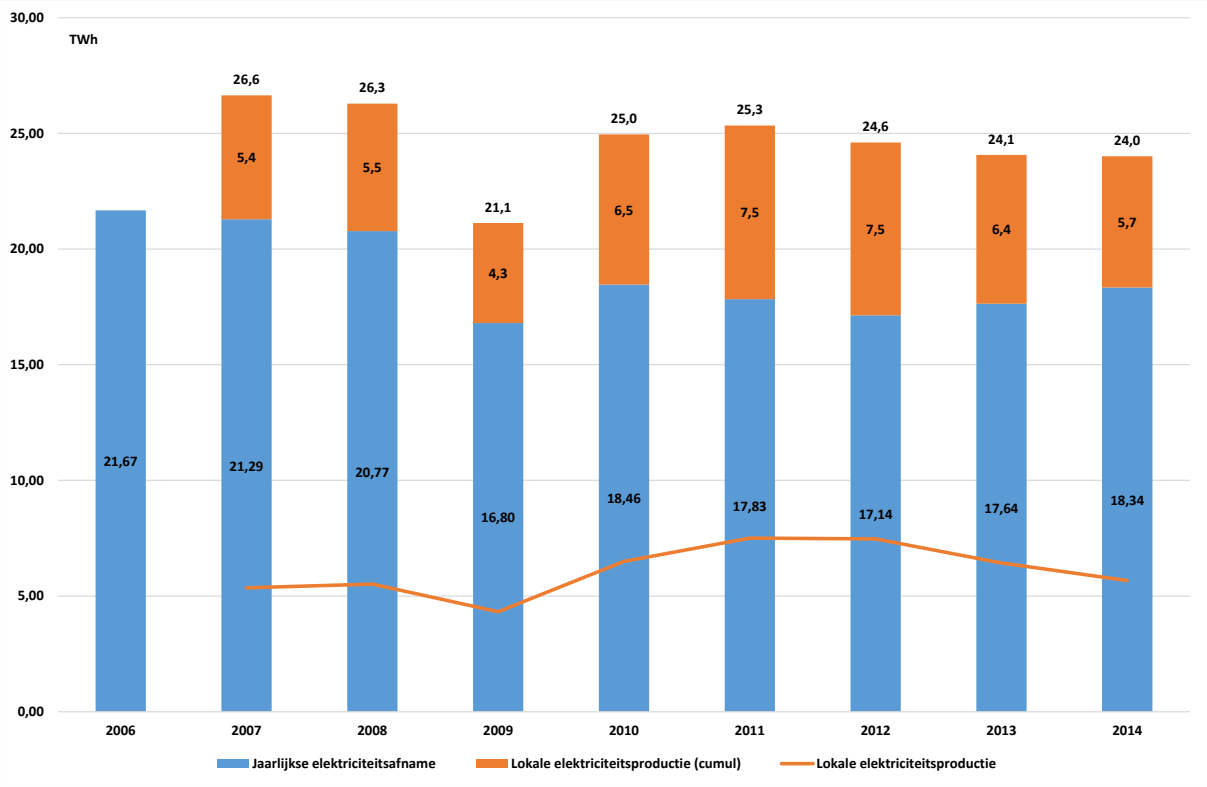
Een industriële afnemer kan met andere woorden over meerdere toegangspunten beschikken. Tractienet Spoor beschikte bijvoorbeeld over 61 toegangspunten in 2014. Ook wordt opgemerkt dat er in 2014 meer industriële afnemers op maandbasis geen afname vertonen, alhoewel zij doorheen het jaar wel actief zijn. Het aantal industriële afnemers ligt het laagst in de maanden januari en februari (101 afnemers) en het hoogst in de maanden april, mei en september (106 afnemers). Deze observatie doet vermoeden dat afnemers tijdens periodes gekarakteriseerd door hogere prijzen zelf hun elektriciteitsbehoefte voorzien, of dat zij de intensiteit van hun activiteiten afstemmen op de elektriciteitsprijzen.

III.2 Evoluties in elektriciteitsafname

33. Dit deel analyseert de elektriciteitsafname van industriële afnemers aangesloten op het Elia-transmissienet. Deze analyse is ook belangrijk voor de leverancier. Een industriële klant gaat over het algemeen een contract aan met een leverancier ter levering van een bepaald bereik van hoeveelheid elektriciteit over een bepaalde periode.

III.2.1 Jaarlijkse elektriciteitsafname

34. Figuur 9 toont, per jaar, de totale elektriciteitsafname van alle grote industriële klanten aangesloten op het Elia-net tijdens de periode 2006-2014 (blauw). De grootste elektriciteitsafname vindt in 2006 plaats (21,7 TWh) terwijl de laagste elektriciteitsafname te vinden is in 2009 (16,8 TWh).



Figuur 9 – Totaal gemeten jaarlijkse industriële elektriciteitsafname en lokale productie-eenheden, per jaar, 2006-2014
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

35. De gemiddelde totale jaarlijkse elektriciteitsafname van grote industriële klanten over de periode 2006-2008 bedraagt 21,2 TWh terwijl deze in de periode 2010-2014 17,9 TWh bedraagt. Deze gemiddeld lagere afname is mogelijks te verklaren door:

i. het uitbreken van de economische crisis eind 2008, en de negatieve gevolgen voor de westerse industriële productie doorheen 2009;

ii. de hoge leveringsprijs geobserveerd in 2009 (sectie II.5);

iii. toegenomen energie-efficiëntie doorheen de jaren;

iv. toegenomen investeringen in lokale energiebronnen op productiesites, zoals hernieuwbare energiebronnen en WKKs waardoor, indien deze operationeel zijn, de door Elia gemeten afname vermindert. Het lokaal geproduceerde volume neemt niettemin af naarmate de gefactureerde energieprijs afneemt.

36. Figuur *9* bevat de metingen door Elia van de jaarlijkse lokale elektriciteitsproductie aangesloten op het Elia-transmissienet vanaf 2007 (oranje). De gegevens zijn niet beschikbaar voor 2006. De oranje balk geeft deze data cumulatief met de elektriciteitsafname weer om in zijn totaliteit een benaderend beeld te geven van de elektriciteitsconsumptie bij grote industriële klanten aangesloten op het Elia-net, terwijl de oranje lijn deze data niet cumulatief weergeeft.

De verminderde elektriciteitsafname tussen 2008 en 2009 wordt niet gecompenseerd door lokale elektriciteitsproductie. Na 2011 wordt de verandering van totale elektriciteitsafname deels verklaard door veranderingen in productie afkomstig van lokale energiebronnen. Cumulatief wordt een dalende trend in industriële elektriciteitsconsumptie zichtbaar vanaf 2011.

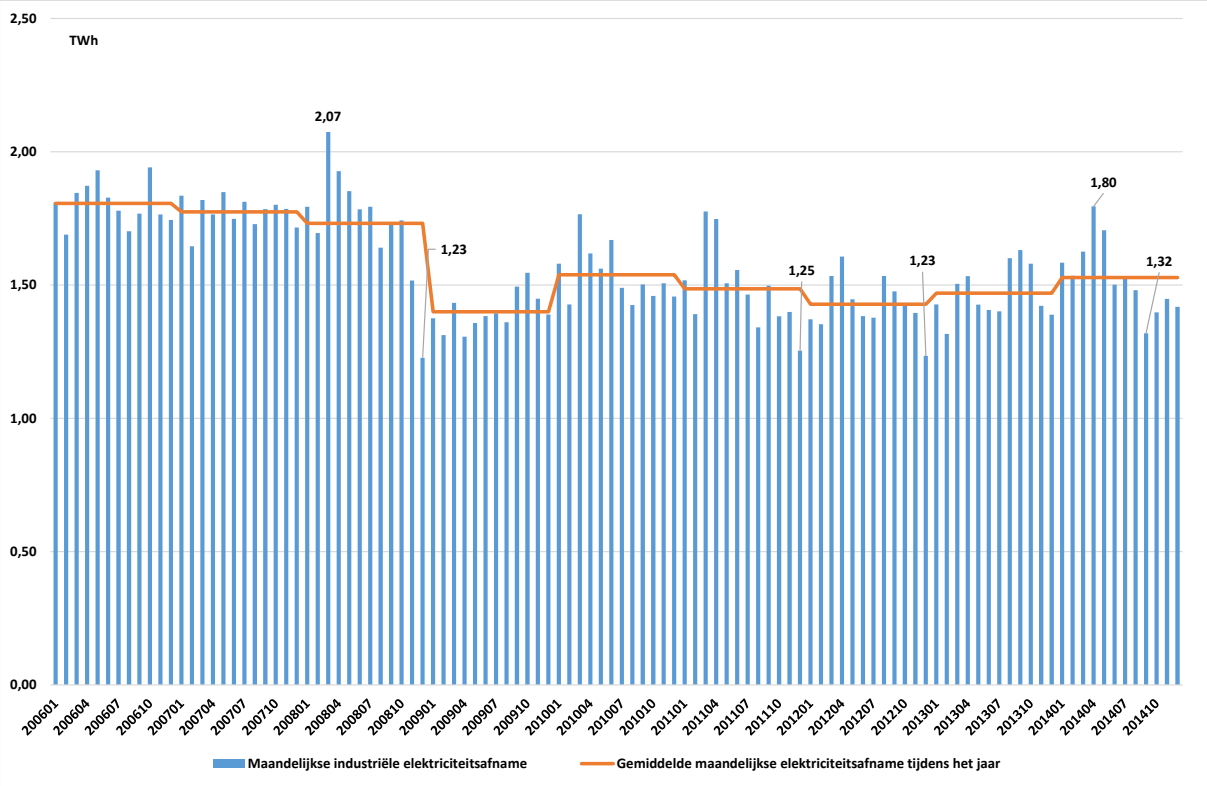
III.2.2 Maandelijkse elektriciteitsafname

37. Figuur 10 toont de maandelijkse elektriciteitsafname tijdens de periode 2006 tot en met 2014. Er is duidelijk een sterke terugval in industriële elektriciteitsafname vast te stellen, van 2.1 TWh in maart 2008 tot het lokale minimaal geregistreerde niveau van 1.2 TWh in december 2008 (-40,6%). De grootste daling is op te merken tussen oktober en december, in het kader van het faillissement van *Lehman Brothers* op 15 september. Daarnaast valt de sterke daling in elektriciteitsafname in het vierde kwartaal van 2008 samen met de sterke verhoging van leveringsprijzen in 2009 (sectie II.5).

38. Vanaf januari 2009 stijgt de elektriciteitsafname geleidelijk en stabiliseert pas doorheen 2010 rond een lager gemiddeld jaarlijks niveau dan geregistreerd in de periode voor 2009 (Figuur 9). Vanaf 2010 wordt een licht cyclisch patroon zichtbaar waarbij algemeen een hogere elektriciteitsafname wordt geregistreerd aan het begin van de lente- en/of herfstperiode. Een lagere elektriciteitsafname komt vooral voor rond december. Dit laatste kan toegeschreven worden aan de aanwezigheid van de arbeidsluwe kerstperiode. Het jaar 2014

is op deze observatie een uitzondering: de laagste maandelijkse elektriciteitsafname werd in september waargenomen.

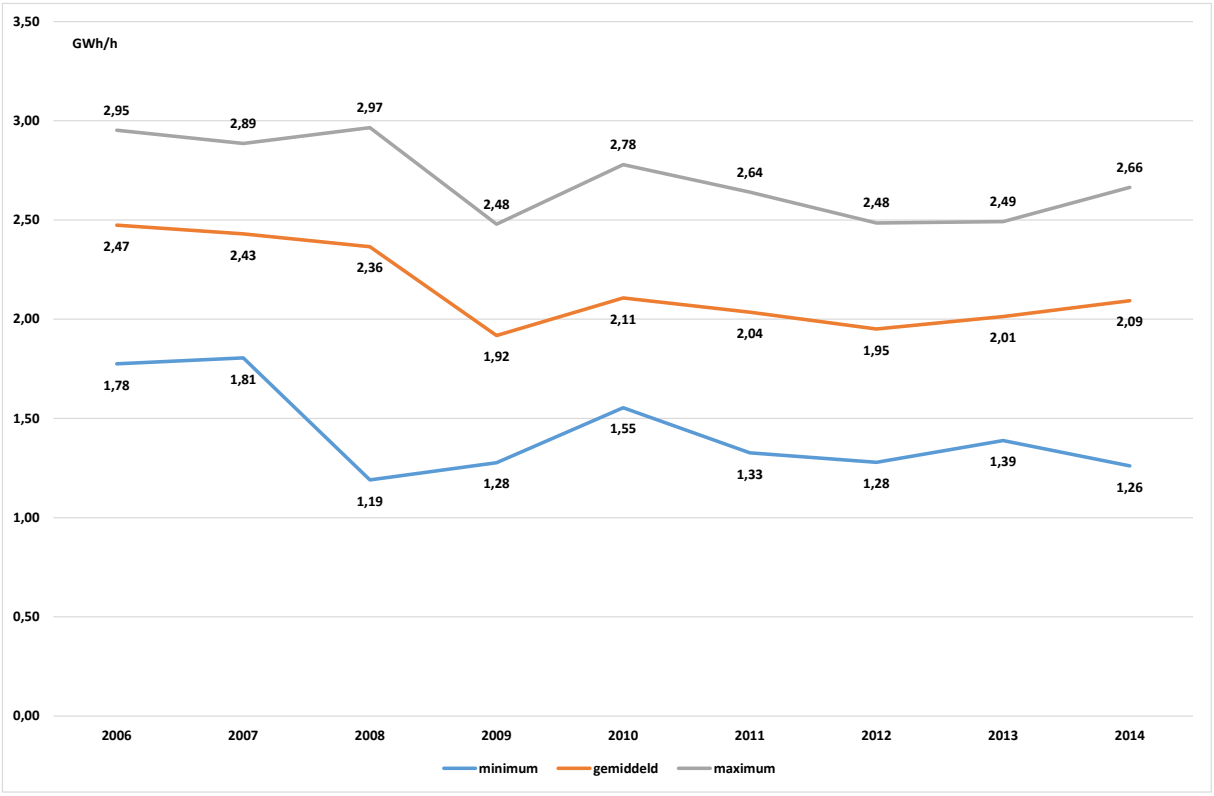
39. De maximale elektriciteitsafname na 2008 werd geregistreerd in april 2014 (1,8 TWh). December 2012 vertoont de laagste maandelijkse afname (1,2 TWh), een even hoog niveau als geobserveerd in december 2008 (1,2 TWh). De laagste maandelijkse elektriciteitsafname in 2014 werd in september gemeten (1,3 TWh).



Figuur 10 – Maandelijkse industriële elektriciteitsafname tijdens de periode 2006-2014, per maand
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

III.2.3 Dagelijkse elektriciteitsafname

Figuur 11 geeft de jaarlijkse evolutie van de minimale, maximale en gemiddelde totale dagelijkse elektriciteitsafname weer. Merk op dat de waarden genoteerd staan in de eenheid GWh/h: de dagelijkse waarden worden uitgemiddeld in functie van het aantal uur in de dag (24) weergegeven. Opnieuw zijn de effecten van de economische crisis en de daaropvolgende recessie zichtbaar. De minimale dagelijkse elektriciteitsafname kent reeds een terugval in 2008 tijdens de economische crisis.

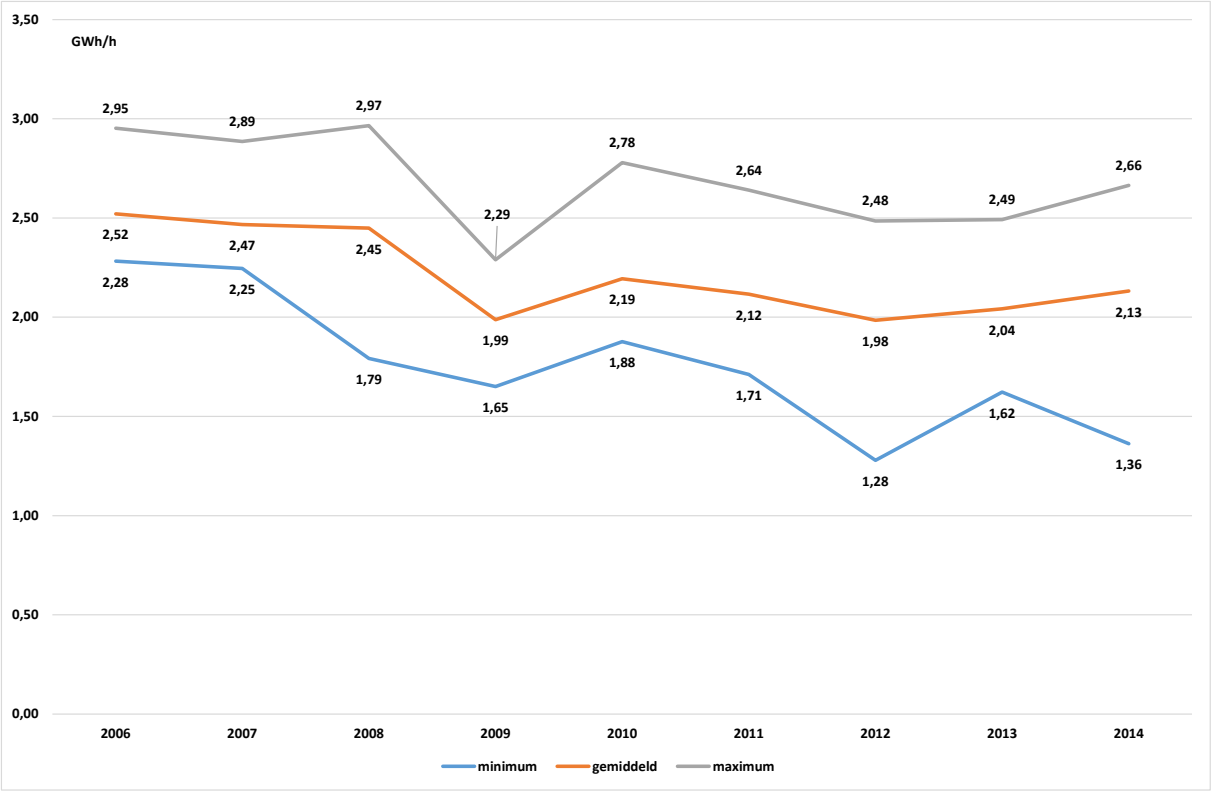


Figuur 11 – Minimale, gemiddelde, en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname, over een jaar, voor de periode 2006-2014

	Minimum		Maximum	
2006	maandag	25/12	woensdag	17/05
2007	maandag	01/01	woensdag	05/09
2008	donderdag	25/12	vrijdag	04/04
2009	donderdag	01/01	zaterdag	03/10
2010	maandag	27/12	zaterdag	24/04
2011	zondag	25/12	zaterdag	10/09
2012	maandag	31/12	zaterdag	01/09
2013	dinsdag	01/01	dinsdag	16/04
2014	maandag	15/12	vrijdag	18/04

Tabel 1 - Datums van minimale en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

40. Figuur 12 illustreert de minimale en maximale dagelijkse industriële afname geregistreerd tijdens geselecteerde dagen die als benadering dienen voor volledige werkdagen. Concreet worden dagen die vallen in het weekend, op feestdagen, en tijdens mogelijke brugdagen niet weerhouden. Ook de arbeidsluwe periodes tijdens de zomer- (van 1 juli tot en met 31 augustus) en winterperiode (van 15 december tot en met 14 januari) worden niet weerhouden. Tabel 2 illustreert de datums waarop de minimale en maximale industriële afname werd geregistreerd, rekening houdende met de bovenstaande selectie van werkdagen.



Figuur 12 - Minimale, gemiddelde, en maximale dagelijkse industriële elektriciteitsafname tijdens geselecteerde werkdagen, over een jaar, voor de periode 2006-2014
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

41. De minimale dagelijkse industriële afname wordt meestal rond de winterperiode op een maandag geregistreerd. De maximale dagelijkse industriële afname wordt meestal rond de lenteperiode geregistreerd.

	Minimum		Maximum	
2006	woensdag	22/11	woensdag	17/05
2007	woensdag	13/06	woensdag	05/09
2008	vrijdag	12/12	vrijdag	04/04
2009	maandag	23/03	donderdag	03/09
2010	maandag	11/10	vrijdag	12/03
2011	maandag	12/12	woensdag	13/04
2012	maandag	30/01	dinsdag	17/04
2013	vrijdag	29/11	vrijdag	12/04
2014	maandag	24/11	vrijdag	18/04

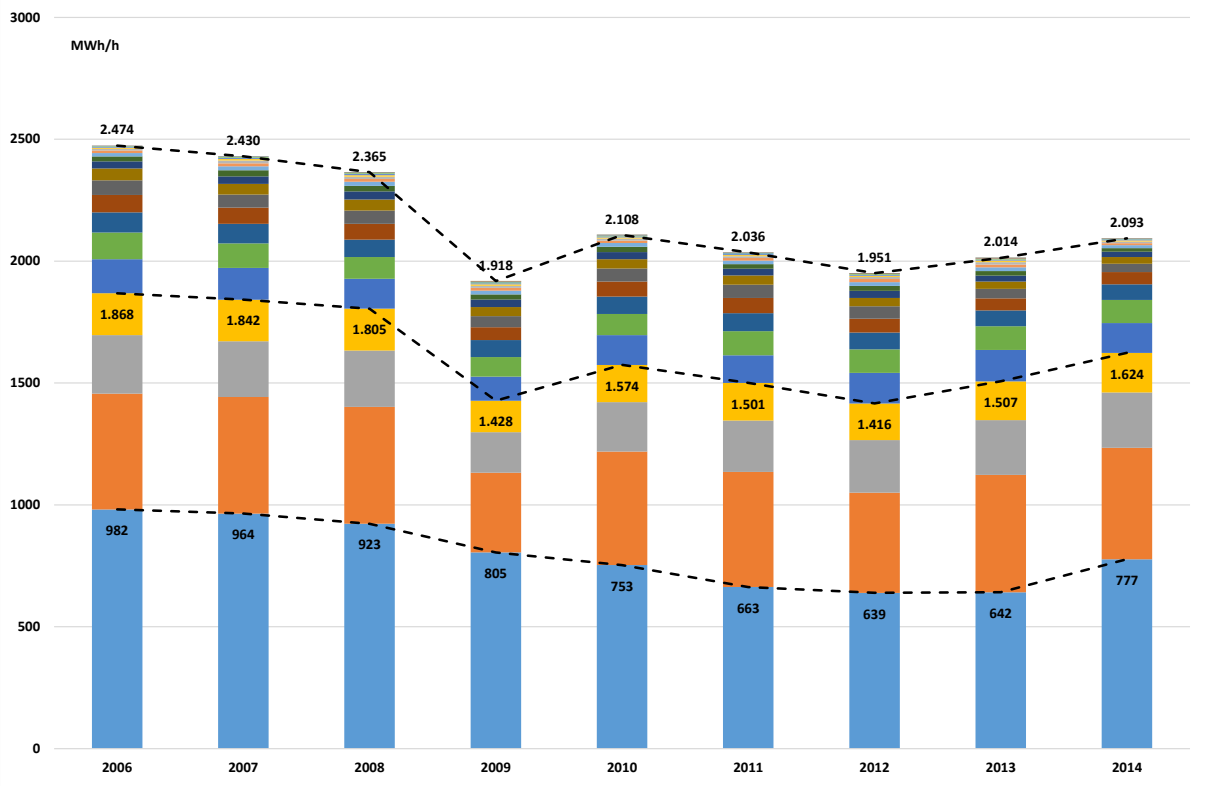
Tabel 2 - Data waarop de minimale en maximale industriële afname werd geregistreerd, alle volwaardige werkdagen
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

42. Opvallend is dat de laagste dagelijkse elektriciteitsafname in 2012 werd geregistreerd (30,7 GWh). Deze elektriciteitsafname is lager dan de 39,6 GWh geobserveerd tijdens de recessie in 2009 (-22,5%). Op deze specifieke dag, 30 januari 2012, werd een algemene staking gehouden waarbij het afnameniveau van grote afnemers zoals onder andere Tractienet Spoor sterk daalde ten opzichte van een normale werkdag. Ook op 24 november 2014 werden provinciale acties gevoerd, resulterend in een lagere elektriciteitsafname.

III.3 Gesegmenteerde elektriciteitsafname

43. Opdat grote industriële klanten zich kunnen positioneren ten opzichte van andere industriële klanten op vlak van elektriciteitsafname, wordt naast de geaggregeerde analyse van de elektriciteitsafname ook een analyse uitgevoerd op basis van segmenten bepaald volgens het volume van de elektriciteitsafname.

44. Figuur 13 geeft de gemiddelde uurlijkse industriële elektriciteitsafname over elk jaar per drie segmenten weer (zwarte stippellijnen): de top 5 industriële klanten in functie van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per jaar, de top 6-20, en de overige industriële klanten. De top 5 bevindt zich onderaan de figuur. De distributie per groep van 5 industriële klanten wordt ook weergegeven aan de hand van verschillende kleuren. Hieruit wordt duidelijk dat de 20 grootste industriële elektriciteitsafnemers (op vlak van gemiddelde uurlijkse afname), het merendeel van de totale afname voor hun rekening neemt. De industriële klanten die behoren tot elk segment kunnen verschillen van jaar tot jaar, net als het totaal aantal industriële klanten.

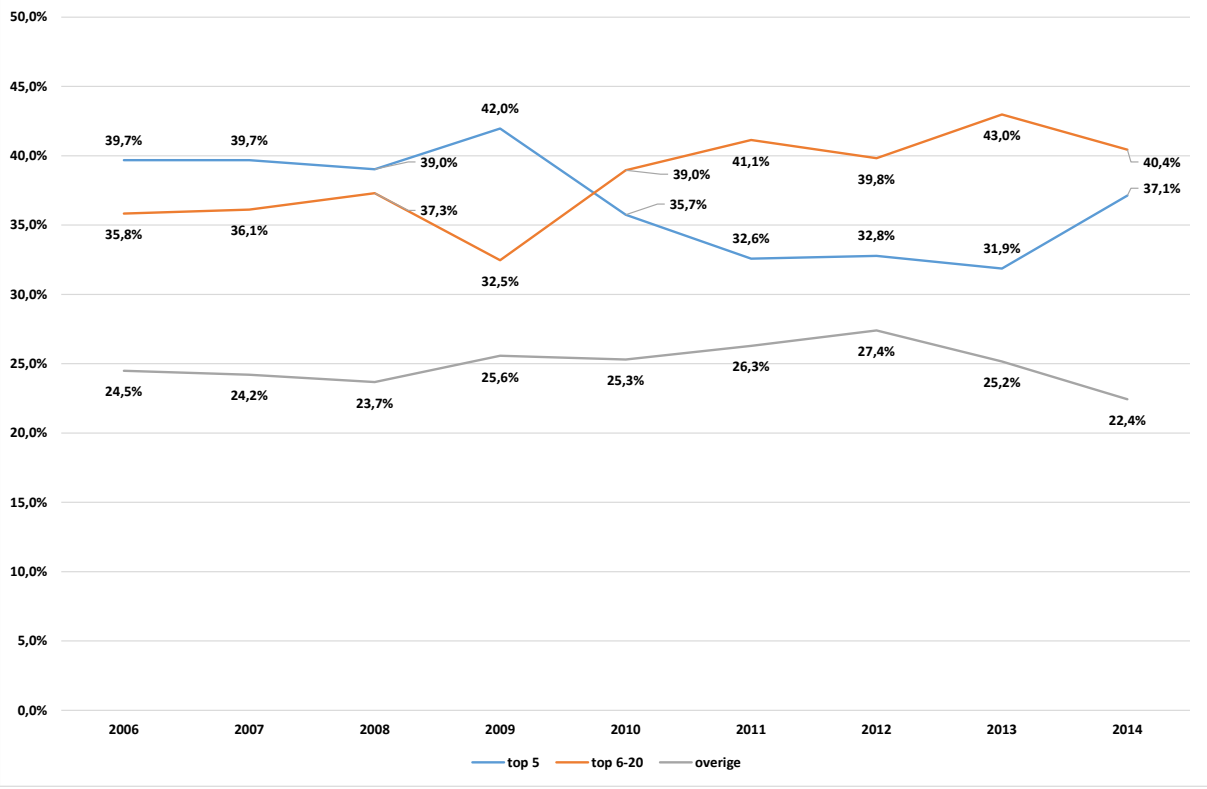


Figuur 13 - Gemiddelde dagelijkse elektriciteitsafname per jaar, voor de periode 2006-2014, en gesegmenteerd in functie van afnamevolume (top 5, top 6-20, en overige)
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

45. De totale gemiddelde elektriciteitsafname van alle industriële klanten daalt met 381 MWh/h gedurende de periode van 2006 tot en met 2014. De grootste daling is op te merken bij de top 5: 205 MWh/h of 53,8% van de totale daling. Het segment die de top 6-20 industriële afnemers omvat daalt licht: van 887 MWh/h in 2006 tot 847 MWh/h in 2014, of 10,5% van de totale daling. De gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname van alle overige industriële klanten per jaar daalt van 606 MWh/h in 2006 naar 470 MWh/h in 2014.

De top 5 is het enige segment dat een hogere gemiddelde uurlijkse afname kent ten opzichte van 2013.

46. Figuur 14 geeft de relatieve evolutie per segment weer. Het aandeel van de top 5 is gedaald van 39,7% in 2006 tot 37,1% in 2014, ten voordele van de top 6-20, waarvan het aandeel steeg van 35,8% in 2006 tot 40,4% in 2014. Vanaf 2010 is de top 6-20 het grootste segment in termen van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname tijdens het jaar. Het aandeel van de overige industriële afnemers schommelt gedurende de volledige periode rond 25%: evolueert van 24,5% in 2006 naar 22,4% in 2014. De top 5 en top 6-20 industriële afnemers lijken daardoor communicerende vaten te zijn met een totaal aandeel dat schommelt rond 75%. Met andere woorden, de top 20 industriële klanten zijn verantwoordelijk voor 75% van de totale industriële elektriciteitsafname.



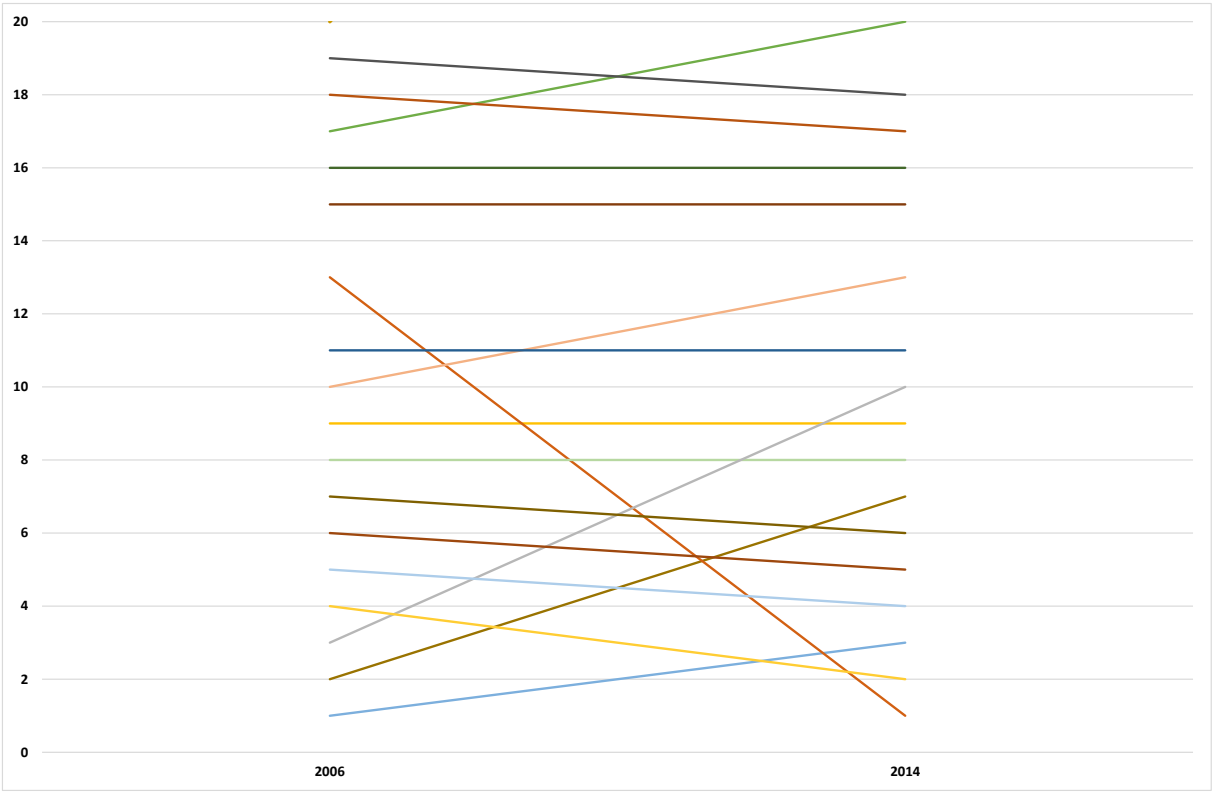
Figuur 14 – Relatief aandeel van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per segment, per jaar tijdens de periode 2006-2014
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

47. Figuur 15 illustreert de evolutie van de positie van industriële klanten in functie van de gemiddelde elektriciteitsafname over de periode van 2006-2014. Een lage positie betekent een hogere rangschikking in elektriciteitsafname, bijvoorbeeld, positie 1 correspondeert met de grootste industriële afnemer op vlak van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per jaar.

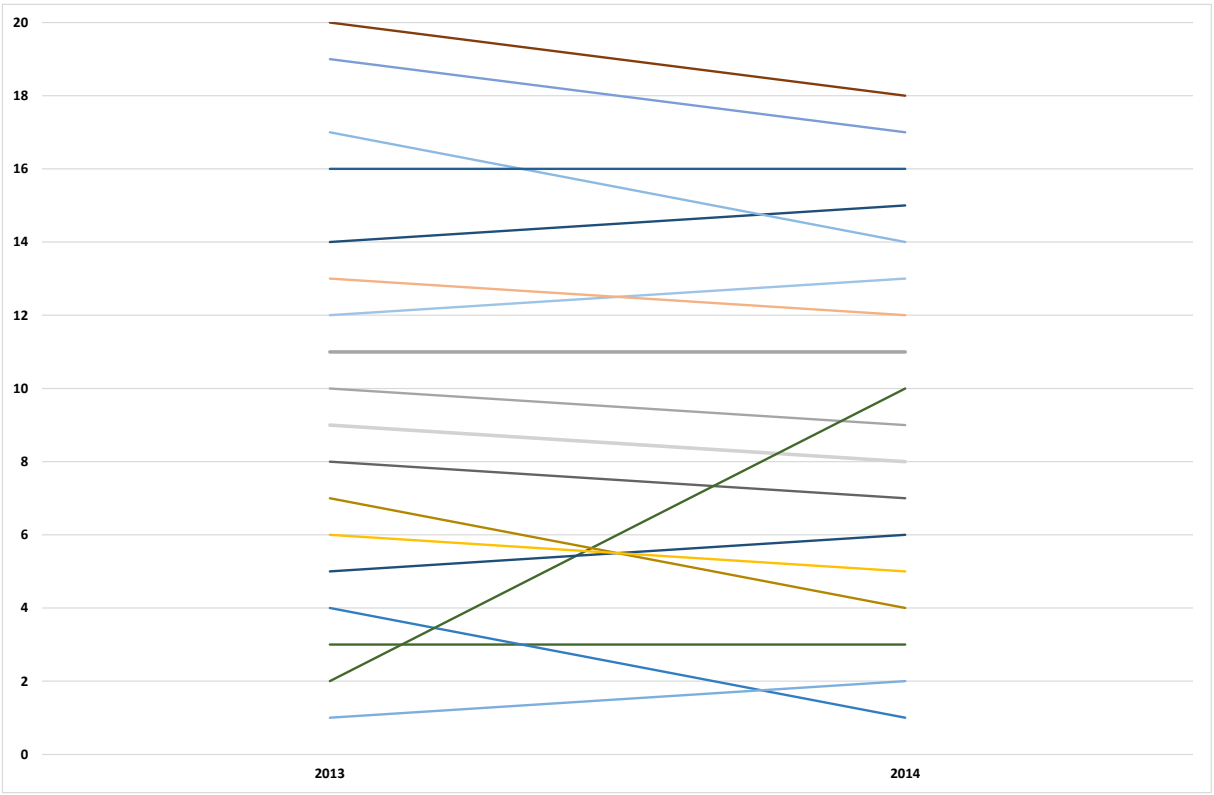
Enkel de evolutie van industriële klanten continu behorend tot de top 20 industriële afnemers op vlak van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname per jaar worden weergegeven. Alhoewel in 2013 zes bedrijven een hogere positie bekleedden dan in 2006, bekleden in 2014 10 industriële afnemers een hogere positie ten opzichte van 2006.

Een hogere positie in afnameniveau betekent niet dat de industriële klant een hogere consumptie vertoont. De hogere afname van de marktdeelnemer die stijgt van de 13de naar de 1ste plaats bijvoorbeeld wordt vooral veroorzaakt door een vermindering in productie door lokale productie-eenheden.

Ten opzichte van 2013 (Figuur 16) kende een marktdeelnemer een terugval van de tweede positie tot de tiende. De andere spelers bekleden een min of meer gelijkaardige positie relatief ten opzichte van elkaar. Merk op dat dezelfde kleuren in beide figuren niet overeenstemmen met eenzelfde industriële klant.



Figuur 15 – Positie in functie van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname tussen 2006 en 2014, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia



Figuur 16 – Positie in functie van gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname tussen 2013 en 2014, per jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

III.4 Afnameprofielen

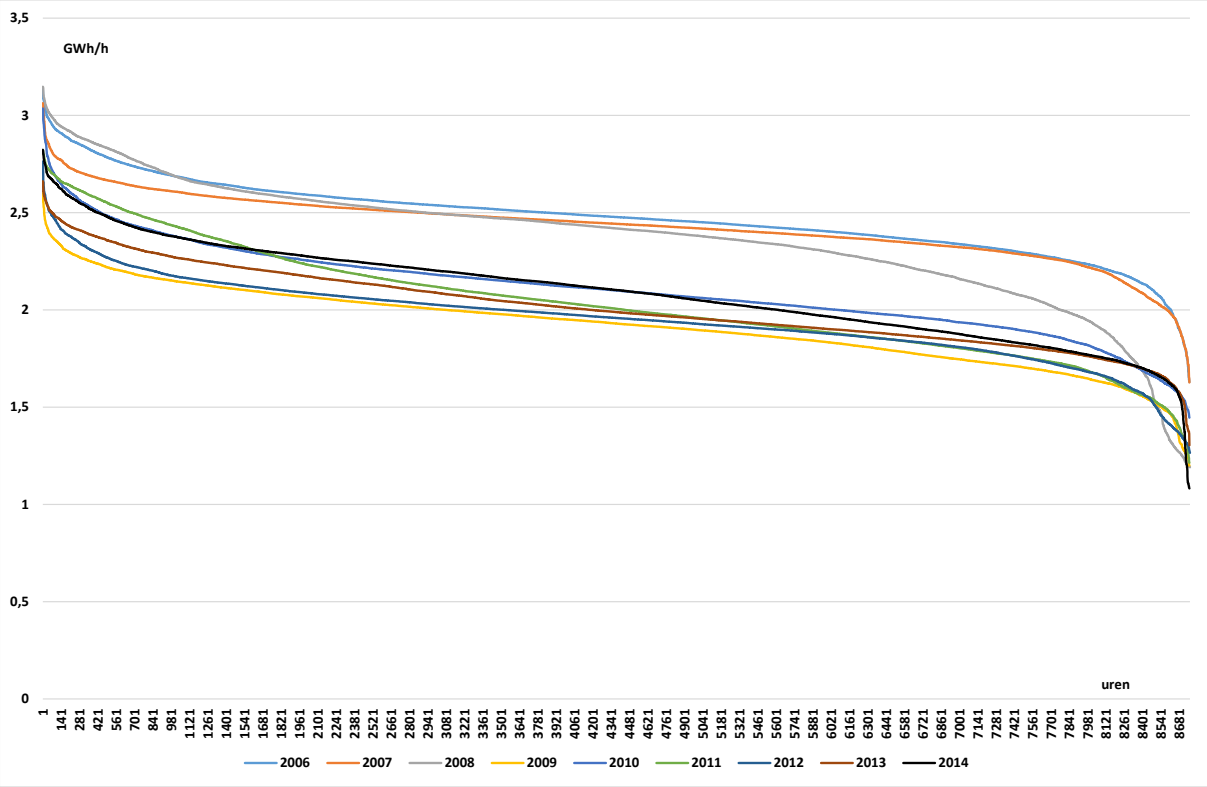
48. Vanuit het perspectief van de leverancier van industriële klanten is, naast de elektriciteitsafname over een bepaalde periode, ook het afnameprofiel belangrijk. Een volatiel afnameprofiel behelst immers een risico die afgedekt kan worden via kortetermijnmarkten (*day-ahead* of *intraday* markten).

III.4.1 Load duration curve

49. Figuur 17 illustreert de *load duration curve* per jaar. Deze curve illustreert de industriële elektriciteitsafname gemeten per uur tijdens een jaar, en gesorteerd in aflopende volgorde op vlak van afnamehoeveelheid. Men kan afleiden dat er in 2008 een grotere volatiliteit was en dat er vanaf 2008 een significante neerwaartse verschuiving van de curve ontstaat, wat duidt op een lagere gemiddelde vraag.

50. De maximale gemeten industriële elektriciteitsafname per uur was 2.823 MWh/h, 6,1% hoger dan in 2013. De minimale gemeten industriële elektriciteitsafname bedraagt 1.082

MWh/h (-17,0% ten opzichte van 2013) en evenaart daarmee het laagste afnameniveau ooit gemeten tijdens de beschouwde periode in 2008.



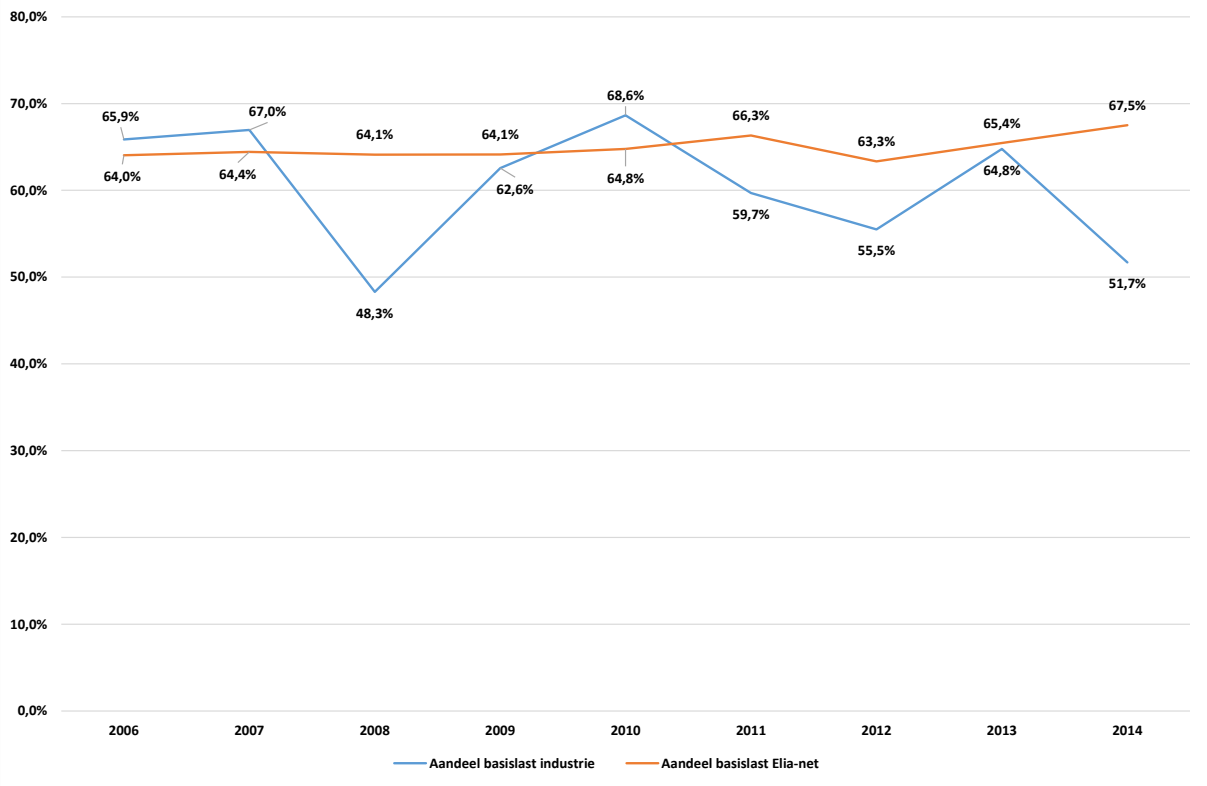
Figuur 17 - Load duration curve op basis van de uurlijkse elektriciteitsafname van industriële klanten
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

51. Figuur 18 zet het aandeel basislast van de gemeten elektriciteitsafname van industriële klanten aangesloten op het Elia-net uit ten opzichte van deze van de totaal gemeten afname van het Elia-net. Het aandeel basislast wordt berekend als de proportie van de gemeten basislast[17] met de totaal gemeten industriële elektriciteitsafname tijdens dit jaar. Het industriële aandeel basislast heeft een volatieler karakter dan het totale aandeel basislast gemeten op het Elia-net. Vanaf 2011 ligt het aandeel basislast bij industriële afnemers lager dan die bij alle afnemers. In 2014 daalt dit aandeel scherp bij industriële afnemers tot 51,7% (een vermindering van 13,1 percentpunten ten opzichte van 2013), terwijl bij alle afnemers een stijging op te merken is tot 67,5% (een vermeerdering met 2,1 procentpunten ten opzichte van 2013).

52. Een volatieler en lager aandeel basislast betekent echter niet dat industriële klanten moeilijker te beleveren zijn. Elektriciteitsafname omvat immers ook lokale productie die in beheer kan zijn van de leverancier. Deze lokale productie kan gedecentraliseerde productie

[17] Basislast wordt berekend als het product van de minimale gemeten industriële elektriciteitsafname en het aantal uur waaruit het jaar bestaat

zijn die ofwel op het transmissienet of op het distributienet elektriciteit injecteert. Ook lokale centrales die injecteren op hoogspanningsniveau van minstens 30 kV maken hiervan deel uit. Het inzetten van deze energiebronnen verlaagt het gemeten aandeel basislast bij industriële afnemers terwijl de leverancier door de aanwezigheid van die eenheid net meer flexibiliteit heeft om de industriële klant te beleveren.

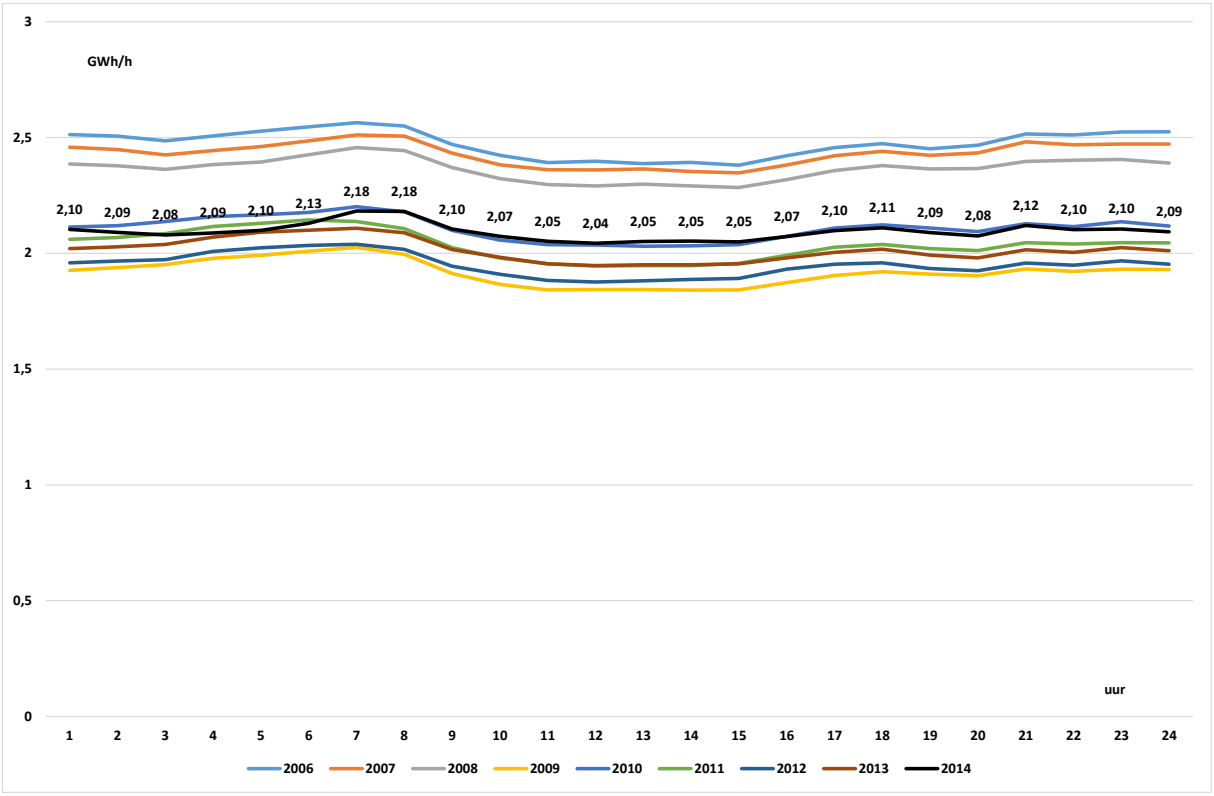


Figuur 18 - Gemiddeld percentage basislastafname van industriële afnemers en totale afname gemeten op het Elia-net
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

III.4.2 Dagafnameprofielen

III.4.2.1 Algemeen

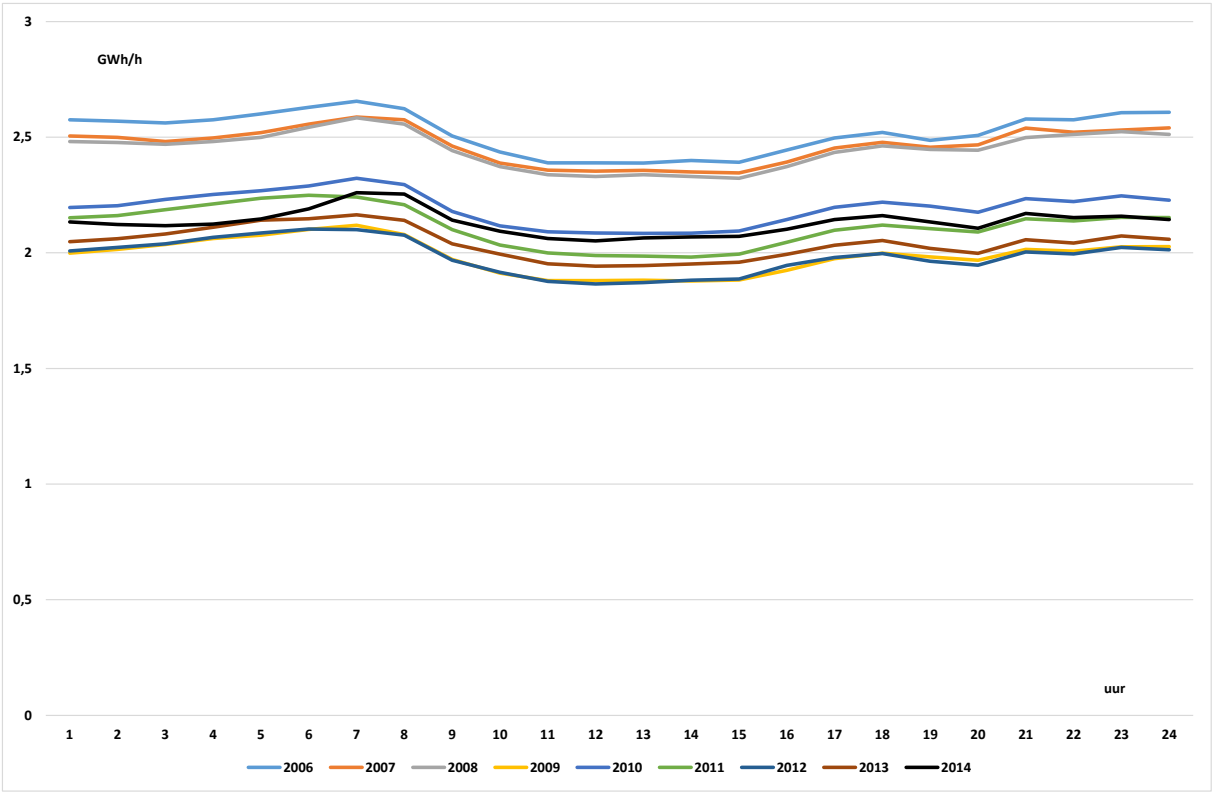
53. Figuur 19 toont per jaar het gemiddeld afnameprofiel tijdens een dag voor alle industriële afnemers aangesloten op het Elia-net. Het afnameprofiel is gelijkaardig aan die van de laatste twee voorbije jaren. Twee verschillen worden opgemerkt. Ten eerste is de ochtendpiek rond 7-8 uur meer uitgesproken dan de voorbije jaren door een gemiddeld lagere afname in de 3 voorgaande uren relatief tot deze gedurende uur 7-8. Ten tweede ligt gedurende de overige uren van de dag de gemiddelde elektriciteitsafname hoger dan die van de voorbije 2 jaar.



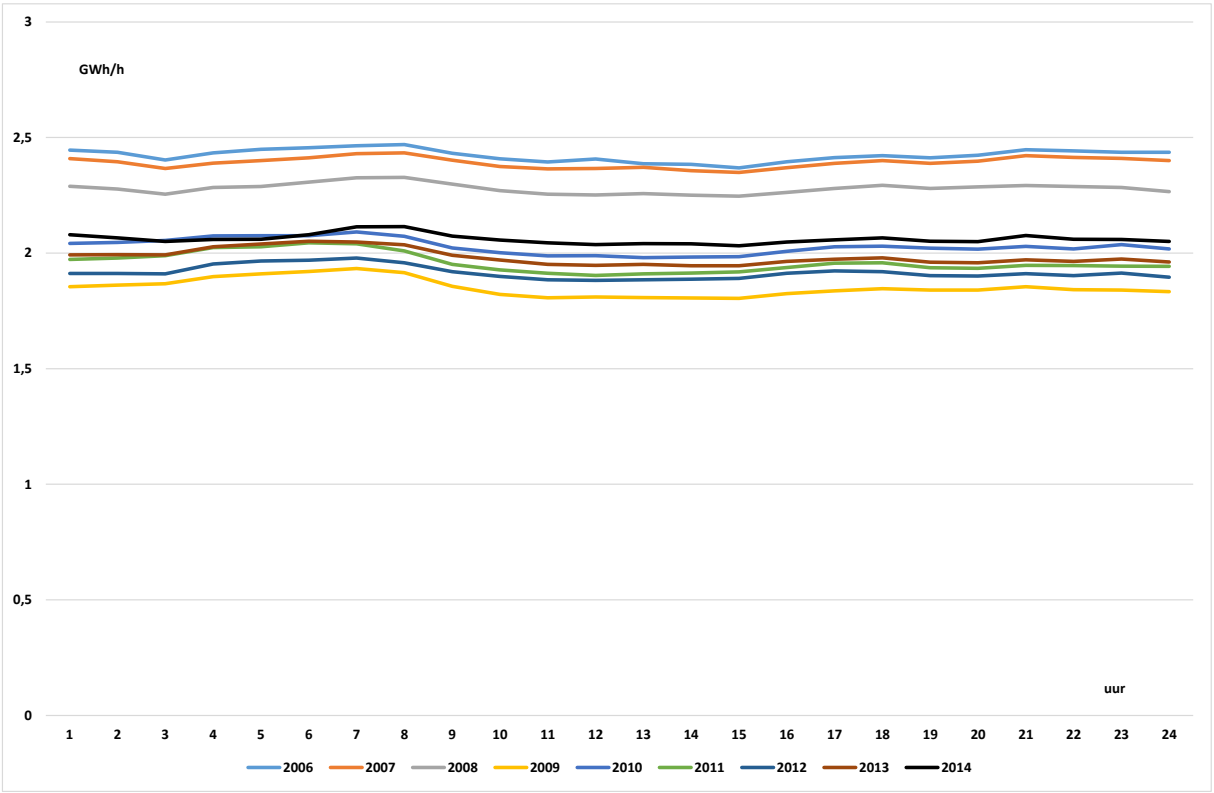
Figuur 19 –Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers over alle dagen tijdens het jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

54. Figuur 20 en Figuur 21 illustreren het gemiddeld dagelijks elektriciteitsafnameprofiel van de alle industriële afnemers tijdens een arbeidsdag en arbeidsluwe dag. Arbeidsluwe dagen omvatten alle dagen die vallen in het weekend, feestdagen, en populaire brugdagen. Op basis van de maandelijkse elektriciteitsafname van industriële afnemers (Figuur 10) wordt ook de periode van 1 juli tot en met 31 augustus en de kerstperiode (van 15 december tot en met 14 januari) als arbeidsluw beschouwd. Alle andere dagen worden geclassificeerd als arbeidsdagen.

55. Het gemiddeld afnameprofiel van industriële afnemers vertoont op arbeidsluwe dagen een vlakker verloop dan tijdens arbeidsdagen. De piek rond uur 7-8 en die naar het einde van de dag toe zijn minder uitgesproken. Ook wordt er in absolute waarde gemiddeld minder elektriciteit afgenomen. Tabel 3 geeft de gemiddelde afnamevolumes weer van alle industriële afnemers per gedefinieerde dag.



Figuur 20 - Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers over arbeidsdagen tijdens hele jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia



Figuur 21 - Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers over arbeidsluwe dagen tijdens hele jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

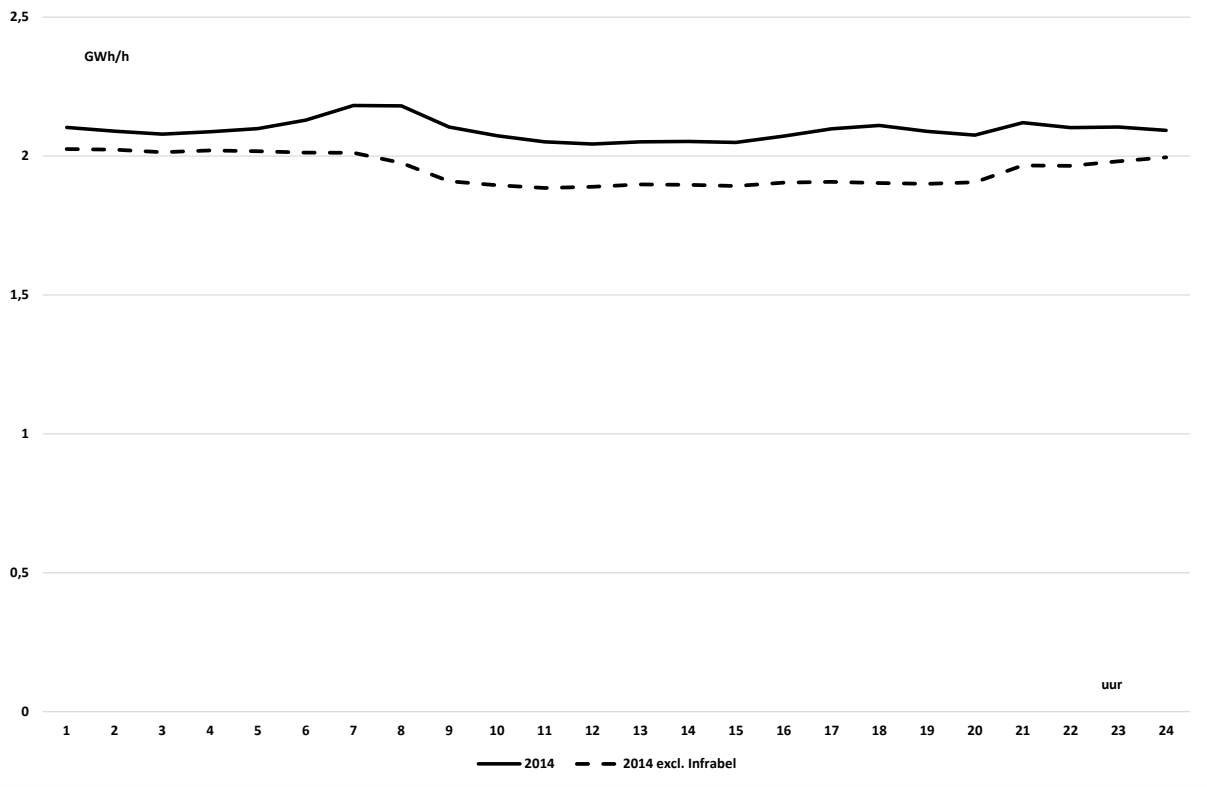
Uren	Gemiddelde elektriciteitsafname op een arbeidsdag [MWh/h]					
1-6	2133,8	2122,5	2116,9	2124,5	2146,1	2189,6
7-12	**2260,0**	2253,9	2141,1	2093,6	2061,3	**2051,6**
13-18	2064,7	2068,6	2070,9	2101,7	2144,1	2161,1
19-24	2133,5	2105,9	2170,1	2151,9	2158,6	2144,0
Uren	**Gemiddelde elektriciteitsafname op een arbeidsluwe dag [MWh/h]**					
1-6	2079,8	2065,9	2050,7	2058,8	2060,2	2079,5
7-12	2114,0	**2114,8**	2073,2	2056,2	2044,4	2037,0
13-18	2040,7	2040,6	**2031,5**	2047,7	2057,6	2066,0
19-24	2050,9	2049,2	2076,2	2060,2	2059,1	2050,3

Tabel 3 - Gemiddeld afnameprofiel van industriële consumptie in 2014
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

III.4.2.2 Tractienet Spoor

[VERTROUWELIJK]

56. Figuur 22 illustreert het aandeel van Tractienet Spoor in het gemiddeld uurlijks elektriciteitsafnameprofiel van alle industriële afnemers door deze af te trekken van het afnameprofiel van alle industriële afnemers (zwarte stippellijn).

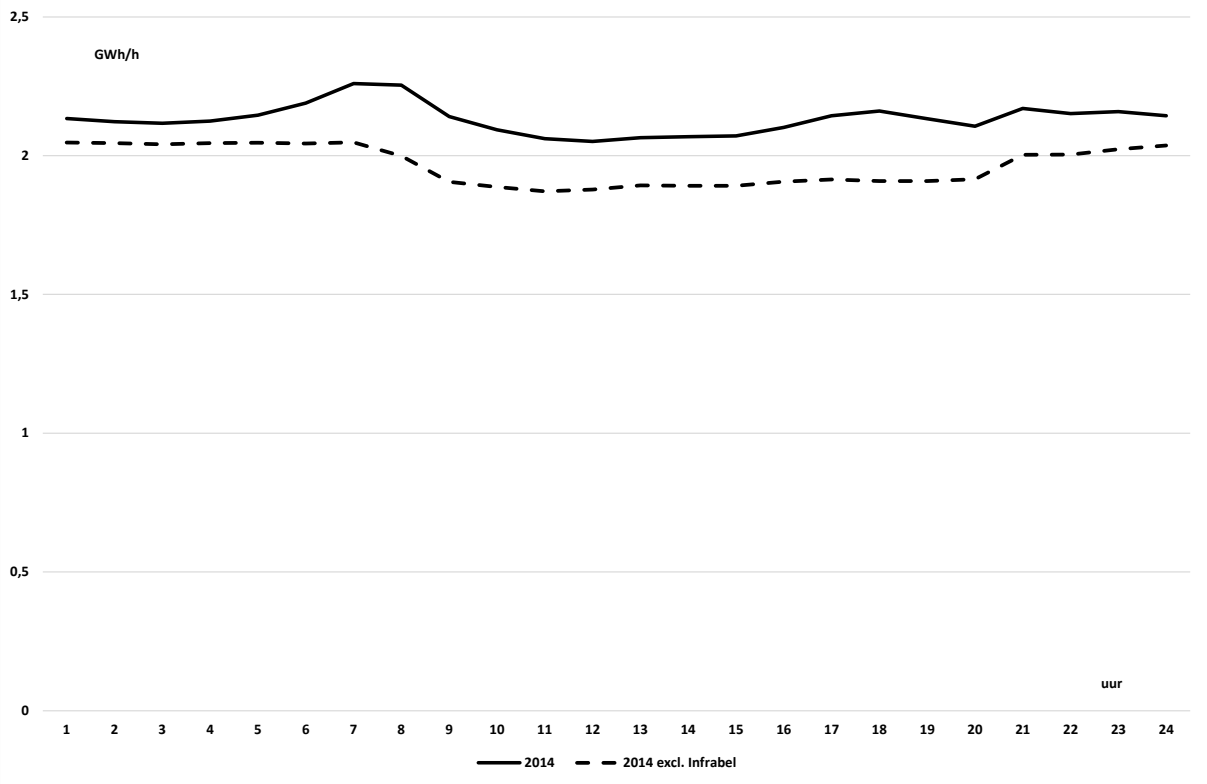


Figuur 22 – Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers exclusief Tractienet Spoor, over het hele jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

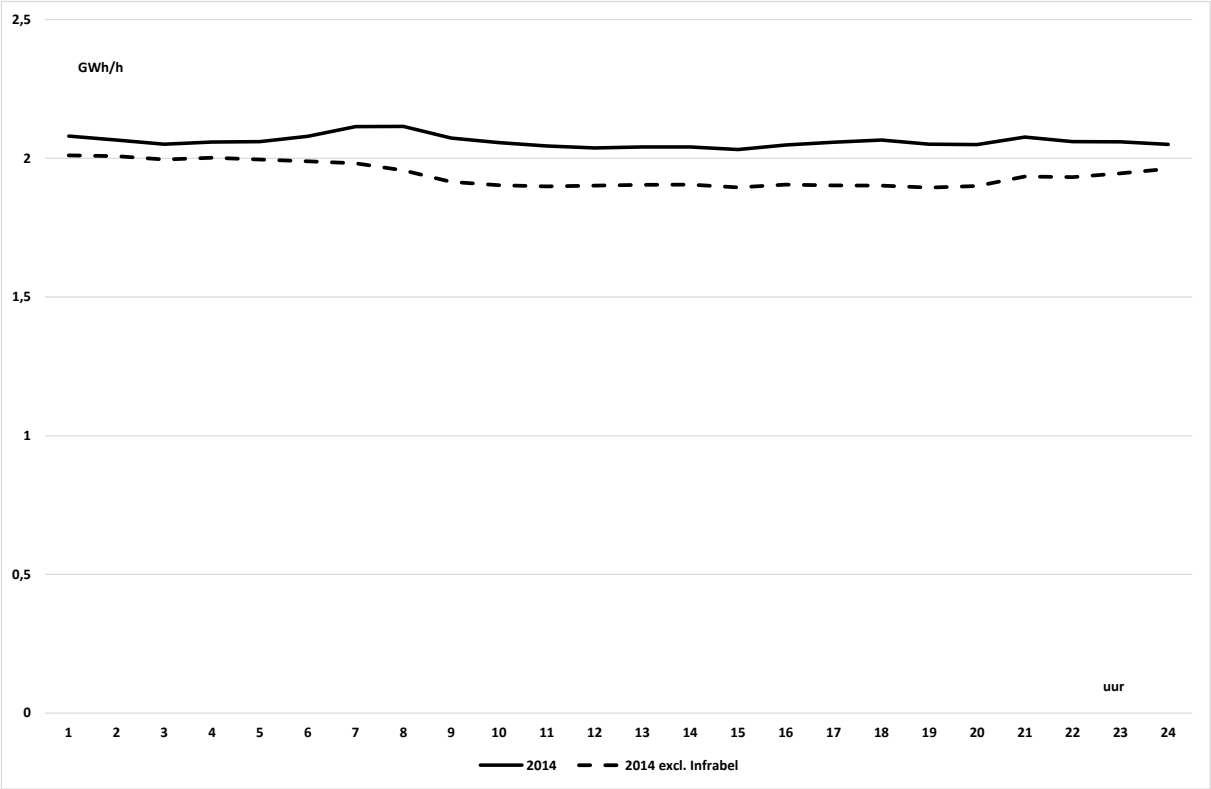
De ochtendpiek rond uur 7-8 en de lokale piek rond uur 18 vooral door Tractienet Spoor veroorzaakt wordt. Het piekverbruik naar het einde van de dag toe wordt veroorzaakt door andere industriële spelers maar volledig gecompenseerd door Tractienet Spoor. Bij het afnameprofiel van de overige industriële afnemers wordt daardoor het onderscheid tussen de piekperiode (uur 8-20) en dalperiode (uur 21-7) duidelijk.

57. Figuur 23 en Figuur 24 illustreren het aandeel van Tractienet Spoor in het gemiddeld uurlijks elektriciteitsafnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens een arbeidsdag en arbeidsluwe dag. Hoe deze dagen geselecteerd werden, is terug te vinden in paragraaf 54.

Het gemiddeld afnameprofiel van industriële afnemers exclusief Tractienet Spoor vertoont op arbeidsluwe dagen een vlakker verloop dan tijdens arbeidsdagen. De piek rond uur 7-8 en uur 18 zijn minder uitgesproken. In beide gevallen zijn de pieken grotendeels verdwenen wanneer de afname van Tractienet Spoor niet meegenomen wordt. Opnieuw is er bij de overige industriële afnemers een duidelijke trend van stijgende elektriciteitsafname naar het einde van de dag toe. Ook wordt er in absolute waarde gemiddeld iets minder elektriciteit afgenomen tijdens een arbeidsluwe dag dan tijdens een arbeidsdag.



Figuur 23 – Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers exclusief Tractienet Spoor, tijdens een werkdag
Bron: CREG op basis van gegevens Elia



Figuur 24 - Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsafname bij industriële afnemers, exclusief Tractienet Spoor, tijdens een niet-werkdag
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

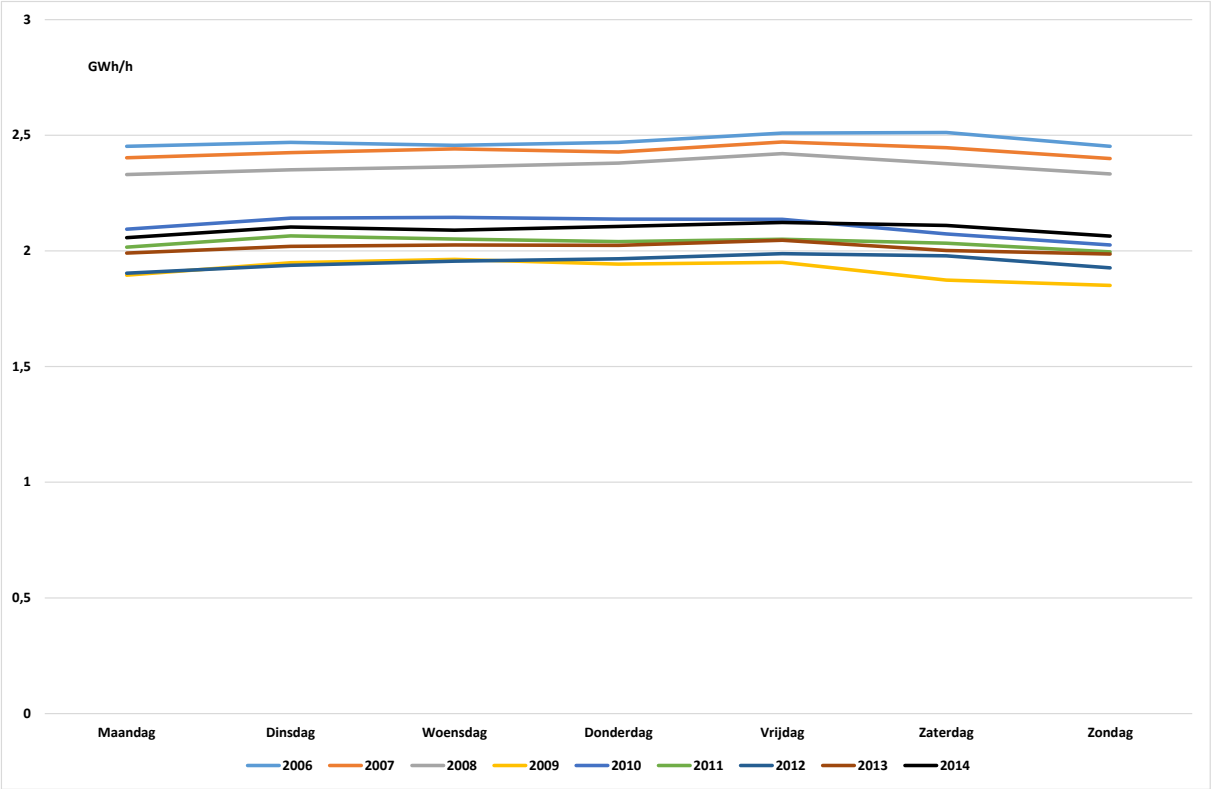
[VERTROUWELIJK]

III.4.3 Weekprofielen

III.4.3.1 Algemeen

58. Figuur 25 illustreert het gemiddelde afnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens de week.

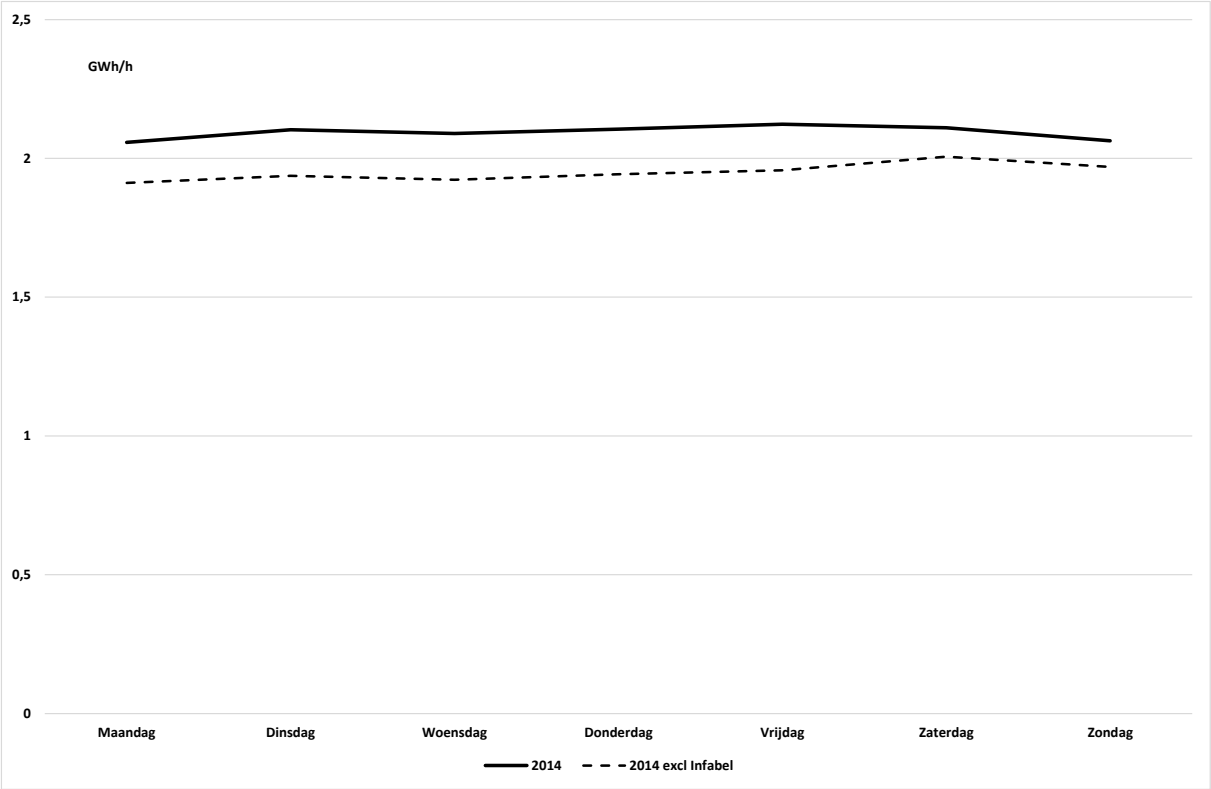
Het gemiddeld afnameprofiel in 2014 vertoont een gelijkaardig niveau als in 2013 maar nu met een maximale afname op vrijdag die licht hoger ligt dan die op zaterdag.



Figuur 25 - Gemiddeld afnameprofiel van alle industriële afnemers tijdens de week, over alle dagen van het jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

III.4.3.2 Tractienet Spoor

59. Het afnameprofiel exclusief de elektriciteitsafname door Tractienet Spoor (Figuur 26) vertoont een stijgende elektriciteitsafname van maandag tot zaterdag wanneer het zijn maximale waarde bereikt. Dit kan verklaard worden door de verminderde afname door Tractienet Spoor wegens een aangepaste dienstregeling tijdens het weekend ten opzichte van werkdagen.

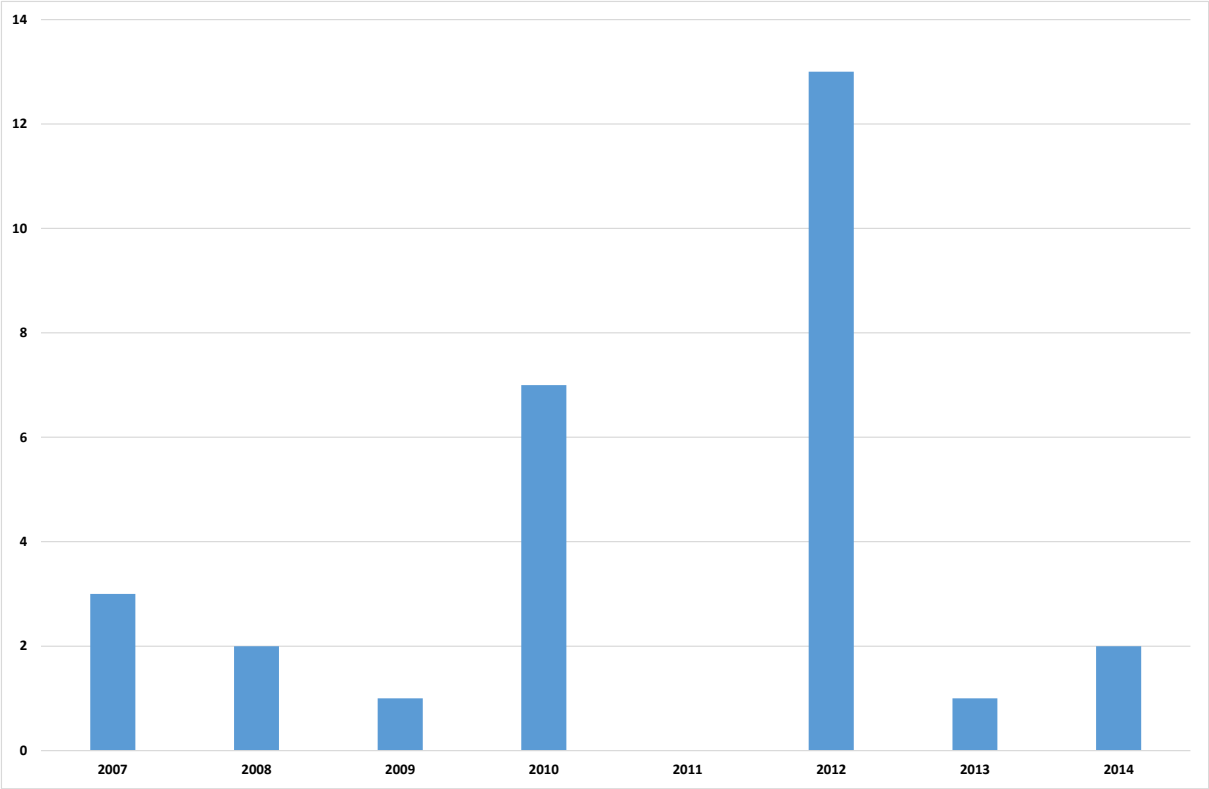


Figuur 26 – Gemiddelde elektriciteitsafname bij industriële afnemers, exclusief Tractienet Spoor, tijdens de week, over alle dagen van het jaar
Bron: CREG op basis van gegevens Elia

IV. Leverancierswissels bij grote industriële klanten

60. Het overstappercentage (*switching rate*) wordt gebruikt als indicator om te oordelen hoe actief eindconsumenten deelnemen aan de markt. De volgende figuur geldt enkel voor klanten aangesloten aan het Elia transmissienet.

61. Figuur 27 illustreert het aantal toegangspunten op het Elia-net die beleverd worden door een andere leverancier tijdens de beschouwde periode. Meerdere toegangspunten kunnen tot eenzelfde industriële afnemer behoren waardoor deze gegevens een benaderend beeld geeft van het percentage van leverancierswissels. In 2010 en 2012 werd het meest van leverancier veranderd. Gedurende de andere jaren werd weinig veranderd van leverancier.



Figuur 27 - Aantal toegangspunten die van leverancier wisselden, per jaar
Bron: Elia

V. Consultatie

62. Op 4/12/2014 publiceerde de CREG de studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2013. De studie had als doel de transparantie omtrent de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten te verhogen. Zowel de leveringscontracten als het afnamegedrag werden geanalyseerd.

63. De CREG consulteerde van 04/12/2014 tot 19/01/2015 over maatregelen die industriële klanten moeten aanmoedigen om actiever deel te nemen aan de elektriciteitsmarkt. De CREG wenste de mogelijkheid te onderzoeken om barrières die een actieve deelname van industriële klanten aan de markt verhinderen te reduceren. De studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België diende als referentie bij deze consultatie.

64. Op basis van de observaties in deze studie formuleerde de CREG 4 opmerkingen:

a. Een hogere liquiditeit op de langetermijn markt is nodig. Een peakload product, een market maker, en/of de impliciete koppeling van de Belgische langetermijn

markt met naburige markten kunnen ertoe bijdragen dit objectief te verwezelijken.

b. Het risicoprofiel van de industriële klant beïnvloedt de gefactureerde energieprijs. Een betere sturing en/of voorspelbaarheid van het afnameprofiel laten toe dit risico te beperken.

c. Volgend op de tweede opmerking, kunnen innovatieve diensten dit risico ook limiteren. Beperkingen die industriële klanten weerhouden om actief deel te nemen aan de elektriciteitsmarkt zijn ook een aandachtspunt.

d. Aggregatoren bieden, als externe partij, flexibiliteit terwijl de industriële klant zich concentreert op het productieproces of de dienstlevering. Het wegnemen van barrières die de rol van aggregatoren beperken, zoals bijvoorbeeld de rol als ARP, is hierbij een aandachtspunt

65. Dit hoofdstuk vat de verkregen antwoorden op de consultatie samen.

V.1 Antwoorden op de consultatie

66. Zes belanghebbenden hebben op deze consultatie geantwoord: Enel, FEBEG, Eandis, REstore, en Febeliec hebben niet-vertrouwelijk geantwoord. Een marktspeler heeft de vertrouwelijkheid van haar antwoorden gevraagd.

V.1.1 Liquiditeit op lange termijn markten

V.1.1.1 Piekproduct

67. FEBEG duidt op de onzekerheid of er vraag zal zijn naar dit type product en of het niet eerder tot een verbreding van de markt dan een verdieping van de markt zal leiden.

68. Eandis duidt op de impact dat piekproducten kunnen hebben op marktprocessen in het distributienet als deze ook beschikbaar moeten zijn voor distributienetgebruikers. Het Vlaams Technisch Reglement Distributie Elektriciteit en de MIG ondersteunen bijvoorbeeld geen aparte leverancier voor de belevering van basislast en piekvraag voor eenzelfde toegangspunt.

V.1.1.2 Market maker

69. Enel wijst op de nood van een minimum aangeboden volume en een maximale *bid-ask spread* voor minsten de volgende relatieve producten: Y-2, Y-1, Q-3, Q-2, Q-1, M-3, M-2, M-1, en D-3, D-2, D-1, en voor de week-, weekend- en intradayproducten.

70. FEBEG vraagt zich af welke partij deze taak kan opnemen voor grote industriële klanten en welke beurs dit zal organiseren. FEBEG duidt ook aan dat de *bid-ask spread* de enige bron van inkomsten is.

V.1.1.3 Impliciete koppeling van de langetermijn markt

71. FEBEG stelt dat *forward* markten eigenlijk reeds impliciet gekoppeld zijn met elkaar omdat ze een reflectie vormen van hoe internationaal actieve marktpartijen denken dat de elektriciteitsmarkten zullen evolueren. Het werkelijk koppelen zal de liquiditeit verder verhogen, maar het is niet duidelijk hoe dit gerealiseerd kan worden, wie ervoor zal instaan en wie de risico's draagt bij grote fluctuaties.

V.1.2 Vraagsturing faciliteren

72. FEBEG stelt dat het faciliteren van vraagsturing niet marktverstorend zou mogen werken.

V.1.3 Innovatieve diensten ondersteunen

73. Enel stelt voor om financiële producten te ontwikkelen zodat de producent een meer flexibele *hedging*strategie kan toepassen.

74. Febeliec stelt voor consumenten toe te laten om leveringscontracten met leveranciers in de CWE regio af te sluiten.

75. Eandis stelt voor dat de distributienetbeheerder betrokken moet worden in de ontwikkeling van nieuwe producten, zoals bijvoorbeeld vroeger het geval was bij R3DP.

V.1.4 Deelname aggregatoren

76. REstore merkt op dat de combinatie van het ondertekenen van een ARP contract (door een consument of aggregator) en de huidige BSP rol zoals gedefinieerd voor R3DP,

ICH, SDR, een uitgebreide rol inhoudt om deel te nemen aan de markt. FEBEG merkt op dat aggregatoren reeds uitgebreid actief zijn op de markt zonder BRP te zijn, door bilaterale contracten af te sluiten met een BRP of door deel te nemen aan R3DP en SDR. FEBEG merkt ook op dat een aggregator altijd een BRP rol kan aannemen mits afsluiten van de juiste contracten. REstore merkt op dat een onafhankelijke aggregator niet kan deelnemen in de markt aangezien een BRP of leverancier vraagsturing ter ondersteuning van zijn eigen portfolio enkel bilateraal wil contracteren.

77. REstore vermeldt ook dat vraagrespons van een BSP een impact heeft op de perimeter van de BRP waardoor onbalansinkomsten of -kosten verrekend worden. De BRP zou nochtans geen stimulans moeten hebben om het effect van de vraagrespons te annuleren. Eandis merkt op dat de acties van aggregatoren op andere marktspelers transparant gemaakt moet worden.

78. REstore merkt op dat er specifieke pre-kwalificaties vereist zijn voor flexibele stroombronnen die aangesloten zijn op het distributienet, terwijl voor gelijkaardige stroombronnen aangeboden op de dagmarkt geen zulke pre-kwalificaties vereist zijn en wijst erop dat duidelijke definities van rollen nodig zijn. De dagmarkt en secundaire reservemarkt zijn niet open voor vraagrespons. Er zijn volumebeperkingen voor vraagrespons in de primaire, tertiaire en strategische reserves. Distributienetgebruikers kunnen hun vraagrespons enkel via het product R3DP aanbieden.

79. Om de toetredingsdrempels voor aggregatoren te beperken, stelt FEBEG voor om de gereguleerde contracten die van toepassing zijn op BRPs evenwichtig te maken. Ook stelt FEBEG voor om de toetredingsvoorwaarden tot beurzen en de beursvergoedingen te bekijken.

80. REstore merkt op dat duidelijke definities op vlak van eigenaarschap nodig zijn tussen BRP en aggregator/consument. FEBEG merkt op dat bestaande contracten tussen de netgebruiker en de leverancier moeten gerespecteerd worden bij overdracht van energie tussen de portfolio's van BRPs door aggregatoren.

81. REstore merkt op dat DSOs nood hebben aan informatie met betrekking tot alle types van flexibele stroombronnen. Eandis merkt op dat bij de ontwikkeling van nieuwe marktmodellen op federaal niveau de consistentie bewaard moet worden tussen regulatoire ontwikkelingen op gewestelijk niveau en op Europees niveau en verwijst hierbij naar de *ENTSOE network code on Electricity balancing*.

V.2 Verdere acties door de CREG

82. Zes belanghebbenden hebben deelgenomen aan de consultatie, waarvan vijf actoren niet-vertrouwelijk hebben gereageerd. De meeste antwoorden bevinden zich binnen het domein van sectie V.1.1 en V.1.4, waardoor de CREG afleidt dat de verhoging van de liquiditeit op de langetermijnmarkten en de rol van aggregatoren en andere marktactoren belangrijke thema's zijn om verder uit te diepen.

83. Binnen het thema rond de liquiditeit van de langetermijn markt, houdt de CREG de opmerkingen van de actoren indachtig alsook de beperkingen voor afnemers aangesloten aan het distributienet. Er wordt opgemerkt dat de volumes verhandeld op het publieke beursplatform ICE ENDEX slechts een beperkt deel betreffen van het totaal mogelijk verhandeld volume, inclusief het volume dat bilateraal verhandeld wordt of via *brokers*. Het handelen via producten aangeboden op een uniek en publiek beursplatform kan in dit opzicht al een toegevoegde waarde bieden op vlak van transparantie, onder meer op vlak van het faciliteren van prijsvorming voor contracten die buiten de publieke beurs om verhandeld worden.

V.2.1 Actie I: Liquiditeit verhogen

84. Vanuit dezelfde motivatie om prijsvorming te faciliteren, zullen 2 domeinen verder onderzocht worden: het voorstel van een *market maker* en het voorstel van de impliciete koppeling van langetermijnmarkten.

85. Binnen het kader van het voorstel van een *market maker*, kan het '*Secure & Promote*' initiatief van *Ofgem* (Groot-Brittannië) als startpunt dienen. Dit initiatief introduceert een *market making* verplichting bij de uitreiking van vergunningen voor elektriciteitsproductie. Deze verplichting, opgelegd op basis van onder andere het marktaandeel van de elektriciteitsproductie van de betrokken bedrijfsgroep, houdt de verhandeling in van specifieke *forward* producten op de groothandelsmarkt (zowel degene die fysiek verhandeld worden voor levering in Groot-Brittannië, als degene die financieel afgewikkeld worden). Het verhandelde volume per transactie is gelimiteerd, net zoals het totaal volume dat jaarlijks verhandeld moet worden onder het statuut van *market maker* (alhoewel er meer verhandeld mag worden buiten dit statuut). De maximale *bid-ask spread* werd ook vastgelegd. De *market makers* zijn verplicht om tijdens twee tijdsvensters op elke handelsdag volumes vrij te geven.

86. De introductie van *market maker* ging in voege op 31 maart 2014. Op 18 december 2014 werd een interim rapport gepubliceerd over het effect van de maatregel tijdens de eerste

twee kwartalen na de inwerkingtreding. Alhoewel enkele parameters[18] om de liquiditeit te evalueren een gunstige evolutie kende na 31 maart 2014, werd een duidelijk causaal verband met het instellen van een *market maker* (nog) niet aangetoond. Pas eind deze zomer wordt het eerste volledige rapport verwacht.

87. Daarom zal de CREG eerst de werking van de langetermijnmarkten bestuderen. De CREG naast een analyse van de prijs- en volume-evoluties, ook de parameters gebruikt ter evaluatie van de liquiditeit analyseren.

88. Ook het voorstel van de impliciete koppeling van langetermijnmarkten zal verder onderzocht worden door, onder meer, de werking van de langetermijnmarkt in België te vergelijken met die van de buurlanden. Ook zal bestudeerd worden in hoeverre markten reeds gekoppeld zijn via het systeem van expliciete toewijzing van transportcapaciteit.

V.2.2 Actie II: Rol van marktactoren

89. De CREG wenst samen met de marktspelers te willen onderzoeken met welke obstakels zij worden geconfronteerd en wat de mogelijke opties zijn om ze weg te werken, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de Belgische markt en met de nadruk op het concrete karakter van deze maatregelen. Op basis hiervan zal de CREG, in het kader van haar federale bevoegdheden, actievoorstellen formuleren om vraagbeheer te bevorderen. Daarom, en in het kader van haar gebruikelijke opdrachten, houdt de CREG een raadpleging van de marktspelers.

Onder obstakel verstaat de CREG zowel wetgeving, reglementering, contractuele bepalingen als operationele of financiële beperkingen (cf. gebrek aan personeel, technische beperking) die het flexibiliteitsaanbod zouden beperken.

90. De raadpleging gebeurt aan de hand van een vragenlijst[19]. De vragenlijst is opgebouwd rond de volgende categorieën: wettelijke aspecten, de rollen van actoren, specifieke producten, overdracht van energie, informatie van actoren, metingen en tellingen, en het *rebound effect*.

[18] Bijvoorbeeld: het verhandelde volume in vergelijking met het geconsumeerd volume (de '*churn*'), de *bid-ask spread*, de beschikbaarheid van *bids* en *asks* gedurende de handelsdag, het relatief aandeel van verhandelde producten ten opzichte van het totaal…
[19] http://www.creg.be/nl/consult.html

VI. CONCLUSIE

91. Deze studie heeft als doel de transparantie omtrent elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten te vergroten. Een grotere transparantie laat een industriële klant toe zijn huidige leveringscontract te positioneren ten opzichte van andere Belgische industriële klanten. De resultaten van de consultatie die de CREG op basis van vorige studie organiseerde, moet een dergelijke evaluatie faciliteren. Deze resultaten worden in deze studie kort toegelicht.

92. **De studie omvat een analyse van leveringscontracten voor elektriciteit en van het afnamegedrag van industriële klanten**. Omdat de beschikbare gegevens verschillend van aard zijn, hanteren beide analyses een verschillende definitie van het begrip "grote industriële klant". Bij de analyse van leveringscontracten wordt elke klant met een gefactureerde consumptie van minstens 10 GWh/jaar aangeduid als "grote industriële klant" (inclusief de bedrijven die aangesloten zijn op distributieniveau). Dit stemt overeen met 34,9 % van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2014. Bij de analyse van het afnamegedrag wordt elke klant aangesloten op het Elia-transmissienet als "grote industriële klant" beschouwd (inclusief degenen wiens gefactureerde consumptie lager ligt dan 10 GWh/jaar). Dit komt overeen met 24.2 % van de totale afname van het Elia transmissienet in 2014.

93. Analyse van de leveringscontracten toont aan dat vooral contracten met een korte looptijd (1 of 2 jaar) aangegaan worden.

94. Wat de gefactureerde energieprijs betreft, worden grote prijsverschillen tussen industriële klanten vastgesteld, en dit in de loop van hetzelfde jaar. Deze kunnen bovendien niet worden verklaard door het verbruikte volume. In 2014 situeren de contractprijzen zich tussen €12/MWh en €87/MWh waarbij 50% van de klanten zich tussen €52/MWh en €65/MWh bevindt. Deze studie bespreekt de belangrijkste bepalende factoren die bijdragen tot de verschillen in contractprijzen.

95. Tussen 2002 en 2009 is de gefactureerde elektriciteitsprijs constant gestegen. In 2010 is hij gedaald om tot 2012 stabiel te blijven en om daarna zelfs te dalen. Deze stabilisatie en daling geeft aan dat de daling van de prijzen op de elektriciteitsbeurzen die in 2010 is vastgesteld, de stijging van de hernieuwbare bijdrage heeft gecompenseerd. Het gaat om de bijdrage die de leveranciers aanrekenen om de kosten te compenseren die zij moeten maken om te kunnen voldoen aan hun regionale verplichting die eist dat zij een groeiend aandeel van de elektriciteitslevering certificeren door WKK- en/of groenestroom-certificaten.

96. In het segment van de industriële klanten is het marktaandeel van ELECTRABEL sinds 2002 bijna constant gedaald. Gedurende de eerste jaren van de liberalisering verschoof dit marktaandeel voornamelijk naar de groepen EDF Luminus en RWE. Vanaf 2008 kan de verdere daling van het marktaandeel van ELECTRABEL enerzijds voornamelijk verklaard worden door de opkomst en groei van andere leveranciers. Anderzijds hebben een aantal industriële klanten hun eigen beleveringsactiviteiten ontwikkeld.

In het tweede deel maakt deze studie een analyse van het afnamegedrag van grote industriële klanten aangesloten op het Elia hoogspanningsnet. De jaarlijkse elektriciteitsafname stijgt van 17,64 TWh in 2013 naar 18,34 TWh in 2014. De totale elektriciteitsconsumptie blijft stabiel rond 24,0 TWh. Deze stijging in elektriciteitsafname wordt enkel gedreven door de top 5 industriële klanten op vlak van het volume van de elektriciteitsafname; met andere woorden bij de bedrijven waarbij elektriciteitsafname een belangrijke component is van de totale operationele kost.

De hoogste maandelijkse elektriciteitsafname na 2009 werd gemeten in april 2014 met een volume van 1,83 TWh. De spreiding tussen de minimale en maximale dagelijkse afname vergrootte in 2014 ten opzichte van 2013, en dit vooral door een vermindering van minimale dagelijkse elektriciteitsafname als gevolg van provinciale vakbondsacties.

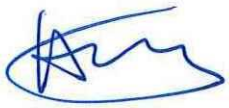
Het gemiddeld weekafnameprofiel over alle industriële klanten aangesloten op het Elia transmissienet verandert weinig ten opzichte van 2013. Het dagafnameprofiel vertoont een meer uitgesproken ochtendpiek rond uur 7 en 8. Deze ochtendpiek wordt vooral veroorzaakt door het afnameprofiel van Tractienet Spoor, terwijl de overige industriële klanten een relatief stabiel dagafnameprofiel vertonen tussen de uren 1-7, 8-20, en 21-24. Enkel de werkdagen bekijkend, wordt voor de uren 21-24 een licht stijgende elektriciteitsafname naar het einde van de dag toe zichtbaar.

[VERTROUWELIJK]

Volgens de gegevens van Elia veranderden twee toegangspunten van leverancier in 2014.

Op basis van de antwoorden op de consultatie volgend op de vorige studie van december 2014 stelt de CREG twee acties voor: het verhogen van de liquiditeit op de langetermijnmarkten, en het dieper onderzoeken, in samenwerking met de marktdeelnemers, om de toegang tot de markt van *demand side flexibility* te faciliteren. Betreffende de eerste actie zal de CREG de werking van de langetermijnmarkten bestuderen. Betreffende de tweede actie wordt een consultatie gelanceerd met behulp van een vragenlijst.

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



Andreas TIREZ	Laurent JACQUET	Marie-Pierre FAUCONNIER
Directeur	Directeur	Voorzitster van het Directiecomité