

3. De elektriciteits- markt

3.1. Regulering

3.1.1. Elektriciteitsproductie

3.1.1.1. Vergunningen voor elektriciteitsproductie

• Regelgevingskader

Als gevolg van de inwerkingtreding van de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de elektriciteitswet zal het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit nog moeten worden herzien. In afwachting daarvan behandelt de Algemene Directie Energie de nieuwe aanvraagdossiers en formuleert de CREG adviezen op basis van het van kracht zijnde koninklijk besluit van 11 oktober 2000.

• Aanvragen ingediend bij de CREG

De CREG heeft in 2015 vier adviezen geformuleerd, die allemaal positief waren, met betrekking tot vergunningen voor elektriciteitsproductie.

Deze adviezen van de CREG hadden betrekking op vergunningsaanvragen door:

- Wind aan de Stroom voor de bouw van een park met 14 windmolens met een totaal vermogen van 42 MWe op het grondgebied van de gemeente Beveren (Kallo).¹² De productievergunning werd toegekend aan Wind aan de Stroom nv bij koninklijk besluit van 3 augustus 2015 (Belgisch Staatsblad van 11 augustus 2015);

- EDF Luminus voor de bouw van een park met 13 windmolens met een totaal vermogen van 41,6 MWe op het grondgebied van de gemeenten Villers-le-Bouillet, Wanze en Verlaine;¹³
- Bee Power Gent voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit, met name een biomassa-centrale, met een totaal vermogen van 215 MWe op het grondgebied van de stad Gent;¹⁴
- Dils-Energie voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit, met name een turbine met een gecombineerde stoom- en gascyclus (STEG), met een totaal vermogen van 920 MWe op het grondgebied van de gemeente Dilsen-Stokkem (Rotem).¹⁵

Electrabel ontving ook, bij ministerieel besluit van 28 april 2015, een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit, met name een windmolenpark met een vermogen van 38,04 MWe, op het grondgebied van de gemeenten Neufchâteau en Léglise (Belgisch Staatsblad van 18 mei 2015). De CREG had hierover een positief advies geformuleerd in 2014.

In 2015 was er geen kennisgeving van controlewijziging van het aandeelhouderschap van productievergunninghouders.

• Vrijstellingen

De bouw van Belgische productie-installaties met een netto ontwikkelbaar vermogen van ten hoogste 25 MWe vereist geen voorafgaande individuele vergunning bedoeld in het voornoemde koninklijk besluit van 11 oktober 2000. Er geldt echter een voorafgaande meldingsplicht ten aanzien van de CREG en de federale minister van Energie of diens

afgevaardigde. In 2015 heeft de CREG 37 dergelijke meldingen ontvangen.

3.1.1.2. Elektriciteitsproductie op de Noordzee

A. Domeinconcessies voor offshorewindenergie

• Regelgevingskader

Overeenkomstig het koninklijk besluit van 20 december 2000 worden de aanvragen voor domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen ingediend bij de afgevaardigde van de minister van Energie. Deze stuurt de aanvraag door naar de betrokken administraties en de CREG. De CREG zal dan het technisch dossier, dat met betrekking tot de aanvraag is aangelegd, evalueren en erover een advies formuleren. De afgevaardigde stuurt vervolgens, na raadpleging van de transmissienetbeheerder, zijn voorstel tot toekenning of weigering van een domeinconcessie door naar de minister.

• Aanvragen ingediend bij de CREG

Op 28 mei 2015 heeft de CREG een advies geformuleerd aan de Algemene Directie Energie over de aanvraag van Norther nv betreffende wijzigingen aan de domeinconcessie die aan deze onderneming was toegekend.¹⁶ De aanvraag van Norther had betrekking op twee aspecten, met name een uitstel van de aanleg van de ontmantelingsprovisie en een optimalisatie van de domeinconcessie door een uitbreiding van de perimeter. De CREG heeft geen bezwaren tegen het eerste aspect. Voor wat het tweede aspect betreft, is de CREG van mening dat niet de juiste procedure werd gevolgd.¹⁷

12 Advies (A)150618-CDC-1426 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (windmolenpark) te Beveren door WIND AAN DE STROOM nv.

13 Advies (A)150717-CDC-1438 over de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (windmolenpark) te Villers-le-Bouillet, Wanze en Verlaine door EDF Luminus nv.

14 Advies (A)151022-CDC-1452 over de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (biomassa) te Gent door Bee Power Gent nv.

15 Advies (A)151120-CDC-1475 over de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit (STEG) te Dilsen-Stokkem door Dils-Energie nv.

16 Advies (A)150528-CDC-1421 over de aanvragen tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan Norther nv bij ministerieel besluit van 5 oktober 2009.

17 De domeinconcessie die werd toegekend aan NORTHER nv op 5 oktober 2009, werd gewijzigd bij ministerieel besluit van 18 september 2015 (Belgisch Staatsblad van 9 november 2015).

Op 29 oktober 2015 heeft de CREG een advies geformuleerd aan de Algemene Directie Energie over de aanvraag van Rentel nv betreffende de domeinconcessie die de tijdelijke handelsvennootschap Rentel aan haar had overgedragen.¹⁸ De aanvraag van Rentel had betrekking op twee aspecten, met name een uitstel van de aanleg van de ontmantelingsprovisie en een aanpassing van het bedrag ervan. De CREG heeft geen bezwaren tegen het eerste aspect. Voor wat het tweede aspect betreft, is de CREG van mening dat de korting op de ontmantelingsprovisie die Rentel voorstelt, niet aanvaardbaar is. De CREG aanvaardt wel het alternatieve voorstel van de Algemene Directie Energie, op voorwaarde dat het niet is gekoppeld aan een exact aantal windmolens. Het ministerieel besluit van 4 juni 2009 houdende toekenning aan de nv Rentel van een domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden (Zuidwest-Schaar tussen de Thorntonbank en de Lodewijkbank) werd gewijzigd bij ministerieel besluit van 24 december 2015 (Belgisch Staatsblad van 14 januari 2016).¹⁹

B. Hydro-elektrische energieopslag

• Regelgevingskader

De CREG is, op grond van het koninklijk besluit van 8 mei 2014 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor hydro-elektrische energieopslag in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht (Belgisch Staatsblad van 6 juni 2014), bevoegd om advies uit

te brengen betreffende de evaluatie van het technisch dossier dat met betrekking tot de aanvraag van een domeinconcessie is opgesteld. In dit advies mogen technische voorwaarden worden voorgesteld. De CREG is ook bevoegd om advies uit te brengen over elke aanvraag tot verkoop, gehele of gedeeltelijke overdracht, verdeling en verhuur van de domeinconcessie, maar ook in het geval van het vervallen en de intrekking van de domeinconcessie ten gevolge van vervallenverklaring of verzaking.

• Aanvragen ingediend bij de CREG

Op 2 februari 2015 heeft de CREG een advies geformuleerd aan de Algemene Directie Energie over de aanvraag van de tijdelijke handelsvennootschap iLand voor een domeinconcessie voor de bouw van een installatie voor hydro-elektrische energieopslag (energie-atol) op de Wenduinebank in de Noordzee.²⁰ De CREG is tot de conclusie gekomen, voor wat haar bevoegdheid betreft, dat de technische en economische kwaliteit van het voorgestelde project problematisch is. Op basis van de hypothesen die de aanvrager in zijn aanvraagdossier heeft geformuleerd, heeft de CREG immers twijfels geuit over de technische en economische haalbaarheid van het project.

C. Groenestroomcertificaten

• Regelgevingskader

De uitvoeringsmodaliteiten van de gedeeltelijke overdracht aan Nobelwind nv van de domeinconcessie die bij ministerieel besluit van 5 juni 2007 voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in

de zeegebieden (Bligh Bank) werd toegekend aan Belwind nv en de modaliteiten voor wijzigingen aan deze domeinconcessie werden vastgesteld bij ministerieel besluit van 11 september 2015 (Belgisch Staatsblad van 23 september 2015).

• Aanvragen ingediend bij de CREG

In september 2015 heeft de CREG van Belwind een aanvraag ontvangen voor de toekenning van groenestroomcertificaten voor de demoturbine van Alstom (Haliade 150 van 6 MW). In december 2015 heeft de CREG hierover een gunstige eindbeslissing genomen.²¹

In oktober 2015 heeft de CREG de overeenkomst houdende partiële overdracht van Belwind aan Nobelwind van de rechten en plichten voortvloeiend uit het contract tussen Elia en Belwind voor het aankopen van groenestroomcertificaten goedgekeurd.²²

• Evolutie van het geïnstalleerde vermogen offshore-windenergie en de geproduceerde groene elektriciteit

Het totaal geïnstalleerd vermogen aan offshorewindmolens is in 2015 met 6 MW toegenomen tot een totaal van 713,1 MW. Deze stijging is het gevolg van de ingebruikname van de testturbine Haliade 150 – 6 MW (vroeger Alstom, nu General Electric) door Belwind in augustus 2015.

Tabel 1 geeft een overzicht van het nominale vermogen van de offshorewindmolenparken waarvan de *financial close* vóór eind 2015 werd gesloten.

18 Advies (A)151029-CDC-1471 over de aanvraag tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan Rentel nv (voorheen de tijdelijke handelsvennootschap Rentel) bij ministerieel besluit van 4 juni 2009.

19 Eerder dat jaar werd ook het genoemde ministerieel besluit van 4 juni 2009 gewijzigd (Belgisch Staatsblad van 26 mei 2015). De CREG had in dit dossier op 11 juli 2013 een advies uitgebracht.

20 Advies (A)150202-CDC-1400 betreffende de aanvraag voor de toekenning van een domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor hydro-elektrische energieopslag in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingediend door de tijdelijke handelsvennootschap iLand.

21 Eindbeslissing (B)151210-CDC-1478 over de aanvraag van BELWIND voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolen L01.

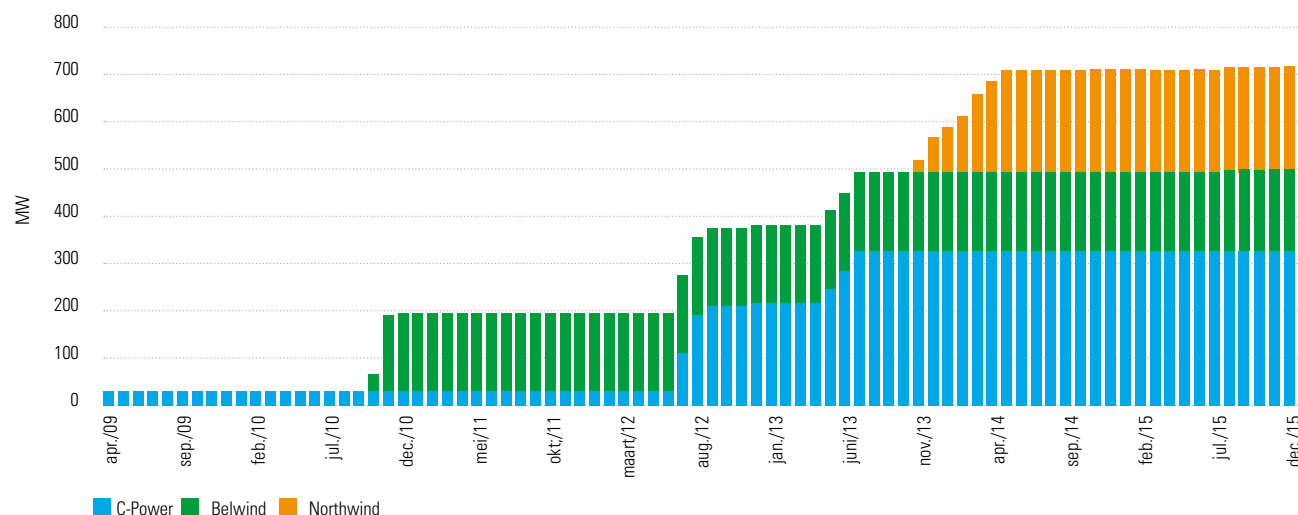
22 Eindbeslissing (B)151015-CDC-1464 betreffende de vraag tot goedkeuring van de overeenkomst houdende partiële overdracht van BELWIND NV aan NOBELWIND NV van de rechten en plichten voortvloeiend uit het contract tussen ELIA SYSTEM OPERATOR NV en BELWIND NV van 23 juni 2008 voor het aankopen van groenestroomcertificaten.

Tabel 1: Nominaal vermogen van de bestaande en in aanbouw zijnde offshorewindmolenparken in 2015 (Bron: CREG)

Naam van het park	Vermogen begin 2015	Vermogen eind 2015
BELWIND	165,0 MW	171,0 MW
C-POWER	326,1 MW	326,1 MW
NORTHWIND	216,0 MW	216,0 MW
Totaal	707,1 MW	713,1 MW

De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan offshorewindmolens sedert april 2009 wordt in figuur 1 weergegeven.

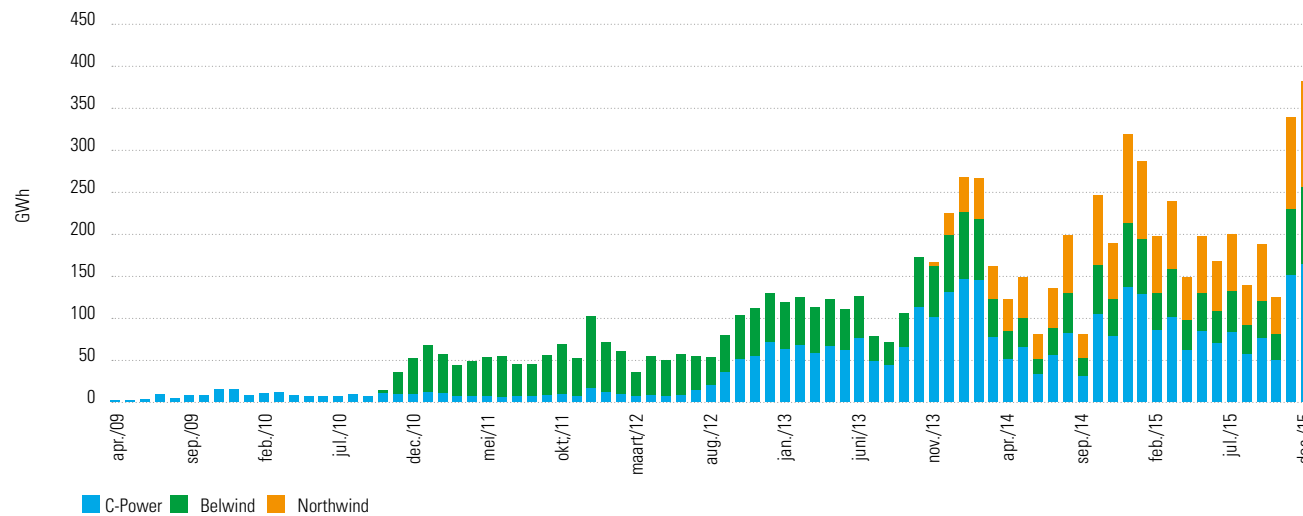
Figuur 1: Evolutie van het geïnstalleerde vermogen offshorewindenergie tussen april 2009 en december 2015 (Bron: CREG)



In 2015 hebben alle offshorewindmolenparken samen 2.533 GWh in het transmissienet geïnjecteerd. De nettoproductie van elektriciteit (vóór transformatie) van alle gecertificeerde offshorewindmolens bedroeg 2.611,751 GWh voor het jaar 2015, wat een toename is van bijna 18% ten opzichte van de nettoproductie in 2014 (2.221 GWh). De maandelijkse nettoproductie per domeinconcessiehouder wordt in figuur 2 afgebeeld. De gemiddelde *load factor* in 2015 (de productie gedeeld door de geïnstalleerde capaciteit) varieert van minimum 24% in oktober tot een maximum van 72% in december. Tussen de windmolenparken onderling verschilt de *load factor* ook significant (39% voor C-Power, 42% voor Belwind zonder de Haliade-windturbine en 46% voor Northwind).

Per netto geproduceerde MWh reikt de CREG één groenestroomcertificaat uit. In 2015 heeft de CREG aan de drie operationele offshorewindmolenparken groenestroomcertificaten toegekend met een totale waarde van 272.807.071 euro.

Figuur 2: Netto geproduceerde groene offshore-energie op maandbasis in 2015 (Bron: CREG)



D. Garanties van oorsprong

De CREG beheert een databank garanties van oorsprong die in 2015 voluit operationeel is geworden. Het is een elektronisch platform dat toelaat om garanties van oorsprong uit te reiken en te verhandelen. De door de CREG uitgereikte garanties hebben betrekking op hernieuwbare elektriciteit geproduceerd in het Belgische zeegebied. Aangezien er geen leveranciers of verbruikers actief zijn binnen dit territorium, zijn de federale garanties van oorsprong niet "lokaal" bruikbaar voor informatieverstrekking aan consumenten maar moeten ze elders worden ingezet.

De producenten van offshorewindenergie hebben zich geregistreerd als rekeninghouder en hebben de garanties van

oorsprong aangevraagd waar ze volgens de regelgeving recht op hadden. In een eerste fase zijn de uitgereikte garanties binnen België gebruikt, nadat de CREG overleg had gepleegd met de gewestelijke regulatoren over een erkenning van de federale garanties van oorsprong. In een volgend stadium is de CREG lid geworden van de Association of Issuing Bodies (AIB). Deze organisatie beheert een hub die de databanken van de aangesloten leden onderling verbindt en toelaat om op een eenvoudige, gestandaardiseerde en robuuste manier certificaten te transfereren. Daartoe heeft de CREG een domeinprotocol opgesteld waarin de vereisten van de AIB (de zogenaamde EECS Rules) geïmplementeerd zijn op een wijze die verenigbaar is met de nationale regelgeving. Op de algemene vergadering van 19 mei 2015 werd het lidmaatschap van de CREG goedgekeurd, met de bijzondere

tegemoetkoming dat de productie vanaf maart 2015 in aanmerking komt voor uitwisseling via de hub.

E. Studie over het aandeelhouderschap van domeinconcessies

De CREG heeft in januari 2015 op eigen initiatief een studie uitgevoerd over het aandeelhouderschap van domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee²³.

Deze studie, die voor het tweede jaar op rij werd bijgewerkt, geeft een overzicht van de voornaamste ondernemingsgroepen in deze sector. Vier van die groepen zijn actief in vier windmolenparken. In vergelijking met vorig jaar zijn er twee belangrijke wijzigingen aan het aandeelhouderschap, namelijk de consolidatie van de groep Ackermans van Haaren en de overname van de windmolenactiviteiten van Electrawinds door de groep Publifin. Drie van de acht voorziene parken zijn momenteel volledig of gedeeltelijk operationeel.

F. Het Belgian Offshore Grid en het stopcontact op zee

De studie over de bouw van een centraal gelegen aansluitingsstation op zee en de aansluiting van de nog te bouwen offshoreparken is in 2015 verdergezet. Zoals vermeld in het regeerakkoord van 11 oktober 2014, dienen Elia en de offshoreparken, op een kostenefficiënte wijze, samen een stopcontact op zee uit te bouwen. Er wordt gewerkt aan een piste waarbij de gemeenschappelijke offshore-infrastructuur modulair wordt opgebouwd. Vertegenwoordigers van Elia en de offshoreparken hebben samengezeten, met de CREG als facilitator, om de aansluitingsproblematiek op te lossen. Er werd gezocht naar een oplossing die zowel voldoet aan de wensen van Elia (de bouw van een centrale offshorehub) als van de parken (het tijdig realiseren van hun offshorewindpark). Die oplossing is het Modular Offshore Grid, een modulair

23 Studie (A)150122-CDC-1368 over het aandeelhouderschap van domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee.

aansluitingsconcept dat de parken – of deels Elia zelf – toelaat om de infrastructuur voor de windenergietransmissie in fasen en in modules op te bouwen. De aanbesteding en de realisatie verlopen op initiatief van de betrokken windparken, maar steeds vanuit het gezamenlijk overeengekomen concept van het modulair opgebouwde offshoreniet. Na realisatie van het Modular Offshore Grid kunnen de assets overgedragen worden aan Elia. De CREG heeft de verschillende opties van het concept en de kostprijs hiervan onderzocht in 2015 in de nota "Modular Offshore Grid. Aansluiting van de windparken Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester II", die aan de minister van Energie werd overgemaakt.

3.1.1.3. Offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie

De lezer wordt verwezen naar punt 3.4.5.2 van dit verslag.

3.1.2. Elektriciteitslevering

3.1.2.1. Levering aan afnemers aangesloten op het transmissienet

De volgende tabel toont het marktaandeel van Electrabel en de overige leveranciers inzake netto-elektriciteitslevering²⁴ aan de grote industriële afnemers aangesloten op het federaal transmissienet (net met een spanning hoger dan 70 kV).

Ten opzichte van 2014, is in 2015 het totale energievolume dat door de eindafnemers van het transmissienet werd afgenomen met 6,9% (945 GWh) gedaald. Dit is het op twee na laagste niveau van de bestudeerde periode, na 2009 en 2012.

Volgens een eerste raming bedroeg het marktaandeel van Electrabel in 2015 50,6%, het laagste niveau van de voorbije negen jaar en een daling van 24,8% ten opzichte van 2014. Het aantal toegangspunten van Electrabel ligt in 2015 lager dan dat van de andere leveranciers.

De federale leveringsvergunningen voor elektriciteit om de klanten te bevoorraden die rechtstreeks op het transmissienet zijn aangesloten, worden door de minister van Energie op voorstel van de CREG toegekend voor een periode van vijf jaar.

In 2015 ontving de CREG vijf aanvragen voor een leveringsvergunning voor elektriciteit, met name van Energie der Nederlanden, Energie I&V België, E.ON Belgium, Essent Belgium en Enovos Luxembourg, waarvan er een heeft geleid tot een positief toekenningsvoorstel van de CREG.²⁵ De twee laatstgenoemde aanvragen waren op 31 december 2015 nog in behandeling.

In de loop van 2015 heeft de minister van Energie een individuele vergunning voor de levering van elektriciteit aan E.ON Belgium nv toegekend.²⁶

Tabel 2: Energie afgenomen door afnemers aangesloten op het federale transmissienet van 2007 tot 2015 (Bronnen: Elia, CREG)

Leveranciers		Electrabel nv		Andere leveranciers		Totaal
Toegangspunten op	1/01/2015	44		44		84*
	31/12/2015	43		45		84*
Afgenomen energie (GWh)	2007	12.469	(87,7%)	1.743	(12,3%)	14.211
	2008	11.470	(84,0%)	2.183	(16,0%)	13.654
	2009	10.807	(87,6%)	1.526	(12,4%)	12.333
	2010	12.163	(88,7%)	1.551	(11,3%)	13.714
	2011	11.693	(90,2%)	1.265	(9,8%)	12.958
	2012	8.247	(67,0%)	4.069	(33,0%)	12.316
	2013	7.484	(57,6%)	5.519	(42,4%)	13.004
	2014	8.598	(62,6%)	5.130	(37,4%)	13.728
	2015	6.465	(50,6%)	6.318	(49,4%)	12.783

(*) Aangezien vier toegangspunten gedurende het jaar 2015 door twee leveranciers tegelijk beleverd werden, ligt het totaal aantal toegangspunten globaal genomen vier eenheden lager dan het totaal van het aantal toegangspunten voor alle leveranciers samen.

²⁴ Deze cijfers houden geen rekening met de energie die rechtstreeks door lokale productie wordt geleverd noch met de klanten die in het Groothertogdom Luxemburg gelegen zijn.

²⁵ Voorstel (E)150122-CDC-1392 betreffende de hernieuwing aan E.ON Belgium NV van een vergunning voor de levering van elektriciteit.

²⁶ Ministerieel besluit van 26 februari 2015 (Belgisch Staatsblad van 5 maart 2015).

3.1.2.2. Maximumprijzen

• Voor niet-beschermde klanten waarvan het leveringscontract werd opgezegd

De maximumprijzen die de distributienetbeheerders dienen toe te passen voor niet-beschermde klanten waarvan het leveringscontract werd opgezegd (eveneens "gedropte klanten" genoemd), worden halfjaarlijks berekend door de distributienetbeheerder en gecontroleerd door de CREG. Ze worden als volgt berekend: energieprijs + transmissietarief + distributietarief + marge. De CREG is bevoegd voor het toezicht op de berekeningsmodaliteiten van de marge.

Om met name de consumenten te voorzien van duidelijke informatie zodat ze hun facturen kunnen controleren en beter begrijpen, heeft de CREG, net als in 2014, in 2015 op haar website de energieprijzen, de nettarieven en de toeslagen gepubliceerd die van toepassing zijn op de gedropte klanten van de distributienetbeheerders.

• Voor beschermde residentiële klanten met een bescheiden inkomen of in een kwetsbare situatie

Overeenkomstig de geldende wetgeving heeft de CREG de sociale tarieven en de referentietarieven berekend en gepubliceerd die van toepassing zijn vanaf 1 februari 2015 tot en met 31 juli 2015 (Belgisch Staatsblad van 19 maart 2015) en van 1 augustus 2015 tot en met 31 januari 2016 (Belgisch Staatsblad van 30 juli 2015) voor de levering van elektriciteit aan beschermde residentiële klanten met een bescheiden inkomen of in een kwetsbare situatie.

De sociale maximumprijs (excl. btw en andere taksen) voor de levering van elektriciteit voor de periode vanaf 1 februari 2015 tot en met 31 juli 2015 bedraagt: 13,537 c€/kWh (0,13537 €/kWh) voor het enkelvoudig tarief; 13,927 c€/kWh (0,13927 €/kWh) voor het tweevoudig tarief (piekuren); 10,979 c€/kWh (0,10979 €/kWh) voor het tweevoudig tarief (daluren); 6,309 c€/kWh (0,06309 €/kWh) voor het exclusief nachttarief. Deze tarieven bevatten de volgende elementen niet: de federale bijdrage, de aansluitingskosten

(Wallonië). Andere taksen met betrekking tot netwerktarieven zijn inbegrepen.

De sociale maximumprijs (excl. btw en andere taksen) voor de levering van elektriciteit voor de periode vanaf 1 augustus 2015 tot en met 31 januari 2016 bedraagt: 14,118 c€/kWh (0,14118 €/kWh) voor het enkelvoudig tarief; 15,681 c€/kWh (0,15681 €/kWh) voor het tweevoudig tarief (piekuren); 10,752 c€/kWh (0,10752 €/kWh) voor het tweevoudig tarief (daluren); 7,042 c€/kWh (0,07042 €/kWh) voor het exclusief nachttarief. Deze tarieven bevatten de volgende elementen niet: de federale bijdrage, de aansluitingskosten (Wallonië). Andere taksen met betrekking tot netwerktarieven zijn inbegrepen.

De CREG heeft eveneens het bedrag geraamd dat nodig was voor de spijzing van het fonds Beschermde Klanten elektriciteit dat aan de basis ligt van de berekening van de component beschermde klanten van de federale bijdrage (zie punt 5.10.2.E van dit verslag). De CREG maakt in dit kader tweemaal per jaar de referentie-energiecomponenten voor elektriciteit en aardgas aan de leveranciers en de distributienetbeheerders bekend in het kader van de uitbetaling van de schuldvorderingen beschermde klanten.

3.1.2.3. Evolutie en fundamentals van de elektriciteitsprijzen

Ook in 2015 heeft de CREG maandelijks een boordtabel gepubliceerd – een praktijk waarmee ze in september 2012 van start is gegaan en die tot doel heeft alle betrokken spelers te informeren over de belangrijke evoluties van de factoren die de elektriciteitsprijzen beïnvloeden.

Voor de groothandelsmarkt volgt de CREG hoofdzakelijk de evolutie van een aantal parameters die fundamenteel zijn voor de vorming van de elektriciteits- en aardgasprijzen op de beurzen in België en in de buurlanden (Duitsland, Frankrijk, Nederland).

Voor de kleinhandelsmarkt geeft de CREG per gewest de evolutie weer van de all-inelektriciteits- en aardgasprijzen in België voor:

- residentiële Dc-klanten elektriciteit (3.500 kWh/jaar, enkelvoudig)
- residentiële T2-klanten gas (23.260 kWh/jaar)
- sociale klanten
- gedropte klanten
- kmo's

Daarnaast vergelijkt de CREG de gemiddelde all-inelektriciteits- en aardgasprijzen die in België en in de buurlanden (Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk) aan residentiële Dc-klanten elektriciteit, T2-klanten gas en kmo's worden gefactureerd.

Hierna volgen een aantal ontwikkelingen die in 2015 werden vastgesteld:

Elektriciteit:

- Begin 2015 werd in Vlaanderen een nieuwe bijdrage aan het energiefonds ingevoerd: het gaat om een maandelijkse toeslag per elektriciteitsafnamepunt.
- In de loop van 2015 werden de netactiviteiten van de distributienetbeheerders onderworpen aan de vennootschapsbelasting in België (Brussel: maart 2015; Wallonië: juni 2015; Vlaanderen: augustus 2015).
- In maart 2015 werd een nieuwe toeslag voor elektriciteit ingevoerd in België voor de strategische reserve.
- Sinds september 2015 bedraagt de btw op alle componenten van de energiefactuur van de Belgische residentiële klanten opnieuw 21% ipv 6%.
- In de buurlanden werd er in 2015 geen enkele nieuwe toeslag ingevoerd; de reeds bestaande nettarieven en toeslagen werden wel naar jaarlijkse gewoonte aangepast.

Aardgas:

- In de loop van 2015 werden de netactiviteiten van de distributienetbeheerders onderworpen aan de vennootschapsbelasting (Brussel: maart 2015; Wallonië: juni 2015; Vlaanderen: augustus 2015).
- In de buurlanden werd er in 2015 geen enkele nieuwe toeslag ingevoerd; de reeds bestaande nettarieven en toeslagen werden wel naar jaarlijkse gewoonte aangepast.

3.1.3. Transmissie en distributie**3.1.3.1. Ontvlechting en certificering van de transmissienetbeheerder**

In het kader van haar bevoegdheid inzake de monitoring van de voortdurende naleving van de ontvlechtigingsvereisten (of “unbundling”) door de transmissiesysteembeheerder, heeft de CREG in 2015 de opeenvolgende benoemingen van twee nieuwe leden van de directiecomités van Elia System Operator en Elia Asset geverifieerd: eerst een voorzitter ad-interim en vervolgens een nieuwe voorzitter en Chief Executive Officer van beide directiecomités (zie ook punt 3.1.3.2 hierna).

In het kader van dezelfde bevoegdheid heeft de CREG tevens meerdere brieven gericht aan Elia System Operator met betrekking tot haar nieuwe dochteronderneming Nemo Link Limited, met een aantal vragen vanuit de optiek van het waken over de permanente naleving van de vereisten van het model van eigendomsontvlechting (“ownership unbundling”). Dit gebeurde naar aanleiding van de melding die de CREG van Elia ontving betreffende de ondertekening van een joint-venture overeenkomst op 27 februari 2015. Deze overeenkomst werd gesloten tussen Elia System Operator en de Britse elektriciteitsnetbeheerder, National Grid, voor de bouw van een interconnector als eerste stroomverbinding tussen België en de Groot-Brittannië (zie

ook punt 3.4.4 van dit verslag). In dit kader werd door beide netbeheerders een nieuwe vennootschap (naar Engels recht), Nemo Link Limited, opgericht als een joint-venture van Elia System Operator NV en National Grid Interconnector Holdings Limited.

Bij brieven van 21 mei en 25 juni 2015 heeft de CREG Elia onder meer verzocht om haar een reeks documenten en informatie m.b.t. Nemo Link over te maken, waarover tevens een werkvergadering met Elia gehouden werd. Aangezien deze interconnector grensoverschrijdende infrastructuur betreft, vonden hierover tevens contacten en overleg plaats tussen de CREG en de Britse regulator, Ofgem. Dit dossier zal ook in 2016 verder het voorwerp uitmaken van contacten en structureel overleg met Ofgem.

Tenslotte heeft de CREG met toepassing van artikel 23, § 1, 31° van de Elektriciteitswet in 2015 een algemene “unbundling monitoring” opgezet, d.i. een jaarlijkse systematische monitoring aangaande de permanente naleving van de ontvlechtigingsvereisten door de transmissiesysteembeheerder(s) (zie ook punt 4.1.2.1 van dit verslag voor eenzelfde unbundling monitoring aangaande de beheerders van transmissiesystemen voor aardgas).

Begin 2015 had de CREG daartoe bepaalde informatie opgevraagd bij en ontvangen van de transmissiesysteembeheerder (m.n. inlichtingen over wijzigingen sinds de initiële certificering van Elia System Operator als transmissiesysteembeheerder in december 2012, die daarop een invloed kunnen hebben). De CREG besliste intussen om de jaarlijkse unbundling monitoring om efficiëntieredenen te kaderen in het Nationaal Rapport van België dat de CREG jaarlijks dient over te maken aan de Europese Commissie en ACER. Dit nationaal rapport moet onder meer verslag uitbrengen over de ontwikkelingen m.b.t. de ontvlechting en onafhankelijkheid van de transmissiesysteembeheerders in het voorgaande kalenderjaar, zowel op wetgevend vlak als in de praktijk.

3.1.3.2. Corporate governance

De CREG heeft kennis genomen van het activiteitenverslag van het corporategovernancecomité van Elia System Operator en Elia Asset voor het jaar 2014 (toezicht op de toepassing van de artikelen 9 en 9ter van de elektriciteitswet en evaluatie van de doeltreffendheid ervan ten aanzien van de eisen van onafhankelijkheid en onpartijdigheid van de transmissienetbeheerder).

De CREG heeft daarnaast kennis genomen van het verslag van de nalevingsfunctionaris over het naleven van het verbintenissenprogramma door de personeelsleden van Elia System Operator en Elia Asset in 2014. Dit verbintenissenprogramma dient om elke discriminatie tussen systeemgebruikers en/of categorieën systeemgebruikers te voorkomen. De CREG heeft bijzonder aangedrongen op de publicatie van de verslagen van de nalevingsfunctionaris in overeenstemming met de wet, en op de organisatie van openbare raadplegingen die gemakkelijk toegankelijk zijn op de website van Elia.

De CREG heeft in januari 2015 de benoeming van de heer François Cornelis tot nieuw lid en ad-interimvoorzitter van de directiecomités van Elia System Operator en Elia Asset gecontroleerd. Dat gebeurde enerzijds in het kader van haar bevoegdheid betreffende de monitoring van de voortdurende naleving van ontvlechtigingsvereisten door transmissiesysteembeheerders, en anderzijds in het kader van haar bevoegdheid betreffende het algemene toezicht op de naleving door de netbeheerder van zijn verplichtingen uit hoofde van de elektriciteitswet en de uitvoeringsbesluiten ervan. Vervolgens heeft de CREG in juli 2015 de benoeming gecontroleerd van de heer Chris Peeters als nieuw lid en voorzitter van de twee directiecomités ter vervanging van de heer Cornelis, ook in het kader van haar genoemde monitorings- en toezichtsbevoegdheden.

De CREG heeft in 2015 geen eensluidende adviezen uitgebracht over de onafhankelijkheid van de onafhankelijke

bestuurders in de raden van bestuur van Elia System Operator en Elia Asset. Een bepaalde onafhankelijke bestuurder van de genoemde ondernemingen bereikte in 2015 de maximumduur van twaalf jaar van zijn mandaat. De CREG is niet op de hoogte van de benoeming van een nieuwe onafhankelijke bestuurder.

3.1.3.3. Gesloten industriële netten

Op voorstel van de Algemene Directie Energie, en na advies van de CREG en de netbeheerder, kan de minister van Energie de hoedanigheid van beheerder van een gesloten industrieel net toekennen aan de natuurlijke of rechtspersoon die eigenaar is van of een gebruiksrecht bezit op een net en een aanvraag heeft ingediend voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV. Volgens dezelfde procedure kan de minister het net erkennen als een gesloten industrieel net, op voorwaarde dat de betrokken gewesten de mogelijkheid hebben gehad om binnen 60 dagen een advies uit te brengen.

De CREG heeft in dit kader in augustus 2015 vier adviezen uitgebracht²⁷.

3.1.3.4. Technische werking

A. Aansluiting en toegang

De CREG heeft op 15 oktober 2015 het verzoek van Elia goedgekeurd²⁸ tot aanpassing van de algemene voorwaarden van de contracten van de toegangsverantwoordelijken, zodat ze in overeenstemming zijn met enerzijds de geharmoniseerde

Europese veilingregels, en anderzijds de werkingsregels voor de strategische reserves die de CREG op 12 maart 2015 heeft goedgekeurd. Daarnaast heeft Elia een beperkt aantal wijzigingen onder de noemer "varia" voorgesteld (zie ook punt 3.4.5.1. van dit verslag).

De CREG heeft op 3 december 2015 de aanvraag van Elia goedgekeurd tot aanpassing van de algemene voorwaarden van de toegangscontracten.²⁹ De door Elia voorgestelde wijzigingen dienen voornamelijk enerzijds om het contract in overeenstemming te brengen met de nieuwe tariefmethodologie voor het transmissienet van elektriciteit en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie als vastgesteld door de CREG op 18 december 2014, en anderzijds om de aanduidingsprocedures van de toegangshouder en toegangsverantwoordelijke(n) te verduidelijken. Daarnaast heeft Elia een beperkt aantal wijzigingen onder de noemer "varia" voorgesteld.

Voor beide voorgestelde wijzigingen heeft Elia een openbare raadpleging uitgevoerd.

B. Balancerings- en ondersteunende diensten

• Reservevermogen

Elia dient over te gaan tot de evaluatie en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen dat bijdraagt tot het waarborgen van de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet in de regelzone. Zij moet haar evaluatiemethode en het resultaat ervan ter goedkeuring voorleggen aan de CREG.

Op 12 februari 2015 heeft de CREG beslist³⁰ om de door Elia voorgestelde wijzigingen aan de evaluatiemethode voor en aan de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2015 goed te keuren. De door Elia voorgestelde wijzigingen zijn van tweeërlei aard: enerzijds de wijzigingen betreffende de verduidelijking van het in 2015 te contracteren primair reservevolume; anderzijds de wijzigingen betreffende de selectieregels van de primaire reserveproducten. Op basis van haar analyse meent de CREG dat deze wijzigingen in het belang van de netgebruikers zijn omdat ze de technische en economische efficiëntie van de primaire regelingsbronnen verbeteren en de regels van ENTSO-E nog steeds in acht nemen. De beslissing van de CREG werd voorafgegaan door een openbare raadpleging van de marktspelers.

Op 17 juli 2015 heeft de CREG beslist³¹ om de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2016, zoals voorgesteld door Elia, goed te keuren. De beslissing van de CREG bevat echter overwegingen over onder andere: i) de marktinformatie die Elia ter beschikking stelt, ii) de voorafgaande kennis van de beschikbaarheid en de prijzen van de inter-TNB reserve, iii) de deelname van de vraag aan de verschillende reservetypen en iv) de gewenste evolutie van de evaluatiemethode van het secundair en tertiair reservevermogen. De beslissing van de CREG werd voorafgegaan door een openbare raadpleging van marktspelers.

• Aanboden prijzen en volumes voor de ondersteunende diensten

Om de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet te verzekeren, moet Elia permanent over een aantal ondersteunende diensten kunnen beschikken. De

27 Advies (A)150827-CDC-1447 betreffende de aanvraag van BASF Antwerpen nv voor de erkenning van een gesloten industrieel net en de benoeming tot beheerder van dit net voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV; Advies (A)150827-CDC-1448 betreffende de aanvraag van BP Chembel nv voor de erkenning van een gesloten industrieel net en de benoeming tot beheerder van dit net voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV; Advies (A)150827-CDC-1449 betreffende de aanvraag van Solvic nv voor de erkenning van een gesloten industrieel net en de benoeming tot beheerder van dit net voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV; Advies (A)150827-CDC-1450 betreffende de aanvraag van Total Petrochemicals Feluy nv voor de erkenning van een gesloten industrieel net en de benoeming tot beheerder van dit net voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV.

28 Beslissing (B)151015-CDC-1463 over de wijzigingen van de algemene voorwaarden van de contracten van toegangsverantwoordelijke, voorgesteld door de netbeheerder.

29 Beslissing (B)151203-CDC-1241 over de wijzigingen van de algemene voorwaarden van de toegangscontracten, voorgesteld door ELIA SYSTEM OPERATOR NV.

30 Eindbeslissing (B)150212-CDC-1402 over de vraag tot goedkeuring van het voorstel houdende wijzigingen aan de evaluatiemethode voor en aan de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2015.

31 Eindbeslissing (B)150717-CDC-1423 over de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2016.

modaliteiten daarvan zijn opgenomen in het technisch reglement van 19 december 2002 voor het beheer van het transmissienet en de toegang ertoe.

Het blijkt echter al sinds de invoering van de regelgeving moeilijk te zijn om dergelijke diensten in redelijke volumes en aan redelijke prijzen aan te kopen, aangezien er in België slechts één koper is (Elia) en een zeer beperkt aantal verkopers. In overeenstemming met artikel 12*quinquies* van de elektriciteitswet dienden dus meermaals koninklijke besluiten houdende oplegging van prijs- en volumevoorwaarden te worden afgekondigd (zie met name jaarverslag 2012, pagina 46).

Onder impuls van de CREG heeft Elia de voorbije jaren belangrijke inspanningen geleverd om de markt van de ondersteunende diensten te ontwikkelen, in het bijzonder voor de reservevermogens, onder andere om de prijzen ervan te verminderen door meer marktspelers te laten deelnemen aan de veilingprocedures.

Zo heeft de CREG, naar aanleiding van het succes in 2014 van de gedeeltelijke verschuiving van de horizon van de offerteaanvragen voor primaire en secundaire regelvermogens (FCR en aFRR in de Europese terminologie), op 15 mei 2014 een voorstel van Elia goedgekeurd om vanaf 1 januari 2015 100% van het volume van de primaire en secundaire regelvermogens via maandelijkse offerteaanvragen aan te schaffen.

Een andere belangrijke ontwikkeling op de markt van de ondersteunende diensten waaraan de CREG haar goedkeuring heeft verleend³² en die in werking is getreden op 1 januari

2016, is de contractualisering van een deel van de tertiaire regelvolumes (mFRR in de Europese terminologie) via maandelijkse veilingen. Deze maandelijkse veilingen hebben alleen betrekking op de producten "R3 Production" en "R3 Dynamic Profiles" voor een volume tot 70 MW. Merk op dat de bovengrens is geschrapt van het tertiaire regelvolume dat wordt geleverd door het dynamisch profiel, via het "R3 Dynamic Profile". Dat laat de eindklanten en de aggregatoren³³ toe om tertiair reservevermogen te leveren vanaf bronnen die zijn aangesloten op zowel het Elia-net als de distributienetten, met inbegrip van de middelen van vraagzijdebeheer.

Om de kosten van de ondersteunde diensten op een redelijk niveau te houden, dient Elia op grond van de elektriciteitswet jaarlijks aan de CREG een verslag over te leggen betreffende de prijzen die zij aangeboden krijgt voor de levering van de ondersteunende diensten. Vervolgens geeft de CREG aan of de aangeboden prijzen al dan niet manifest onredelijk zijn en motiveert ze haar besluit.

De CREG heeft in 2015 van Elia verslagen gekregen over de tertiaire regeldiensten, de spanningsregeling, het reactieve vermogen en de "black-start". De CREG heeft in haar eigen verslagen³⁴ vastgesteld dat de prijzen van bepaalde geselecteerde offertes voor elk van deze diensten manifest onredelijk waren. De minister van Energie heeft hierop ontwerpen van koninklijke besluiten opgesteld om aan de betrokken producenten prijs- en volumevoorwaarden op te leggen. De CREG heeft adviezen³⁵ over deze ontwerpen uitgebracht.

Op basis van de veronderstellingen over de beschikbaarheid en het gebruik van de ondersteunende diensten in 2016, draagt het verschil tussen de prijs van de door Elia geselecteerde offertes en de uiteindelijke geselecteerde offertes die naar aanleiding van de genoemde koninklijke besluiten zijn aangepast, ongeveer zes miljoen euro.

De primaire en secundaire regeldiensten moeten maandelijks door Elia worden gerapporteerd. De CREG heeft vastgesteld dat de kosten van deze diensten in 2015 aanzienlijk lager waren. Dit is met name te danken aan de aanschaf van 100% van het volume via maandelijkse offerteaanvragen.

• De balancing

De taak van de transmissienetbeheerder bestaat erin het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektrisch vermogen in de regelzone te bewaken, te handhaven en desgewenst te herstellen, onder meer ten gevolge van eventuele individuele onevenwichtigheden veroorzaakt door de verschillende toegangsverantwoordelijken. Elia moet aan de CREG een voorstel van marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartieronevenwichtigheden ter goedkeuring voorleggen.

Op 27 mei 2015 heeft Elia een voorstel ingediend tot aanpassing van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten. Het voorstel omvat drie hoofdlijnen: de invoering van regels betreffende het primaire reservevermogen, de invoering van kortetermijnaanbestedingen voor de reservatie van een deel van het tertiaire reservevolume, en de bepaling van nieuwe voorwaarden met betrekking tot de tertiaire reservebiedingen. De CREG heeft,

³² Eindbeslissing (B)150717-CDC-1424 over het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de aanpassing van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

³³ Marktspeler die verschillende toegangspunten (injectie en/of afname) samenvoegt (aggregeert) om een cumulatief effect te genieten dat nodig is voor de deelname aan sommige markten, in het bijzonder energie (commodity), reserves of flexibiliteit.

³⁴ Verslag (RA)150717-CDC-1440 over het al dan niet manifest onredelijke karakter van de aan de NV ELIA SYSTEM OPERATOR aangeboden prijzen voor de levering van de black-startdienst voor de periode 2016-2020; Verslag (RA)151015-CDC-1466 over het al dan niet manifest onredelijke karakter van de aan de NV ELIA SYSTEM OPERATOR aangeboden prijzen voor de levering van de dienst voor de spanningsregeling in 2016; Verslag (RA)151120-CDC-1477 over het al dan niet manifest onredelijke karakter van de aan de NV ELIA SYSTEM OPERATOR aangeboden prijzen voor de levering van tertiaire reservevermogens voor het exploitatiejaar 2016.

³⁵ Advies (A)151203-CDC-1490 over een ontwerp van een koninklijk besluit houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren gedurende 22 maanden van een black-startdienst door een producent; Advies (A)151217-CDC-1497 over een ontwerp van een koninklijk besluit houdende het opleggen aan een producent van een openbare dienstverplichting die het volume en de prijs omvat van diensten voor spanningsregeling en reactief vermogen van 1 januari 2016 tot en met 31 december 2016; Advies (A)151217-CDC-1498 over een ontwerp van een koninklijk besluit houdende het opleggen aan een producent van een openbare dienstverplichting die het volume en de prijs omvat van diensten voor spanningsregeling en reactief vermogen van 1 januari 2016 tot en met 31 december 2016; Advies (A)151217-CDC-1499 over een ontwerp van een koninklijk besluit houdende het opleggen aan een producent van een openbare dienstverplichting die het volume en de prijs omvat van diensten voor spanningsregeling en reactief vermogen van 1 januari 2016 tot en met 31 december 2016; Advies (A)151217-CDC-1500 over een ontwerp van een koninklijk besluit houdende het opleggen aan een producent van een openbare dienstverplichting die het volume en de prijs omvat van diensten voor tertiaire reserves van 1 januari 2016 tot en met 31 december 2016.

na raadpleging van de markt, dit voorstel van Elia goedgekeurd bij beslissing van 17 juli 2015.³⁶ De nieuwe regels zijn integraal van toepassing vanaf 1 januari 2016.

• Geactiveerde volumes en concentratie van de offertes

In 2015 zijn de activeringen ter compensatie van de onevenwichten van de regelzone met 0,2% gedaald in vergelijking met 2014 en bedroegen ze 1.012 GWh.³⁷ Het aandeel van de secundaire reserves in deze activeringen bedroeg 57,3% in 2015, tegenover 52,7% in 2014 en 54,8% in 2013. Deze stijging is hoofdzakelijk het gevolg van de daling van de compensatie van de onevenwichten in het kader van de IGCC, die in 2015 met 19,7% (255 GWh) is gedaald in vergelijking met 2014 (317 GWh).

De neerwaartse activering van buitenlandse reserves door transmissienetbeheerders bedroeg in 2015 250 MWh, terwijl er in 2014 geen dergelijke activeringen waren (Bron: gegevens Elia).

De HHI-index betreffende de aangeboden secundaire en tertiaire reserves op de productie-eenheden bedroeg 4.299 in 2015, tegenover 4.251 in 2014 en 3.266 in 2013. De activeringen betreffende deze middelen vertegenwoordigden 99,8% van de totale energie die in 2015 ter compensatie van de onevenwichten van de regelzone werd geactiveerd, tegenover 99,9% in 2014 en 99,6% in 2013. De – lichte – stijging van de HHI-index is toe te schrijven aan de stijging van het relatieve aandeel van EDF Luminus op de markt voor productiereserves. Het aandeel van Electrabel is daarentegen nauwelijks gewijzigd.

• Prijs ter compensatie van de individuele onevenwichten

Het onevenwichtstarief is gebaseerd op een eenprijensysteem dat rekening houdt met de richting van het onevenwicht van de toegangsverantwoordelijke en de richting van het onevenwicht van de regelzone.

Tabel 3 biedt een overzicht van de evolutie van het gemiddeld (niet-gewogen) tarief van positieve onevenwichten (injectie > afname) en van negatieve onevenwichten (injectie < afname) van de toegangsverantwoordelijken voor de periode 2007-2015.

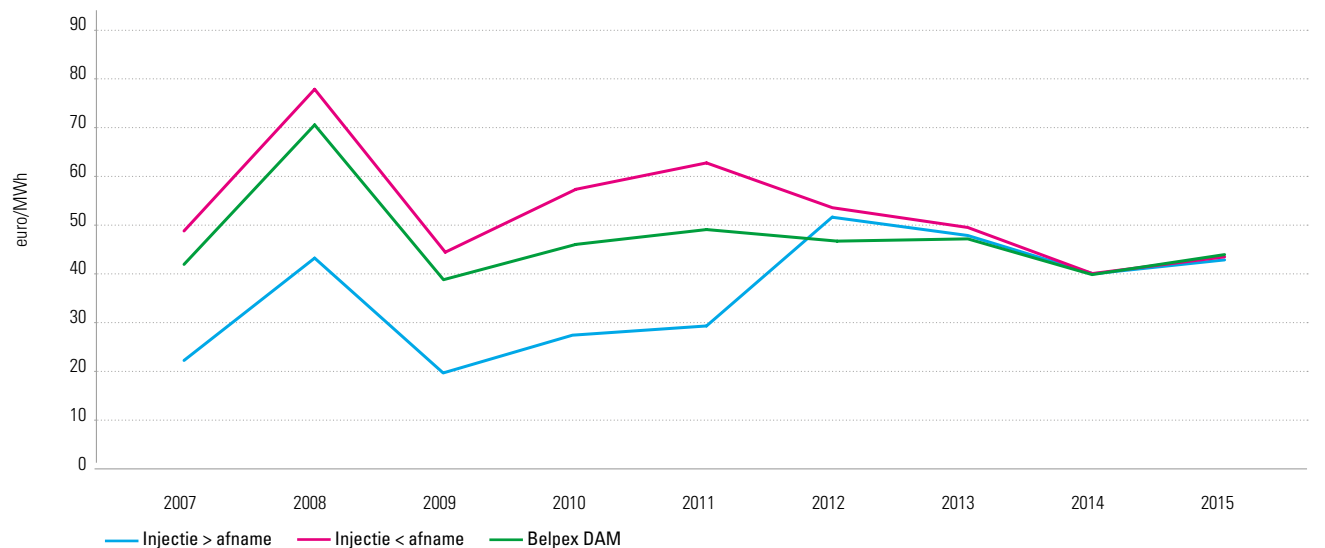
Figuur 3 laat toe om deze gemiddelde tarieven over dezelfde periode te vergelijken met de evolutie van de gemiddelde tarieven van de *day-ahead*markt van Belpex. De overgang van een tweeprijzentarief (*dual pricing* in het Engels) tot 2011

naar een eenprijzentarief (*single pricing*) vanaf 2012 is merkbaar, met een klein verschil tussen het tarief voor negatief onevenwicht en dat voor positief onevenwicht, opgevat als een incentive die gaming moet ontraden. Deze twee prijzen lagen in 2012 en 2013 zeer dicht bij elkaar en waren gemiddeld hoger dan de gemiddelde prijs van Belpex DAM, maar het verschil met de prijs van Belpex DAM is gedaald van 2012 tot 2013. In 2014 lagen deze twee prijzen aan weerskanten van de prijs van de Belpex DAM.

Tabel 3: Niet-gewogen gemiddeld onevenwichtstarief van 2007 tot 2015 (Bron: gegevens Elia)

euro/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Injectie > afname	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91	40,33	43,48
Injectie < afname	48,64	77,92	44,25	57,24	62,70	54,05	49,36	41,07	44,18

Figuur 3: Niet-gewogen gemiddeld onevenwichtstarief en prijs Belpex DAM van 2007 tot 2015 (Bronnen: gegevens Elia en Belpex)



36 Eindbeslissing (B)150717-CDC-1424 over het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de aanpassing van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

37 Door de activeringen in tegengestelde richting van de secundaire reserves binnen hetzelfde kwartier te synthetiseren, omwille van de coherentie met de gegevens van de vorige jaren.

C. Regels voor de veiligheid en betrouwbaarheid van het net en normen op het vlak van kwaliteit van de diensten en de levering

In de loop van 2015 heeft de CREG initiatieven genomen met betrekking tot de veiligheid en betrouwbaarheid van het net. De CREG heeft met name met Elia mogelijke verbeteringen aan de black-startcontracten besproken toen deze eind 2015 moesten worden hernieuwd en heeft aangegeven in welke richting ze nog kunnen evolueren.

D. Tijd die de transmissienetbeheerder heeft genomen om aansluitingen en herstellingen uit te voeren

Op het federale transmissienet was de AIT (*Average Interruption Time*) 4 minuten 58 seconden (3 minuten 12 seconden in 2014) en de AID (*Average Interruption Duration*) 27 minuten 55 seconden (59 minuten 25 seconden in 2014).

In 2015 waren er 61 incidenten op het transmissienet (66 in 2014). Aangezien het transmissienet vermaasd is, zorgen deze incidenten over het algemeen niet voor een onderbreking bij de klant. In 41% van de gevallen was er een poging tot automatische wederinschakeling. Deze pogingen waren succesvol voor de netten 380kV en 220 kV in 90% van de gevallen en voor het net 150 kV in 87% van de gevallen.

In vier gevallen was een verbinding van het federale transmissienet meer dan 24 uur onbeschikbaar. Deze verbindingen waren 42 tot 1178 uur onbeschikbaar.

E. Reddingsmaatregelen

De lezer wordt verwezen naar punt 3.4.5. van dit verslag, waarin met name het afschakelplan en de strategische reserve worden besproken, twee maatregelen die in het kader van het reddingscode kunnen worden uitgevoerd.

3.1.3.5. Nettarieven

A. Transmissienet

a) Tariefmethodologie

Zoals de CREG in haar jaarverslag 2014 uitvoerig heeft besproken, heeft zij op 18 december 2014 haar tariefmethodologie goedgekeurd voor het beheer van het transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie³⁸ voor de toepassing ervan tijdens de regulatoire periode 2016-2019.

Deze tariefmethodologie bevat de regels die de transmissienetbeheerder Elia System Operator bij de voorbereiding, opstelling en indiening van zijn tariefvoorstel voor de regulatoire periode 2016-2019 moet naleven en die de CREG zal toepassen voor de goedkeuring van de eruit voortvloeiende tarieven (zie hieronder onder b) Evolutie van de tarieven).

De CREG heeft op 26 november 2015 een bijlage 4 bij de tariefmethodologie 2016-2019 goedgekeurd.³⁹ Deze bijlage gaat over stimulansen voor belangrijke en specifieke investeringen in het transmissienet van elektriciteit die de CREG aan Elia kan toekennen voor een ad hoc vastgestelde

termijn. Het ontwerp van bijlage 4 was het voorwerp van een openbare raadpleging van 24 augustus tot en met 14 september 2015.

b) Evolutie van de tarieven

• 2012-2015

Wat de toepasselijke tarieven voor 2015 betreft, heeft de CREG, zoals vermeld in jaarverslag 2014, op 18 december 2014 enerzijds goedkeuring verleend aan het voorstel van Elia tot aanpassing vanaf 1 januari 2015 van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en van de toeslagen en heffingen die Elia toepast, en anderzijds aan het voorstel van Elia voor de overgang naar twee nieuwe diensten met ingang van 1 januari 2015 (de nieuwe dienstverlening heeft betrekking op respectievelijk de aansluiting op en de toegang tot het plaatselijk vervoersnet voor een distributienet met een exploitatiespanning op 36 kV).

Bij beslissing van 29 januari 2015 heeft de CREG een voorstel van Elia goedgekeurd tot instelling van een tarief voor de openbare dienstverplichting "strategische reserve".⁴⁰ Dit tarief bedraagt 0,6110 euro/MWh nettoafname en trad in werking op 1 februari 2015.

Bij beslissing van 17 juli 2015 heeft de CREG het tariefvoorstel goedgekeurd dat Elia heeft ingediend met het oog op de toepassing vanaf 1 september 2015 van een tweede term van het tarief voor de openbare dienstverplichting voor de financiering van steunmaatregelen voor hernieuwbare energie in Wallonië.⁴¹

38 Met het begrip net met een transmissiefunctie wordt enerzijds het transmissienet bedoeld en anderzijds de distributienetten of de lokale of regionale transmissienetten met een spanningsniveau tussen 30kV en 70kV die hoofdzakelijk dienen voor het vervoer van elektriciteit voor niet-residentiële afnemers en andere netten in België, alsook de wisselwerking tussen installaties voor de productie van elektriciteit en tussen elektrische netten met een transmissiefunctie.

39 Besluit (Z)151126-CDC-1109/9 tot vaststelling van bijlage 4 bij de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie.

40 Beslissing (B)150129-CDC-658E/32 over het voorstel van 25 november 2014 van NV ELIA SYSTEM OPERATOR tot aanpassing vanaf 1 januari 2015 van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en van toeslagen en heffingen – Strategische reserve.

41 Beslissing (B)150717-CDC-658E/35 over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel ingediend door NV ELIA SYSTEM OPERATOR NV met het oog op de toepassing vanaf 1 september 2015 van een tweede term van het tarief voor de openbare dienstverplichting voor de financiering van steunmaatregelen voor hernieuwbare energie in Wallonië.

Bij beslissing van 24 september 2015,⁴² heeft de CREG de goedkeuring verlengd van het voorstel tot aanpassing van de toepassingsmodaliteiten van het tarief voor het handhaven en herstellen van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken van 7 oktober 2014 voor de maanden november en december 2015 (zie jaarverslag 2014 van de CREG, punt 3.1.3.4, A, b).

Tot slot heeft de CREG op 17 december 2015, naar aanleiding van arrest nr. 2015/258 van het Hof van Beroep van Brussel van 25 maart 2015, een beslissing genomen tot wijziging van de Nederlandse versie van beslissing nr. 658E/26 van 16 mei 2013.⁴³

• 2016-2019

Op 25 juni 2015 hebben de CREG en Elia een overeenkomst bereikt over de modaliteiten van de regulering met stimulan- sen die van toepassing is op Elia voor de periode 2016-2019.⁴⁴

Op 30 juni 2015 heeft Elia een nieuw tariefvoorstel bij de CREG ingediend voor de regulatoire periode 2016-2019.

De CREG heeft op 9 oktober 2015 haar ontwerpbeslissing bekendgemaakt,⁴⁵ waarin ze besluit dat het tariefvoorstel van Elia op meerdere punten dient te worden aangepast om door de CREG te kunnen worden goedgekeurd. Omwille van de transparantie en om de nieuwe tarieven vanaf januari 2016 zo efficiënt mogelijk te kunnen toepassen, heeft de CREG op 30 oktober 2015 alle elementen gepubliceerd van de nieuwe tariefstructuur die in haar ontwerpbeslissing van 9 oktober 2015 niet werden verworpen.

Op 3 december 2015 heeft de CREG het tariefvoorstel van Elia goedgekeurd voor de regulatoire periode 2016-2019. In overeenstemming met de tariefmethodologie van de CREG, vertoont de nieuwe tariefstructuur van Elia heel wat evoluties ten opzichte van de vorige regulatoire periodes.⁴⁶ Enkele

voorbeelden hiervan zijn het kleinere aantal klantengroepen (drie in plaats van vier), het schrappen van de tarieven voor het onderschreven vermogen, de invoering van tarieven voor de maandelijkse en jaarlijkse afnamepunten, de veralgemeen- ing van het tarief voor het ter beschikking gesteld vermogen en, tot slot, het nieuwe tarief voor de integratie van de markt.

Door deze evoluties is het onmogelijk om de tarieflast van de regulatoire periodes te vergelijken op basis van de oude typeklantprofielen. De CREG heeft bijgevolg nieuwe klan- tenprofielen opgesteld om de evolutie van hun respectieve tarieflast voor de periode 2013-2019 te kunnen vergelijken.

De evolutie van de tarieflast (zonder aansluiting, ODV-tarie- ven en toeslagen) voor de gebruikers van het transmissienet wordt weergegeven in de onderstaande tabel.

⁴² Beslissing (B)150924-CDC-1461 betreffende het voorstel tot aanpassing van de toepassingsmodaliteiten van het tarief voor het handhaven en herstellen van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken.

⁴³ Beslissing (B)151217-CDC-658E/37 wijziging van de Nederlandstalige versie van Beslissing (B)130516-CDC-658 E/26 betreffende het correctief tariefvoorstel van NV Elia System Operator van 2 april 2013 voor de regulatoire periode 2012-2015.

⁴⁴ De volledige tekst van de overeenkomst kan op de website van de CREG worden geraadpleegd.

⁴⁵ Ontwerpbeslissing (B)151009-CDC-658E/36 betreffende de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de regulatoire periode 2016 -2019.

⁴⁶ Beslissing (B)151203-CDC-658E/36 betreffende de vraag tot goedkeuring van het aangepaste tariefvoorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de regulatoire periode 2016-2019.

Tabel 4: Evolutie van de tarieflast (zonder aansluiting, ODV-tarieven, toeslagen en btw) voor de transmissienetgebruikers van 2013 tot 2019 (Bron: CREG)

NETKOSTEN (GEBRUIK EN ONDERSTEUNENDE DIENSTEN) Typeklanten (in euro/MWh)	Tarieven 2013 (1)	Tarieven 2014-2015 (2)	Tarieven 2016 (3)	Tarieven 2017 (4)	Tarieven 2018 (5)	Tarieven 2019 (6)	Gemiddelde tarieven 2016-2019 (7)	2016-2019 t.o.v. 2014-2015 (8) = (7)/(2)%
Volgens beslissing CREG d.d.	658E/26 16/05/2013	658E/26 16/05/2013	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015		
TYPEKLANT IN NETTEN 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/jaar ; 35 MW/maand ; 155 GWh)								
GEBRUIK VAN HET NET	n.a.	n.a.	3,5643	3,4807	3,5120	3,6228	3,5450	
VERMOGENSRESERVES EN BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATIE VAN DE MARKT	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAAL	4,8400	5,4200	4,8300	4,9600	5,2700	5,5800	5,1600	95%
TYPEKLANT IN NETTEN 70-36-30 kV (12 MVA ; 6 MW/jaar ; 7 MW/maand ; 32 GWh)								
GEBRUIK VAN HET NET	n.a.	n.a.	6,6343	6,5607	6,5420	6,7028	6,6100	
VERMOGENSRESERVES EN BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATIE VAN DE MARKT	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAAL	7,9000	9,0050	7,9000	8,0400	8,3000	8,6600	8,2250	91%
TYPEKLANTTRANSFORMATIE NAAR MIDDENSPANNING (50 MVA ; 20 MW/jaar ; 17 MW/maand ; 90 GWh)								
GEBRUIK VAN HET NET	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
VERMOGENSRESERVES EN BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATIE VAN DE MARKT	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAAL	9,9900	11,4000	11,4000	11,5500	11,7200	12,0400	11,6775	102%
Injectietarief - Vermogensreserves en black start	0,9111	0,9111	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	106%

• Offshoretoeslag

De CREG besluit, voor het boekjaar 2016, enerzijds dat het geraamde bedrag dat moet worden gedekt door de toeslag waarvan sprake is in hoofdstuk III van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, 265.428.568 euro bedraagt, en anderzijds dat het geschatte volume netto afgenomen energie 69.372.690 MWh bedraagt. De CREG stelt op deze basis voor⁴⁷ om het bedrag van de offshoretoeslag voor de compensatie van de reële nettokost die Elia moet dragen als gevolg van de aankoop- en verkoopverplichting van groene certificaten, voor 2016 vast te leggen op 3,8261 euro/MWh. Het bedrag van deze offshoretoeslag ligt 5,5% lager dan in 2015.

c) Saldi

In haar ontwerpbeslissing van 7 mei 2015⁴⁸, die gebaseerd is op het tariefverslag voor het boekjaar 2014 dat Elia op 25 februari 2015 aan de CREG heeft voorgelegd, verzoekt de CREG Elia om haar tariefverslag aan te passen om een goedkeuring te verkrijgen voor de exploitatiesaldi van 2014.

Met inachtneming van het aangepast tariefverslag met inbegrip van de exploitatiesaldi betreffende het exploitatiejaar 2014, als ingediend door Elia op 10 juni 2015, heeft de CREG beslist⁴⁹:

- het gedeelte van het aangepast tariefverslag van Elia van 10 juni 2015 over i) het saldo van groep 1 dat moet overgedragen worden naar de tarieven 2016-2019 en ii) gerapporteerde saldi met betrekking tot de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en toeslagen goed te keuren;
- bepaalde elementen van het tarifaire resultaat 2014 te herclassificeren naar het niet-tarifaire resultaat 2014 en het resultaat van de niet-gereguleerde activiteiten, hoewel deze

elementen geen directe financiële impact hebben op de netgebruikers.

Bijgevolg dient het tarifair excedent 2014, dat voor het exploitatiejaar 2014 werd vastgesteld op 69.908.313,56 euro, toegevoegd te worden aan de som van de exploitatiesaldi van de boekjaren 2011, 2012 en 2013.

Op die manier moet Elia in haar tariefvoorstel voor de regulatoire periode 2016-2019 rekening houden met een globaal tarifair excedent van 142.539.081,54 euro. Dat bedrag komt dus integraal in mindering van de nettokosten die tijdens deze periode door de nettarieven gedekt moeten worden.

Het saldo van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en de toeslagen bedraagt 63.431.543,36 euro. Dit bedrag wordt in de balansrekeningen van Elia geboekt als een vordering.

B. Distributienetten

• Evolutie van de tarieven

In tegenstelling tot de vorige jaren, worden in dit jaarverslag 2015 de tariefmethodologie voor de distributietarieven en de vergelijkingstabellen van de tarieven van de distributienetbeheerders niet meer opgenomen. Als gevolg van de zesde staatshervorming werd immers de bevoegdheid op het vlak van distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas overgedragen naar de gewesten (zie ons jaarverslag 2014, punt 2.1).

In een studie van 30 april 2015 over de componenten van de elektriciteits- en aardgasrijzen (zie ook punt 3.2.1.1 van dit verslag) heeft de CREG toch nog de distributietarieven geanalyseerd.

Voor wat elektriciteit betreft, blijkt uit de studie dat het distributienettarief voor de residentiële klant tussen januari 2007 en december 2014 is toegenomen met gemiddeld 145,73 euro/jaar (+99,96%) in Vlaanderen, 48,31 euro/jaar (+32,42%) in Wallonië en 67,49 euro/jaar (+47,81%) in Brussel. Dit is te wijten aan onder meer de gestegen kosten voor openbaredienstverplichtingen, de gestegen energiekosten voor het compenseren van de netverliezen en de invoering van de meerjarentarieven.

Voor de professionele klant is het distributienettarief tussen januari 2007 en december 2014 toegenomen met gemiddeld 1.553,05 euro (+43,25%) in Vlaanderen en 1.573,33 euro (+37,48%) in Wallonië; het is afgenomen met 101,37 euro (-1,87%) in Brussel. Dit is te wijten aan onder meer de gestegen kosten voor openbaredienstverplichtingen, de gestegen energiekosten voor het compenseren van de netverliezen en de invoering van de meerjarentarieven.

Voor wat aardgas betreft, blijkt uit de studie dat het distributienettarief voor de residentiële klant tussen januari 2007 en december 2014 is toegenomen met gemiddeld 88,60 euro/jaar (+37,71%) in Vlaanderen, 125,91 euro/jaar (+51,51%) in Wallonië en 60,52 euro/jaar (+23,34%) in Brussel. Dit is te wijten aan de overdrachten van de tekorten van de afgelopen jaren, de gestegen openbaredienstverplichtingen en de invoering van de meerjarentarieven.

Voor de professionele klant is de stijging van het distributienettarief tussen januari 2007 en december 2014 (+ 1.668,68 euro in Vlaanderen, + 3.205,69 euro in Wallonië en + 3.383,77 euro in Brussel) echter kleiner doordat de kosten van openbaredienstverplichtingen vooral aan residentiële klanten worden toegewezen.

47 Voorstel (C)151203-CDC-1388 betreffende de berekening van de toeslag bestemd om de reële nettokosten te compenseren die door de netbeheerder gedragen worden naar aanleiding van de aankoop- en verkoopverplichting van groene certificaten in 2016. Het bedrag van de toeslag bestemd om de reële nettokosten te compenseren die door de netbeheerder gedragen worden naar aanleiding van de aankoop- en verkoopverplichting van groene certificaten in 2016 werd vastgesteld op 3,8261 euro/MWh bij ministerieel besluit van 22 december 2015 (Belgisch Staatsblad van 28 december 2015).

48 Ontwerpbeslissing (B)150507-CDC-658E/33 betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door de NV Elia System Operator betreffende het exploitatiejaar 2014.

49 Beslissing (B)150625-CDC-658E/33 betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi ingediend door de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende het exploitatiejaar 2014 en zoals aangepast door het aangepast tariefverslag.

• Saldi

Begin 2011, 2012, 2013 en 2014 heeft de CREG van de distributienetbeheerders de verslagen ontvangen betreffende de toepassing van hun tarieven in 2010, 2011, 2012 en 2013. De CREG heeft besloten om geen beslissingen te nemen over de gerapporteerde saldi (zie jaarverslag 2014, punt 3.1.3.4., B, c).

In maart 2014 leidde INFRAX een procedure in tegen de CREG en de VREG (in gemeenverklaring). Via deze procedure wenste INFRAX (voor haar distributienetbeheerders InterEnergia, Infrax West, IVEG en PBE) van de rechter duidelijkheid te verkrijgen over welke regulator (de federale dan wel de regionale) een beslissing moet nemen over de vaststelling van de saldi voor de periode 2010 tot en met 2013.

In het arrest van 30 juni 2015 oordeelt het Hof van Beroep te Brussel evenwel dat de CREG ten onrechte weigerde te beslissen over de regulatoire saldi, maar dat de VREG thans de bevoegde regulator is voor de bepaling en de bestemming van de saldi. Het Hof oordeelt ook in zijn arrest dat de CREG alle noodzakelijke informatie op eerste verzoek moet overmaken aan de VREG, wat ze in juli en augustus 2015 heeft gedaan. In aanloop naar de bevoegdheidsoverdracht van de bepaling van de distributienettarieven van het federale naar het regionale niveau had de CREG reeds diverse gegevens overgemaakt.

3.1.4. Grensoverschrijdende kwesties

3.1.4.1. Toegang tot grensoverschrijdende infrastructuur

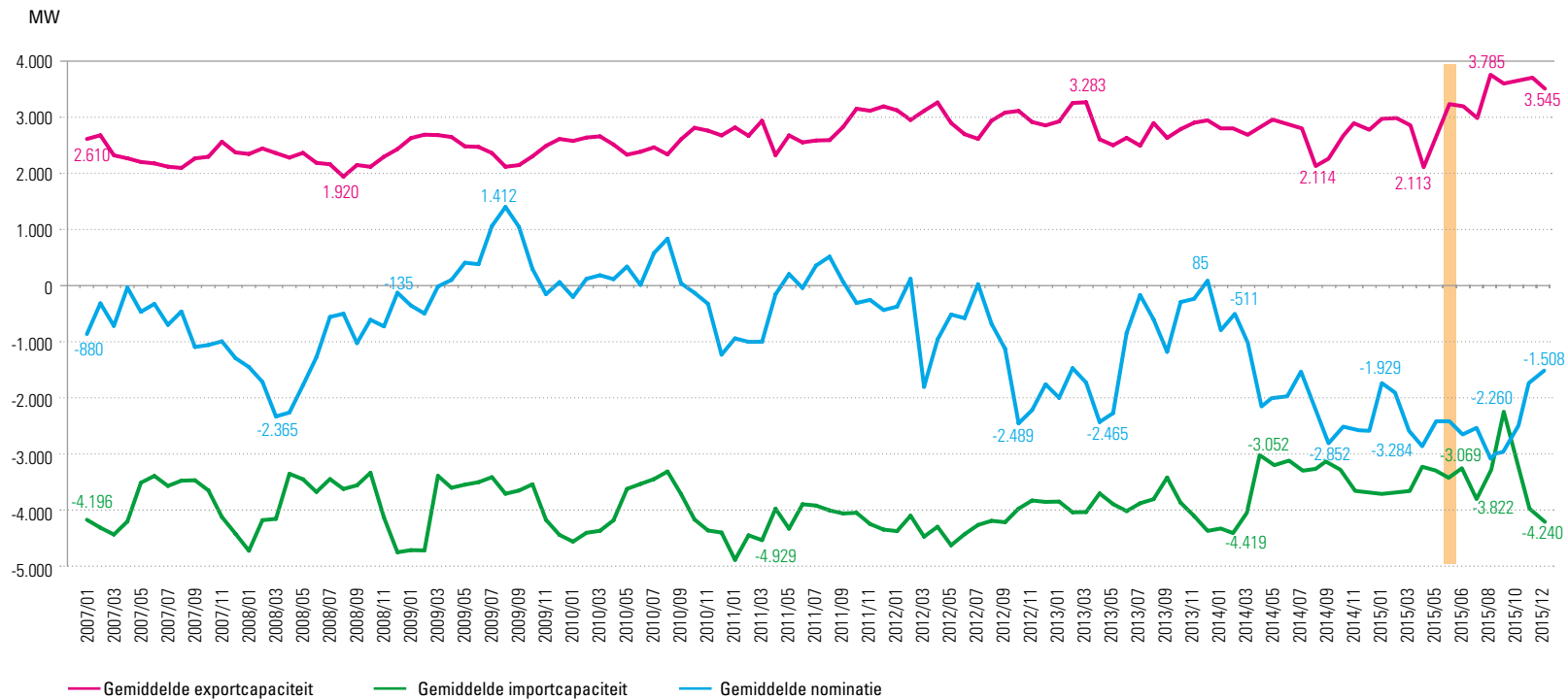
Ook in 2015 bleef de bruto elektriciteitsimport licht toenemen en dit voor het zesde jaar op rij. De bruto fysische import bedroeg in 2015 ongeveer 23,7 TWh tegenover 23,4 TWh in 2014. De bruto fysische export bedroeg in 2015 ongeveer 2,7 TWh, tegenover 4,7 TWh in 2014. De netto fysische import is in 2015 verder gestegen met 12,2%, terwijl deze tussen 2013 en 2014 reeds bijna was verdubbeld.

De volgende figuur toont de evolutie van de import- en exportcapaciteit (maandelijks gemiddelde) die ter beschikking wordt gesteld van de day-aheadmarkt, samen met het totale nettogebruik ervan. Uit deze figuur blijkt dat 2015, net zoals de jaren 2012 tot 2014, extreme evoluties heeft gekend wat betreft het gebruik (nominatie) van de interconnectiecapaciteit. Naast de bijzondere situatie van het Belgisch nucleair park sinds 2012, werd op 20 mei 2015 de flowbased-marktkoppeling tussen de vijf landen van de CWE-regio ingevoerd, voor levering op 21 mei 2015 (zie de rode rechthoek op de grafiek); en werd het berekeningsmechanisme voor de beschikbare transmissiecapaciteit (*Available Transmission Capacity*, ATC) vervangen. De flowbased-marktkoppeling is een berekenings- en toewijzingsmethode van de gecombineerde commerciële transmissiecapaciteit. Hiermee kan de markt in de transmissiecapaciteit voorzien op de plaats waar het meeste maatschappelijk welzijn wordt gecreëerd. Dit betekent in theorie dat er meer capaciteit kan worden toegewezen voor de dagmarkt, wat tot een lagere commerciële transmissiecapaciteit in het intraday-tijdsbestek kan leiden.

Het gemiddelde maandelijkse commerciële maximumgebruik voor import was in 2015 gedurende 8 van de 12 maanden meer dan 2.000 MW. De maand augustus 2015 was het hoogtepunt van de beschouwde periode. Als we de gemiddelden bekijken dan was de invoer in augustus 2015 (3.069 MW) hoger dan in april 2013 (2.465 MW), september 2014 (2.852 MW) en oktober 2012 (2.489 MW). De netto-invoer in 2015 was nog belangrijker dan die van 2014. Deze situatie is hoofdzakelijk het gevolg van de onbeschikbaarheid van verscheidene kerncentrales, waaronder Tihange 2 en Doel 3, die sinds 25 maart 2014 permanent stillagen en respectievelijk op 14 en 20 december 2015 opnieuw van start gingen.

In het algemeen neemt de gemiddelde importcapaciteit sinds 2011 af. Deze afname houdt verband met de factoren waarmee de TNB's van de CWE-regio en meer bepaald Elia rekening houden bij hun berekening van de commerciële import- en exportcapaciteit. Deze evolutie is niet enkel te wijten aan de onbeschikbaarheid van verscheidene kerncentrales en het overeenkomstige reactieve vermogen, maar ook aan het volume en de onvoorspelbare aard van de *loop flows*, de verwachtingen met betrekking tot de staat van het net of de technische storings van onderdelen van het net. Het seizoenskarakter van de importcapaciteit (meer capaciteit in de winter en minder in de zomer) was minder uitgesproken tussen 2011 en 2013. Hoewel deze seizoensinvloeden zich ook in 2014 hadden voorgedaan, was 2015 helemaal anders. Voor de beschouwde periode bereikte de gemiddelde invoer van elektrische energie haar laagste niveau in september 2015, de maand waarin het minste elektrische energie van nucleaire oorsprong wordt geproduceerd.

Figuur 4: Beschikbaarheid en gebruik van de interconnectiecapaciteit van 2007 tot 2015 (Bron: CREG)



Uit de tabel hiernaast blijkt dat de gemiddelde exportcapaciteit in 2015 516 MW is gestegen in vergelijking met 2014. De gemiddelde importcapaciteit is dan weer voor het vierde jaar op rij gedaald. De gemiddelde nominatie (gebruik) is in 2015, net zoals sinds 2011, negatief gebleven (wat wijst op een commerciële import), vergeleken met de positieve nominaties in 2009 en 2010 (wat wijst op een commerciële export). In 2015 voerde de Belgische regelzone dus nog meer netto-energie in dan in alle andere jaren van de beschouwde periode.

Tabel 5: Gemiddelde export- en importcapaciteit en gemiddelde nominatie per jaar (MW)
(Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)

Jaar	Gemiddelde exportcapaciteit	Gemiddelde importcapaciteit	Gemiddelde nominatie netto-export
2007	2.317	-3.908	-711
2008	2.242	-3.882	-1.212
2009	2.460	-3.877	316
2010	2.558	-4.023	23
2011	2.791	-4.250	-253
2012	2.971	-4.245	-1.050
2013	2.821	-3.933	-1.109
2014	2.697	-3.562	-1.910
2015	3.213	-3.492	-2.379
Gemiddelde	2.674	-3.908	-921

De volgende tabel geeft de evolutie weer van de jaarlijkse opbrengsten van de import- en exportcapaciteiten die door de marktspelers worden verworven in het kader van expliciete veilingen, die geldig zijn voor het volgende jaar of de volgende maand. Uit deze tabel blijkt dat de marktspelers in 2015 jaarlijkse en maandelijkse capaciteit hebben kunnen verkrijgen voor een bedrag dat bijna 35,5 miljoen euro meer bedraagt dan het voorgaande jaar. De totale geveilde capaciteit is van 15,3 miljoen euro in 2011 gestegen naar 102,1 miljoen euro in 2015.

De marktspelers verwachtten in 2015 dus nog meer dan in de voorgaande jaren aanzienlijke prijsverschillen met Nederland en Frankrijk.

Tabel 6: Jaarlijkse opbrengst van de geveilde capaciteit (in miljoen euro) (Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)

Jaar	Jaarlijkse veilingen	Maandelijkse veilingen	Totaal
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,1	102,1

Ondanks de implementatie in november 2010 van de koppeling van de markten van vijf landen van de CWE-regio (Luxemburg, België, Nederland, Frankrijk en Duitsland), worden er nog steeds prijsverschillen tussen de day-aheadbeurzen vastgesteld. Deze verschillen wijzen op een verzadiging van de commerciële interconnectiecapaciteit tussen twee markten. Het prijsverschil geeft de ernst van de waargenomen congesties weer. Bij een flowbased-marktkoppeling worden de commerciële congesties

op de CWE-markt gegenereerd door congesties van belangrijke CWE-netwerkonderdelen, de zogenaamde *critical branches*. Deze congesties beperken de import- en exportmogelijkheden van België op D-1. De congestierentes van de dagmarkt hangen af van het prijsverschil en de bijkomende stromen op de *critical branches*, gegenereerd door de koppeling van de flowbasedmarkt.

De evolutie van de commerciële congestierentes op D-1 voor de Belgische markt in de periode van 1 januari 2007 tot 20 mei 2015 wordt getoond in figuur 5. De figuur toont de totale inkomsten van de dagmarkt per grens. In praktijk wordt deze som verdeeld tussen de houders van langetermijnrechten en de transmissienetbeheerders aan beide zijden van de grens.

2015 is niet meer te vergelijken met de vorige jaren als gevolg van de implementatie van de flowbased-marktkoppeling tussen vijf landen van de CWE-regio op 21 mei 2015. Tot dan konden de congestierentes per grens worden berekend. Sinds 21 mei 2015 worden de congestierentes per transmissienetbeheerder bepaald.

Op 20 mei 2015 bedroegen de congestierentes per grens 35,6 miljoen euro, een jaar eerder bedroegen ze voor dezelfde periode 33,3 miljoen euro. Op de grenzen tussen Frankrijk (21,6 miljoen euro) en Nederland (14,0 miljoen euro) naar België zijn de rentes gestegen, voor de tegenovergestelde richting waren er daarentegen geen congestierentes. De congestierentes werden gegenereerd door import vanuit Frankrijk (60,7%) en Nederland (39,2%).

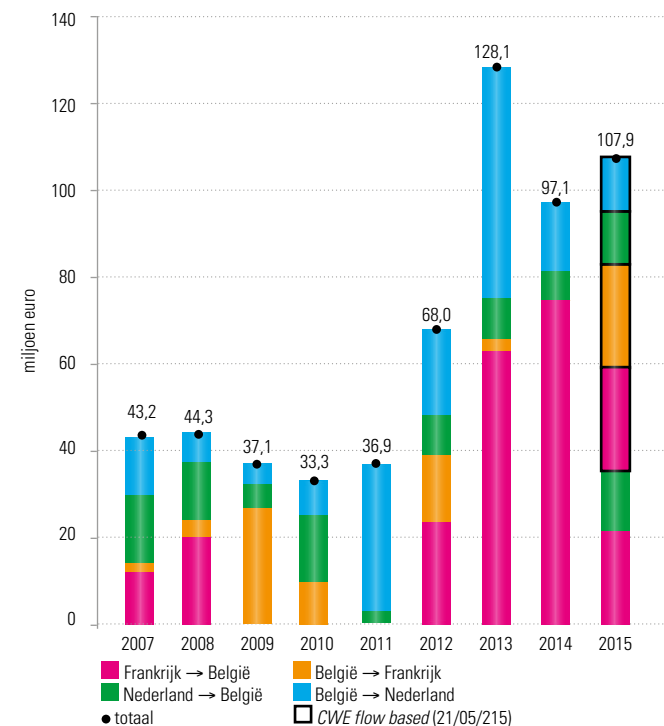
De congestierentes worden voor de periode tussen 1 juni en 31 december 2015 (de gegevens tussen 21 en 31 mei 2015 zijn niet beschikbaar) geraamd op 72,3 miljoen euro.

De congestierentes bedragen in totaal 107,9 miljoen euro voor 2015, dit komt neer op een stijging van 11,1% in verhouding tot de congestierentes van 2014. Bij een flowbasedmodel zouden de congestierentes lager moeten zijn dan bij het ATC-systeem dat vóór 21 mei 2015 werd gebruikt. In 2015 waren de

omstandigheden echter anders dan in 2014 wat betreft de behoefte aan uitwisselingen tussen CWE-landen, *loop flows* en de beschikbaarheid van het net. Dit verklaart gedeeltelijk waarom de congestierentes in 2015 niet gedaald zijn in vergelijking met 2014.

De regulatoren van de CWE-regio hebben de huidige verdeling van de congestierentes in die zone aanvaard, op voorwaarde dat ze regelmatig wordt opgevolgd. Op vraag van de CWE-regulatoren kan de methode voor de verdeling worden herzien. Bovendien zullen alle Europese transmissienetbeheerders een methode voor de verdeling moeten indienen in het kader van verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

Figuur 5: Dagelijkse congestierentes van de marktkoppeling (Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)



3.1.4.2. Analyse van het investeringsplan van de transmissienetbeheerder over de overeenstemming met het ontwikkelingsplan van het net in de gehele Europese Unie

De lezer wordt eveneens verwezen naar punt 3.4.2 van dit verslag.

3.1.4.3. Verdeling van de capaciteiten tussen België en Nederland

De CREG heeft op 9 oktober 2015 het voorstel van de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit, Elia, over de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de jaarlijkse, maandelijkse en dagelijkse tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland goedgekeurd.⁵⁰ In deze beslissing vraagt de CREG aan Elia eveneens om in samenwerking met de andere beheerders van het transmissienet in de Centraal West-Europese (CWE) regio deze regels in de toekomst te harmoniseren en te optimaliseren. Deze beslissing werd onderworpen aan een voorafgaande raadpleging georganiseerd door de CREG. De documenten met betrekking tot deze raadpleging zijn gepubliceerd op de website van de CREG.

3.1.4.4. Toewijzing van de beschikbare capaciteit op lange termijn

De CREG heeft op 9 oktober 2015 het voorstel van de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit, Elia, over de methode voor de toewijzing van de beschikbare jaar- en maandcapaciteiten voor energie-uitwisselingen met andere biedzones aan de toegangsverantwoordelijken enerzijds en

de toewijzingsregels van capaciteit middels schaduwveilingen anderzijds, goedgekeurd.⁵¹

De beslissing omvat de geharmoniseerde Europese veilingregels op het gebied van langetermijnrechten (toewijzingsregels van jaarlijkse en maandelijkse transmissiecapaciteiten) alsook de toewijzingsregels middels schaduwveilingen van dagcapaciteiten wanneer de impliciete marktkoppeling ontbreekt. Deze regels zullen voor 2016 reeds worden toegepast voor de veilingen van jaarlijkse en maandelijkse transmissiecapaciteiten. De belangrijkste wijziging betreft de invoering van financiële transmissierechten (*Financial Transmission Rights* of FTR) in plaats van de fysieke transmissierechten (*Physical Transmission Rights* of PTR). De CREG verwacht dat de FTR hetzelfde niveau van vastheid bieden als de PTR die momenteel worden toegepast.

De CREG heeft echter de bijlage 1 van de nieuwe geharmoniseerde Europese veilingregels slechts voor 1 jaar goedgekeurd. De CREG heeft aan Elia gevraagd om over een jaar of, in voorkomend geval eerder, wanneer de bepalingen van de *Forward Capacity Allocation Guideline* een nieuwe indiening voorschrijven, een nieuw voorstel voor te leggen voor deze bijlage 1, die de invoering van de financiële transmissierechten vaststelt.

Deze beslissing werd onderworpen aan een voorafgaande raadpleging georganiseerd door de CREG. De documenten met betrekking tot deze raadpleging zijn op de website van de CREG gepubliceerd.

3.2. Mededinging

3.2.1. Prijsmonitoring op groot- en kleinhandelsniveau

3.2.1.1. Studies uitgevoerd door de CREG in 2015

• Kmo's en zelfstandigen binnen de energiemarkt

De CREG heeft eind 2014 een workshop georganiseerd rond het thema "Energieprijzen voor kmo's en zelfstandigen, heeft u even tijd? ". De CREG heeft in dit kader in maart 2015 een studie uitgevoerd die aantoont dat er voor KMO's en zelfstandigen aanzienlijke besparingsmogelijkheden bestaan.⁵² Op basis van de energiefactuur zijn er slechts 15 minuten nodig om een correcte prijsvergelijking uit te voeren en zo forse besparingen te realiseren.

• Kostenstructuur door de nucleaire centrales

De CREG heeft in maart 2015 op verzoek van de minister van Energie een studie verricht over een update van de kostenstructuur en de economische waardering van de nucleaire elektriciteitsproductie op basis van gegevens van het jaar 2014.⁵³ Het doel van de studie is om aan de minister een zo exhaustief mogelijke waardering te geven van de winsten uit de nucleaire activiteiten, op basis van de informatie meegeleverd door de betrokken partijen.

• Prijscomponenten

De in april 2015 uitgevoerde studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen heeft als doel de evolutie te onderzoeken van de elektriciteits- en aardgasprijs aan de eindafnemer voor de periode 2007-2014.⁵⁴ Deze studie geeft belangrijke inzichten in de evolutie van de specifieke samenstellende delen van de elektriciteits- en aardgasprijzen.

50 Eindbeslissing (B)151009-CDC-1436 over de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland.

51 Eindbeslissing (B)151009-CDC-1446 over het voorstel van de NV Elia System Operator van de methode voor de toewijzing van de beschikbare jaar- en maandcapaciteiten voor energie-uitwisselingen met andere biedzones aan de toegangsverantwoordelijken alsook de toewijzingsregels van dagcapaciteit middels schaduwveilingen.

52 Studie (F)150305-CDC-1408 over de KMO's en de zelfstandigen binnen de energiemarkt.

53 Studie (F)150312-CDC-1407 over een update van de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België, de economische waardering van nucleaire elektriciteitsproductie en een raming van de winsten uit deze activiteiten.

54 Studie (F)150430-CDC-1419 over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen.

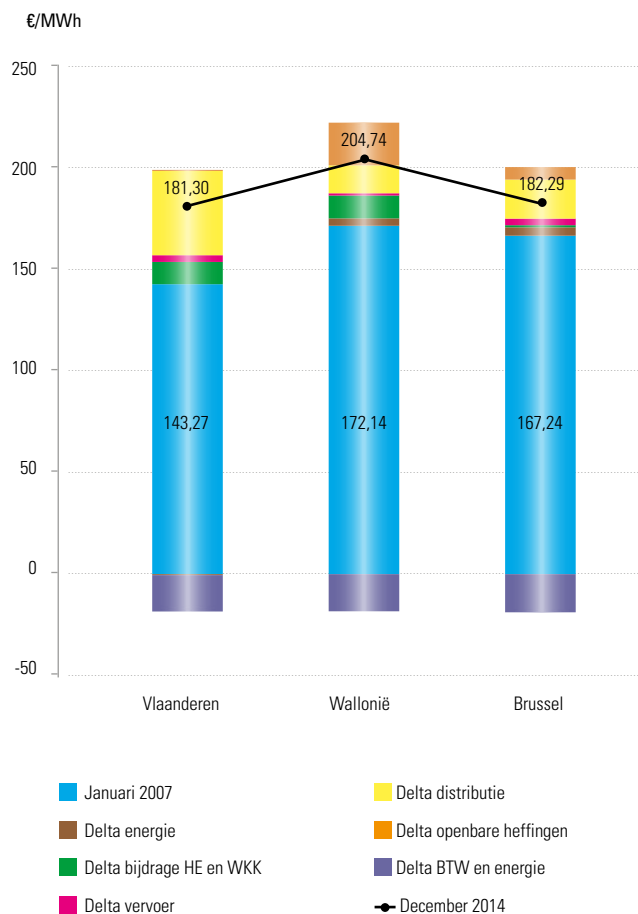
Voor elektriciteit is de gemiddelde prijs aan de residentiële klant tussen januari 2007 en december 2014 gestegen met 20,78%. De gefactureerde prijs is gemiddeld gestegen met 38,02 euro/MWh in Vlaanderen, met 32,59 euro/MWh in Wallonië en met 15,05 euro/MWh in Brussel. Deze stijging wordt verklaard door de evolutie van het distributienettarief, de bijdrage hernieuwbare energie en WKK en de openbare heffingen.

De gemiddelde prijs voor elektriciteit aan de professionele klanten is gestegen met 3,31%. De gefactureerde prijs aan de eindgebruiker is gedaald met 11,79 euro/MWh in Brussel, en met 0,07 euro/MWh in Vlaanderen. In Wallonië is de prijs gestegen met 19,52 euro/MWh. Deze evoluties worden verklaard door de evolutie van het distributienettarief, de bijdrage hernieuwbare energie en WKK en de openbare heffingen.

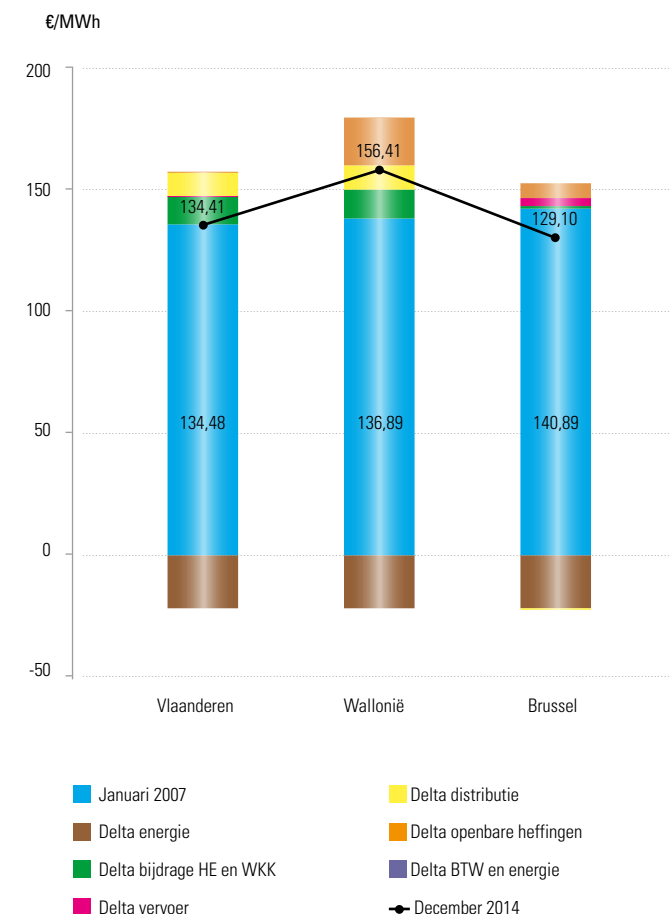
Voor aardgas is de gemiddelde prijs aan de residentiële klant met 27,90% gestegen. De prijs aan de eindgebruiker is gestegen met gemiddeld 12,43 euro/MWh in Vlaanderen, met 16,52 euro/MWh in Wallonië en met 11,43 euro/MWh in Brussel. Deze evoluties worden verklaard door de evolutie van de energieprijzen, het distributienettarief en de openbare heffingen.

De aardgasprijs aan de professionele klanten is met 20,90% gestegen. De gefactureerde prijs is gestegen met gemiddeld 5,99 euro/MWh in Vlaanderen, met 7,23 euro/MWh in Wallonië en met 7,06 euro/MWh in Brussel. Deze evoluties worden verklaard door de evolutie van de energieprijzen, het distributienettarief en de openbare heffingen.

Figuur 6: Gemiddelde evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs per gewest voor een typeklant Dc⁵⁵ (01/2007-12/2014) (Bron: CREG)



Figuur 7: Gemiddelde evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs per gewest (voor een typeklant Ic⁵⁶) (01/2007-12/2014) (Bron: CREG)

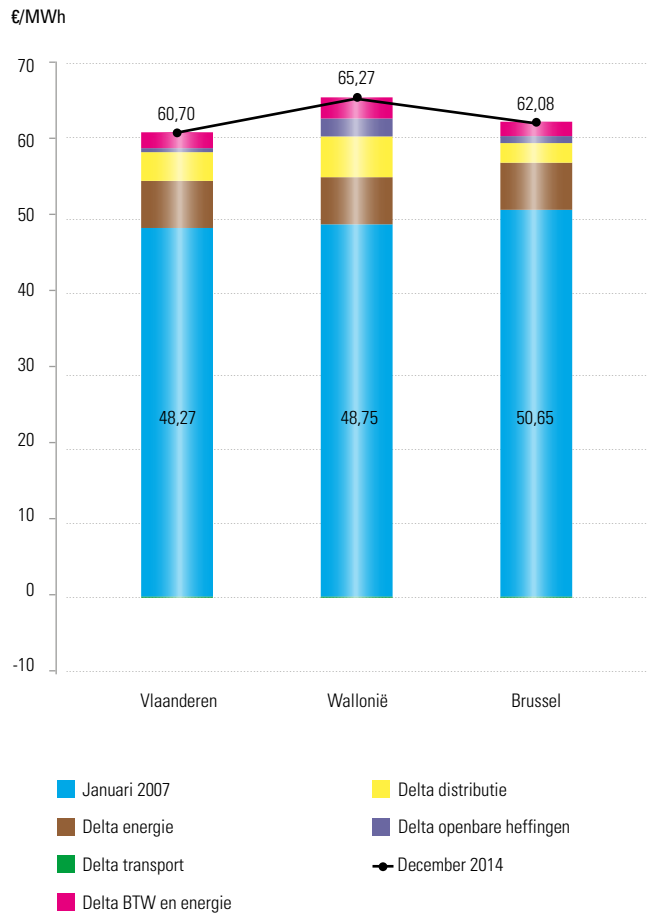


⁵⁵ Dc is een residentiële afnemer met een verbruik van 3.500 kWh per jaar. Hij heeft een aansluitingsvermogen van 4 tot 9 kW en wordt bevoorradt in laagspanning. Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over 1.600 kWh overdag en 1.900 kWh 's nachts. De berekeningen gaan uit van een gezin van vier personen (500 kWh gratis in Vlaanderen).

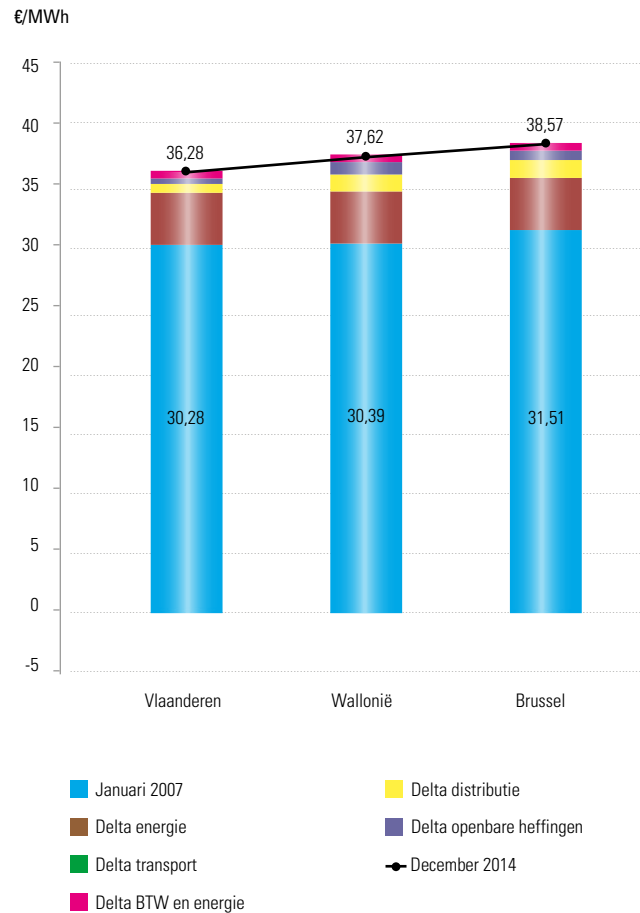
⁵⁶ Ic is een professionele afnemer met een maximum jaarvermogen van 111 kVA, bevoorradt in LS (0,23 tot 0,4 kV). Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over 135.000 kWh overdag en 25.000 kWh 's nachts.

Ic1: deze studie geeft tevens de voornaamste evoluties weer van de prijscomponenten van een afnemer wiens verbruiksprofiel identiek is met dat van Ic maar waarvan de aansluiting in middenspanning (MS) gebeurt (net 26-1kV). Met deze typeklant wordt verwezen naar Ic1.

Figuur 8: Gemiddelde evolutie van de componenten van de aardgasprijs per gewest voor een typeklant T2⁵⁷ (01/2007-12/2014) (Bron: CREG)



Figuur 9: Gemiddelde evolutie van de componenten van de aardgasprijs per gewest voor een typeklant T4⁵⁸ (01/2007-12/2014) (Bron: CREG)



• Werking van en prijsevolutie op de groothandelsmarkten voor elektriciteit in 2014

Zoals elk jaar sinds 2007 onderzoekt de CREG de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit gedurende het afgelopen jaar.⁵⁹ De bedoeling van de studie is om te informeren over een aantal belangrijke aspecten van de Belgische elektriciteitsmarkt, waaronder de productie, het verbruik, de uitwisseling van elektriciteit op de elektriciteitsbeurzen, de interconnecties met het buitenland en de balancerings.

De CREG doet hierin de volgende vaststellingen:

- In 2014 werd de dalende trend van het aantal draaiuren van de gascentrales doorbroken. Het simultaan stilleggen van meerdere kerncentrales met een totaal gecumuleerd vermogen tot 4.000 MW gedurende meerdere weken leidde vooral op het einde van het jaar tot significant meer draaiuren voor de gascentrales in België. Ook de invoer uit het buitenland steeg sterk.
- In 2014 bleek dat de benodigde piekcapaciteit niet verminderde, ondanks de gestegen windproductie. Wat wel opvalt is dat de toenemende aanwezigheid van windcapaciteit ertoe leidt dat de piekcapaciteit een lagere benuttingsgraad heeft. Dit kan nefast zijn voor de rendabiliteit van de piekproductiecentrales, maar is positief voor de ontwikkeling van *demand response*.
- In 2014 zette de trend van het dalend piekverbruik, zoals gemeten door Elia, zich voort. Ten opzichte van 2007 verminderde het piekverbruik met 1.300 MW. Het gemiddeld verbruik nam ook verder af. De CREG heeft in deze studie geen diepgaande analyse gemaakt om deze evolutie van het elektriciteitsverbruik te verklaren, maar stelt wel dat bij het inschatten van het toekomstig verbruik rekening gehouden zal moeten worden met de mogelijkheid van een dalend of op zijn minst stagnerend elektriciteitsverbruik in België.

⁵⁷ T2 is een residentiële afnemer die aardgas gebruikt voor koken en verwarming. Dit komt overeen met een verbruik van 23.260 kWh/jaar en een geraamd aansluitingsvermogen van 2,5 m³/h.

⁵⁸ T4 is een kleine industriële afnemer (van 1.000 tot 10.000 MWh/jaar) met een jaarlijks gebruik van 200 dagen/jaar. Deze klant heeft een gemiddeld verbruik van 2.300.000 kWh/jaar en een geraamd aansluitingsvermogen van 100 m³/h.

⁵⁹ Studie (F)150604-CDC-1411 over de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit – monitoringrapport 2014. De CREG stelde reeds op 22 januari 2015 een eerste bondige nota op (nota (Z)150122-CDC-1398) die een overzicht geeft van de belangrijkste ontwikkelingen op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas in 2014. Deze nota liep vooruit op de uitvoerigere studies die de CREG jaarlijks verricht en die in dit verslag worden toegelicht.

- De omgevingstemperatuur beïnvloedt het elektriciteitsverbruik: als de equivalente temperatuur met één graad stijgt, dan stijgt het verbruik met een geschatte 110 MW. Deze temperatuursgevoeligheid is nagenoeg enkel waar te nemen in de distributienetten, waar de equivalente temperatuur 72% van de variatie van de elektriciteitsvraag verklaart.
- Ondanks het wegvallen van nucleaire productiecapaciteit en nog eens 800 MW aan gascentrales (die in de strategische reserves werden opgenomen en dus niet aan de markt kunnen deelnemen) bleef de marktresiliëntie van de dagmarkt relatief robuust: de prijsgevoeligheid zat op hetzelfde niveau als in 2013. De prijzen zouden met gemiddeld ongeveer 3 euro/MWh stijgen als de vraag met 500 MW zou toenemen en ze zouden met gemiddeld ongeveer 2 euro/MWh dalen mocht het aanbod met 500 MW toenemen. Het is essentieel voor een goed functionerende Belgische groothandelsmarkt dat de commerciële interconnectiecapaciteit zo groot mogelijk is.
- Na het stilleggen van de nucleaire centrales Doel 2 en Tihange 3 eind maart, en zeker na het wegvallen van Doel 4, was er een sterke prijsstijging te zien op de forwardmarkten. De prijzen piekten tegen het einde van september om dan vóór de winter terug te vallen op hun vroegere niveau. De markt kan blijkbaar sterk reageren op veranderende marktomstandigheden, waardoor prijssignalen gestuurd worden naar de marktpelers die daarop kunnen inspelen.
- De Belgische invoer steeg fors door het wegvallen van nucleaire productiecapaciteit. In 2014 werd er 17 TWh netto ingevoerd waarvan 10 TWh via de dagmarkt. In de CWE-regio zijn Frankrijk en zeker Duitsland netto-uitvoerder via de dagmarkt, met respectievelijk een volume van 5 en 20 TWh. Nederland is, net als België, ook een netto-invoerder voor een totaal van 15 TWh, ondanks het feit dat beide landen een productieovercapaciteit hebben. De uitwisseling van elektriciteit wordt dan ook door economische motieven bepaald.

- In 2014 keerde op de dagmarkt de trend van almaar grotere prijsdivergentie en hogere congestierentes: het gemiddelde prijsverschil met Duitsland daalde tot 8 euro/MWh (tegenover 10 euro/MWh in 2013), terwijl de congestierentes op de Belgische grenzen daalden van 128 naar 97 miljoen euro. Op de forwardmarkt (Cal+1) steeg het gemiddelde prijsverschil met Duitsland echter van 4,5 euro/MWh in 2013 naar bijna 12 euro/MWh. Er was bijgevolg een groot verschil tussen de prijzen op de spot- en de forwardmarkt in 2014.
- De transmissienetbeheerder moet over toereikende reserves beschikken om het netevenwicht te behouden. De volumes van deze reserves zijn voor het tweede opeenvolgende jaar gedaald. Deze daling is te verklaren doordat de interconnectiecapaciteit efficiënter wordt ingezet. Hierdoor kan een onevenwicht in België worden gecompenseerd met een onevenwicht in tegengestelde zin in een ander land. Ook lijken de evenwichtsverantwoordelijken zelf beter hun evenwicht te behouden, waardoor de interventie van de netbeheerder minder nodig is. Bovendien is ook de volatiliteit van de onevenwichtsprijzen gedaald, wat er verrassend genoeg op wijst dat de economische waarde van flexibiliteit gedaald is in 2014. De vraag is of deze trend zich de komende jaren voortzet.

• De rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België

De CREG heeft in april 2015 een studie verricht⁶⁰ over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België. Deze studie kadert in het strategisch plan van de CREG en in de actuele context van de regeringsverklaring en de beleidsbeslissingen. De studie vertrekt van een overzicht van de verschillende technologieën voor elektriciteitsopslag die momenteel op de markt beschikbaar zijn. Vervolgens identificeert ze de kosten die uitbaters van een opslagcentrale van elektriciteit vandaag dragen of zouden dragen in België. De studie eindigt met een aantal suggesties en aanbevelingen aan de bevoegde overheden om, indien zij dit wenselijk achten, het behoud en de ontwikkeling van opslagcapaciteit voor elektriciteit aan te moedigen.

• Europese prijsvergelijking voor grote industriële afnemers

PwC heeft in april 2015 een studie uitgevoerd in opdracht van de CREG getiteld "A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers". Deze studie biedt een analyse van de elektriciteits- en aardgasprijzen die wordt aangerekend aan vier types van industriële verbruikers in België (drie voor elektriciteit en één voor aardgas) en aan hun tegenhangers uit vier buurlanden (Duitsland, Nederland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk). In het kader van deze studie werd bijzondere aandacht besteed aan verschillende plafonnerings-, degressiviteits- en reductiemechanismen op het vlak van belastingen en nettarieven in de verschillende bestudeerde landen. De desbetreffende buitenlandse regulatoren werden in dit kader geraadpleegd.

Rekening houdend met verschillen op het vlak van belastingen tussen de verschillende landen en van regionale verschillen die soms binnen eenzelfde land (bijvoorbeeld in België en Duitsland) worden waargenomen, laat de studie grote verschillen zien tussen verbruikerscategorieën en heeft ze een aantal nuances aangebracht aan een aantal eerder gedane vaststellingen door derden.

• Elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België

In september 2015 heeft de CREG op eigen initiatief een studie⁶¹ uitgevoerd over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2014, met als doel om de transparantie omtrent de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten te verhogen.

Een analyse van de leveringscontracten van grote industriële afnemers (gefactureerd jaarverbruik hoger dan 10 GWh) toont aan dat vooral contracten met een korte looptijd (1 of 2 jaar) worden aangegaan. In 2014 lagen de vastgestelde energieprijzen (commoditycomponent) tussen 12 euro/MWh

⁶⁰ Studie (F)150423-CDC-1412 over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België.

⁶¹ Studie (F)150910-CDC-1453 over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2014.

en 87 euro/MWh, waaronder de mediale 50% tussen 52 en 65 euro/MWh lag.

Naast de analyse van de leveringscontracten, analyseerde deze studie het afnamegedrag van 122 grote industriële afnemers die zijn aangesloten op het net van Elia. De jaarlijkse elektriciteitsafname van het Elia-net door haar afnemers is in 2014 gestegen tot 18,34 TWh. Deze stijging is vooral zichtbaar bij de top 5 industriële afnemers op het vlak van elektriciteitsafname.

Deze studie is onder meer gebaseerd op drie vooraf uitgevoerde studies in januari en september 2015 betreffende de mechanismen voor het bepalen van de in 2013 en 2014 geldende energieprijzen in leveringscontracten voor elektriciteit van grote industriële afnemers van EDF Luminus⁶² en van Electrabel⁶³. In deze studies gaat de CREG uitvoerig in op de mechanismen voor de vastlegging van de verschillende componenten van de energieprijzen waarmee de factuur van de grote Belgische industriële afnemers werd opgesteld. Het doel van deze studies is om te bepalen wat de belangrijkste factoren zijn die de energieprijzen die aan de grote industriële afnemers wordt gefactureerd, hebben beïnvloed en nog zullen beïnvloeden.

• Aandeelhouderschap van de leveranciers

In september 2015 heeft de CREG op eigen initiatief een studie verricht over het aandeelhouderschap en de raden van bestuur van de voornaamste elektriciteits- en aardgasleveranciers die beschikken over een federale en/of gewestelijke leveringsvergunning in België.⁶⁴

Uit de analyse van de gegevens die op 31 december 2013 werden verzameld, blijkt dat er weinig of geen verbanden zijn

tussen de aandeelhouders en de raden van bestuur van de eigenaars van de leveringsondernemingen. De informatie over bepaalde leveranciers, die niet verplicht zijn jaarlijks hun balansen en resultatenrekeningen neer te leggen bij de Nationale Bank van België, is ofwel veel te moeilijk om te verkrijgen, ofwel in bepaalde gevallen zelfs ontoegankelijk, waardoor eindafnemers mogelijk niet in staat zijn om hun leverancier te kiezen met volledige kennis van zaken.

• Productportefeuille van de leveranciers

In een studie uitgevoerd in december 2015 geeft de CREG een overzicht van de samenstelling van de productportefeuilles van de verschillende leveranciers aanwezig op de elektriciteits- en aardgasmarkt voor gezinnen, kmo's en zelfstandigen in België.⁶⁵ De marktaandelen en de prijzen van de producten geven een beeld van de werkelijke samenstelling van de energiemarkt. Ook de besparingsmogelijkheden worden duidelijk weergegeven. Deze studie toont aan dat de Belgische energieconsument actief is, maar vaak niet verandert naar een goedkoper product, laat staan het goedkoopste aanbod op de markt. Mogelijk heeft hij onvoldoende kennis van het markt-aanbod of bepalen andere elementen dan alleen de prijs zijn keuze. De CREG raadt de klant aan om verder niet alleen de aanbiedingen met elkaar te blijven vergelijken maar zich vooral goed te informeren, bij voorkeur via de prijsvergelijkingswebsites die het CREG-label dragen.

3.2.1.2. Vangnet

Het vangnetmechanisme heeft als voornaamste doel de aangeboden energieprijzen voor zowel particulieren als bedrijven binnen het gemiddelde onze buurlanden te brengen (Duitsland, Frankrijk, Nederland).

Het vangnetmechanisme geldt in beginsel tot 31 december 2017. De koning kan echter op elk moment besluiten om aan het mechanisme een einde te maken als het een belangrijk marktverstoring effect heeft; in deze context staan de CREG en de Nationale Bank van België in voor een permanente monitoring van het mechanisme.

In het kader van deze permanente monitoring, heeft de CREG in mei 2015 een verslag opgesteld over mogelijke marktverstoring effecten van het vangnetmechanisme.⁶⁶ De analyse van de CREG bekijkt de marktconcentratie, de toetredings- en uittredingsdrempels, de transparantie, het productaanbod en de prijsevolutie. Voor 2014 stelt de CREG geen marktverstoring effecten vast die toe te schrijven zijn aan het vangnetmechanisme. Wel draagt het mechanisme bij tot het beter, duidelijker en transparanter informeren van de verschillende marktpartijen. Er is aanzienlijk meer relevante informatie beschikbaar voor zowel aanbieders als vragers. Sinds de start van het vangnetmechanisme (januari 2013) is de marktconcentratie afgenomen en heeft België een van de hoogste percentages aan leverancierswissels in Europa.

Daarnaast heeft de CREG in september 2015 een evaluatierapport over het vangnetmechanisme opgesteld.⁶⁷ Dit rapport focust zowel op geldende transparantie- en mededingingsvoorwaarden als op de consumentenbescherming binnen de Belgische energiemarkt. Sinds de introductie op 1 januari 2013, levert het vangnetmechanisme een duidelijke bijdrage aan het verhogen van de transparantie op de energiemarkt. Leveranciers worden bijvoorbeeld verplicht om prijsformules en indexeringsparameters te hanteren die een rechtstreekse link hebben met de groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas.

62 Studie (F)150122-CDC-1396 over de mechanismen voor de vastlegging van de energieprijzen die van kracht waren in 2013 in de contracten voor de levering van elektriciteit van de grote industriële afnemers van EDF LUMINUS NV; Studie (F)150910-CDC-1441 over de mechanismen voor de vastlegging van de energieprijzen die van kracht waren in 2014 in de contracten voor de levering van elektriciteit van de grote industriële afnemers van EDF LUMINUS NV.

63 Studie (F)150910-CDC-1439 over de mechanismen voor de vastlegging van de energieprijzen die van kracht waren in 2014 in de contracten voor de levering van elektriciteit van de grote industriële afnemers van ELECTRABEL NV.

64 Studie (F)150903-CDC-1431 over het aandeelhouderschap van de voornaamste elektriciteits- en aardgasleveranciers die beschikken over een federale en / of gewestelijke leveringsvergunning.

65 Studie (F)151217-CDC-1496 over de samenstelling van de productportefeuilles per leverancier en mogelijke besparingspotentiëlen voor gezinnen, KMO's en zelfstandigen op de Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt.

66 Verslag (Z)150507-CDC-1416 over de monitoring van mogelijke marktverstoring effecten in het kader van het vangnetmechanisme ingevoerd via artikel 20bis, §§1 tot 5 van de Elektriciteitswet en artikel 15/10bis, §§1 tot 5 van de Gaswet.

67 Rapport (RA)150924-CDC-1458 over het vangnetmechanisme ingevoerd via artikel 20bis, §§1 tot 5, van de Elektriciteitswet en artikel 15/10bis, §§1 tot 5, van de Gaswet.

Mocht het vangnetmechanisme voortijdig worden stopgezet, dan dreigt het reëel gevaar dat de transparantie opnieuw vermindert, bijvoorbeeld door een mogelijke terugkeer naar leveranciersspecifieke parameters.

Op het vlak van consumentenbescherming, zien we een aantal evoluties in het productaanbod van de leveranciers die verdere opvolging vereisen. Sommige leveranciers bieden een veelheid aan producten aan onder dezelfde naam maar waarvan de kenmerken wezenlijk verschillend zijn. Anderen bieden niet langer bepaalde producten aan, maar behouden ze wel actief voor een belangrijk deel van hun klanten, waardoor de markt niet meer over belangrijke prijsinformatie beschikt.

De CREG is er dan ook van overtuigd dat zij nog een belangrijke bijdrage kan leveren op het vlak van bescherming en informatieverstrekking aan de consument en dat op basis van de informatie waarover zij beschikt in het kader van het vangnetmechanisme.

Verdere opvolging en monitoring van de energiemarkt - in dit geval specifiek de kleinhandelsmarkt - blijft ook naar de toekomst toe een noodzaak.

Tot slot, eveneens binnen haar wettelijke monitoringopdrachten verbonden aan het vangnetmechanisme, heeft de CREG ook jaarlijks een analyse gemaakt van de parameters die de energieleveranciers gebruiken voor de berekening van hun prijzen. Uit de analyse van 2014 blijkt dat alle gebruikte parameters een duidelijke link hebben met de energiebeurzen en dat ze aangeven op basis van welke elementen ze zijn berekend.⁶⁸ Op die manier krijgen marktpartijen duidelijke en transparante informatie. Dit verslag legt de focus - zoals wettelijk voorzien - op de samenstelling en de evolutie van de indexeringsparameters. De eigenlijke prijsformules, zoals

gecommuniceerd door de leveranciers, bevatten daarnaast ook een abonnementskost, eventuele vermenigvuldigingsfactoren en *mark-ups*.

• Databanken met energieprijzen

Sinds 2012 legt de CREG voor elke leverancier die in België actief is en in overleg met hen, voor elk variabel contracttype en voor elk nieuw contracttype, een databank aan om de methodologie te registreren voor de berekening van de variabele energieprijzen, waaronder de indexeringsformules en de parameters die ze hanteren. Hiertoe en om deze databank up-to-date te houden, baseert de CREG zich op de informatie die publiek toegankelijk is (websites van de leveranciers) alsmede op de informatie die de leveranciers elke maand aan de CREG moeten overmaken.

Deze databank bevat naast de variabele componenten eveneens alle producten met een vaste energiegcomponent.

Alle elementen uit de prijsformule van de energiegcomponent (abonnement, indexeringsparameters en bijbehorende coëfficiënten, bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling) worden afzonderlijk opgenomen in de databank. De energiegcomponent van de jaarfactuur wordt vervolgens voor bepaalde klantentypes⁶⁹ berekend aan de hand van een relevant jaarverbruik.

De resultaten worden aan de hand van steekproeven vergeleken met de resultaten uit de berekeningsmodules van de leveranciers en de bestaande prijsvergelijkingsmodules.

De CREG voert eveneens een permanente vergelijking uit van de energiegcomponent voor de levering van elektriciteit en aardgas aan residentiële eindafnemers en kmo's met het gemiddelde van de energiegcomponent in de buurlanden.

In het kader van haar algemene controletaak, en vooral in het kader van het vangnetmechanisme, heeft de CREG in 2012 bovendien een permanente databank uitgewerkt met de energieprijzen in de buurlanden (Duitsland, Frankrijk, Nederland) en het Verenigd Koninkrijk.

Naast de energiegcomponent volgt de CREG op die manier maandelijks de all-inprijzen (totaalfactuur) in België en de buurlanden.

De resultaten van de CREG worden daarnaast per land gecontroleerd door ze te vergelijken met de resultaten verkregen via de prijs simulatoren van de buurlanden.

De belangrijkste vaststellingen en evoluties voor 2015 werden door de CREG weergegeven en toegelicht in haar maandelijkse publicaties "Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en aardgasprijzen voor residentiële klanten" en "Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en aardgasprijzen voor kmo's en zelfstandigen". Het maandelijks overzicht van de prijzen per leverancier en per product is sinds 2015 beschikbaar voor kmo's en zelfstandigen. Kmo's en zelfstandigen kunnen voortaan dan ook een duidelijk beeld krijgen van waar hun contract, voor zowel elektriciteit als aardgas, zich bevindt in de rangschikking en dat voor de laatste zes maanden.

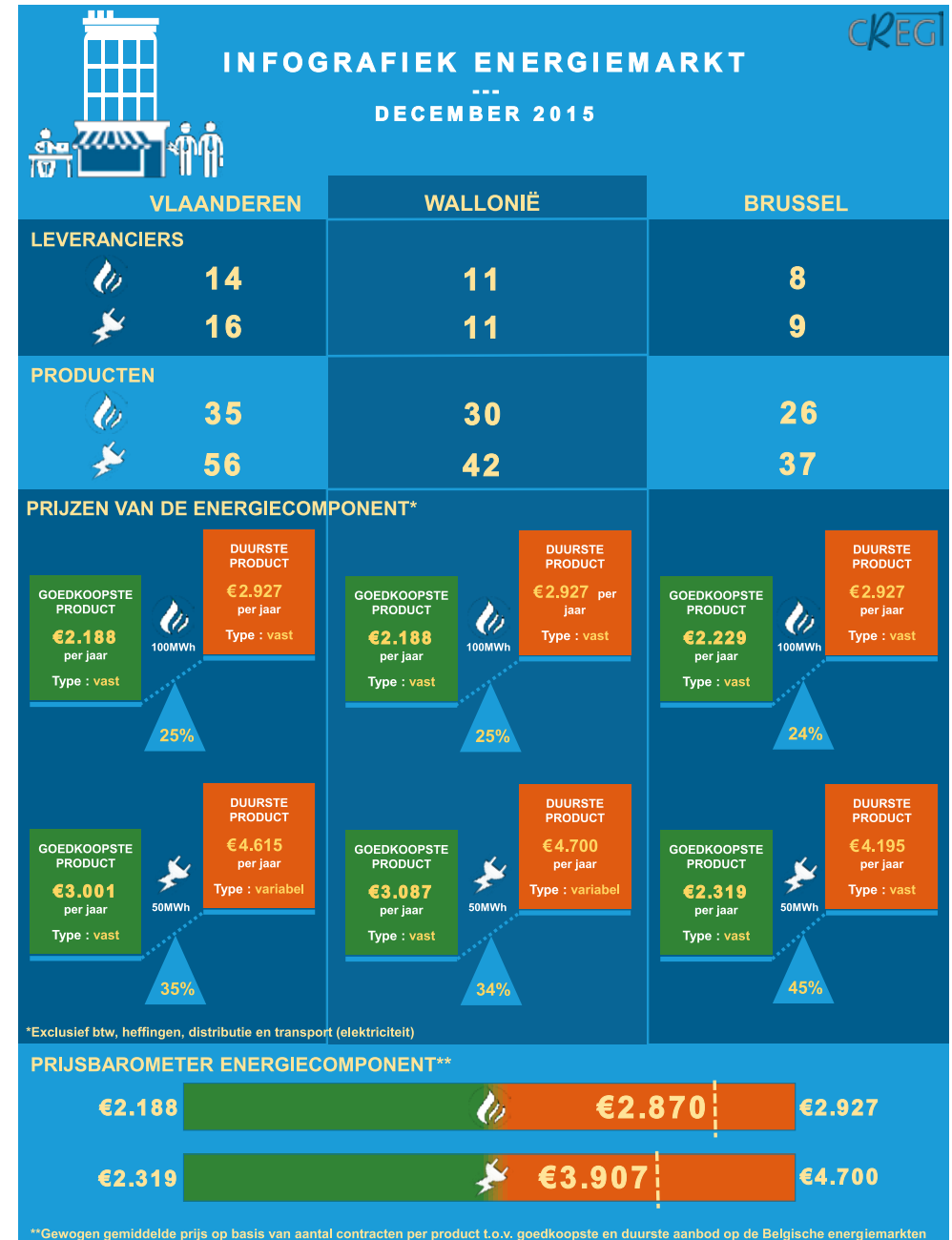
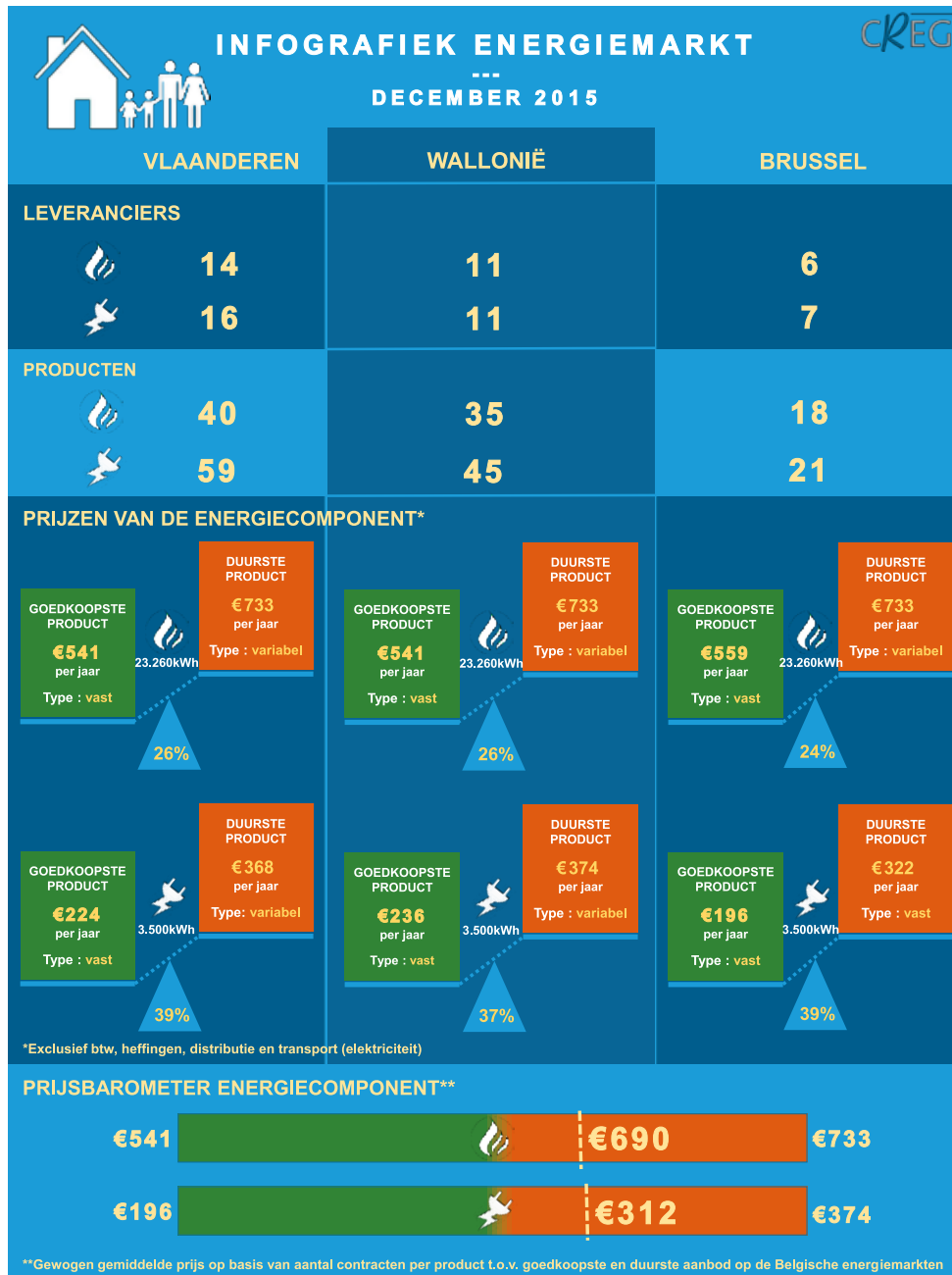
In haar streven naar verbetering van zowel de inhoud als de duidelijkheid van haar communicatie maakt de CREG sinds november 2015 gebruik van infographics die een duidelijk overzicht geven van het aantal actieve leveranciers en hun productaanbod, alsook van de te realiseren besparingspotentiën.

De eerste infographic heeft betrekking op de residentiële afnemer en de tweede op de professionele afnemer (kmo's en zelfstandigen).

⁶⁸ Verslag (Z)150326-CDC-1413 over de evolutie van de indexeringsparameters van de elektriciteits- en gasleveranciers

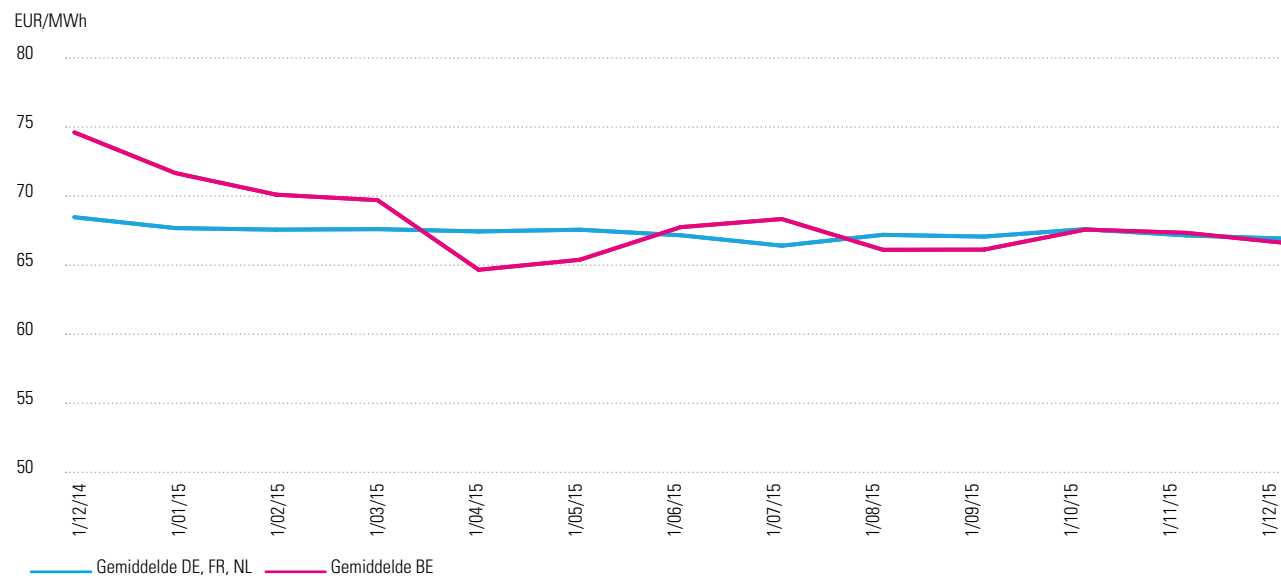
⁶⁹ Elektriciteit residentiële afnemer: 3.500 kWh/jaar, enkelvoudige meter en elektriciteit kmo: 50.000 kWh/jaar, enkelvoudige meter -

Aardgas residentiële afnemer: 23.260 kWh/jaar en aardgas kmo: 100.000 kWh/jaar.

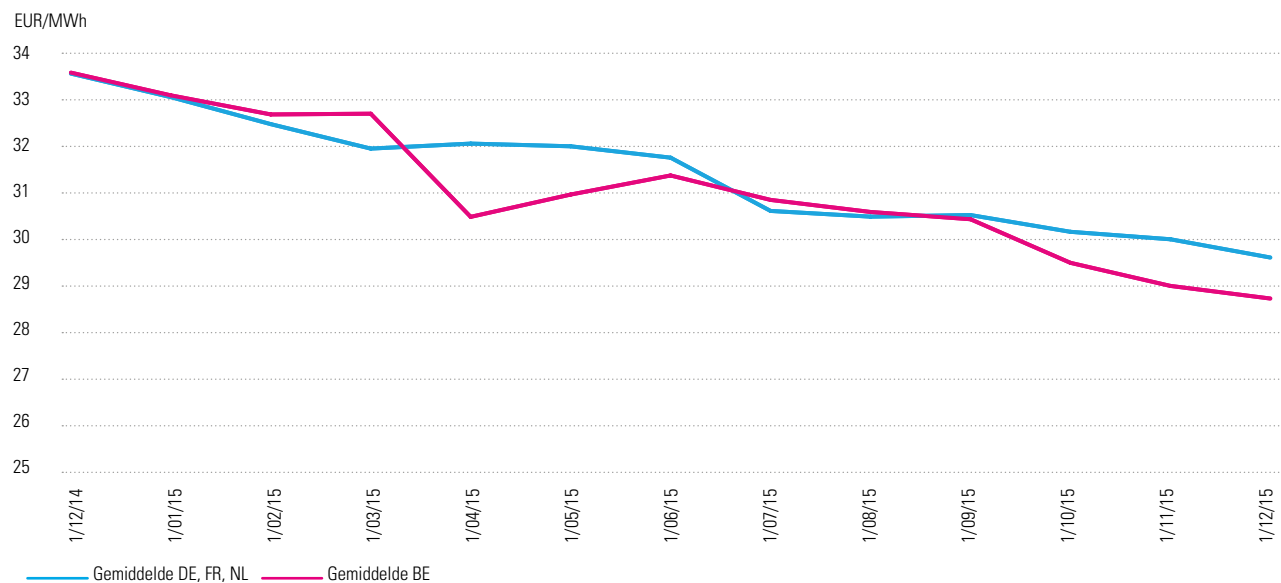


De analyse van de energiecomponent en de permanente vergelijking van de prijzen tussen België en de buurlanden, zoals geïllustreerd in de hiernavolgende figuren, tonen aan dat de implementatie van het vangnetmechanisme ervoor heeft gezorgd dat de Belgische energieprijzen en de prijzen van de ons omringende landen zijn geconvergeerd. Een verdere opvolging naar de toekomst toe blijft een noodzaak.

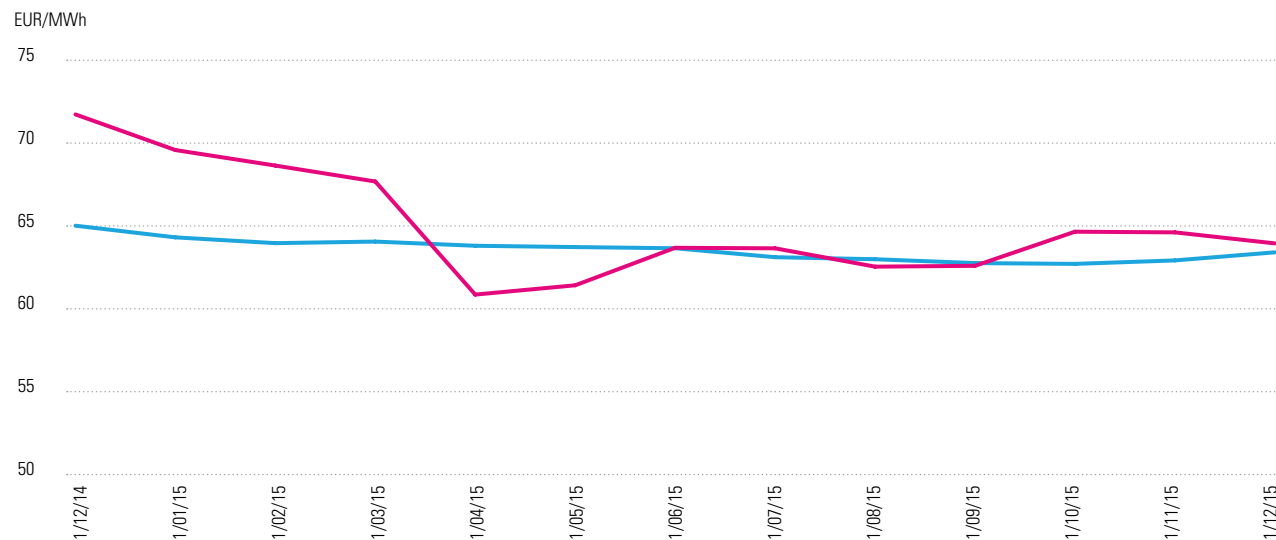
Figuur 10: Maandelijkse evolutie van de elektriciteitsprijs in 2015 voor een residentiële afnemer = 3.500 kWh/jaar (energiecomponent)
(Bron: CREG)



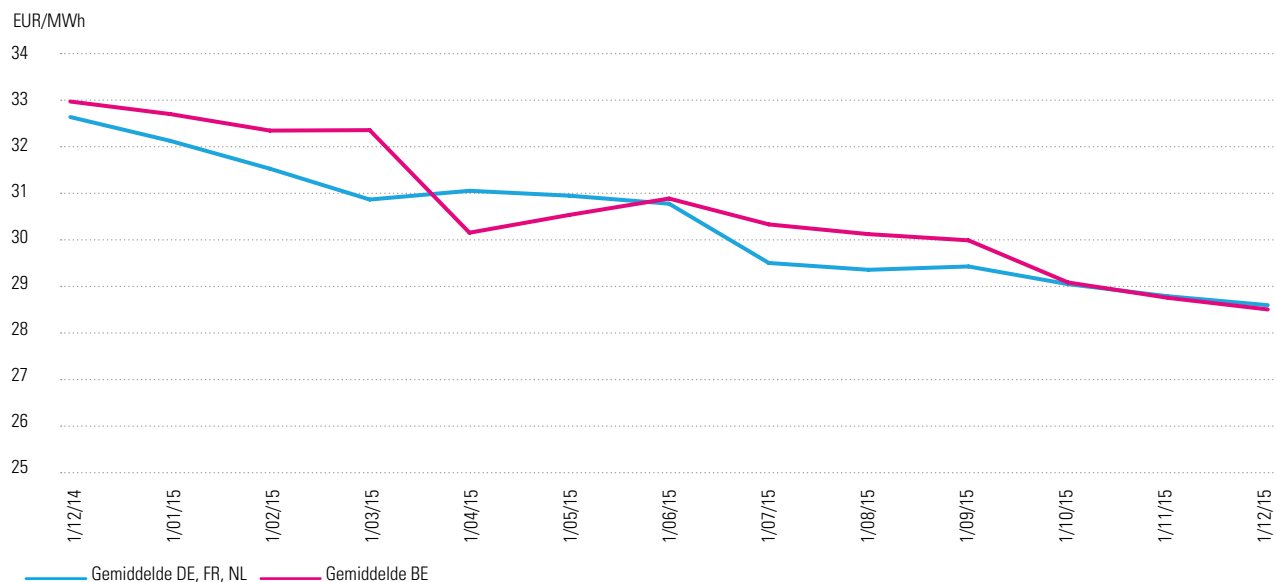
Figuur 11: Maandelijkse evolutie van de aardgasprijs in 2015 voor een residentiële afnemer = 23.260 kWh/jaar (energiecomponent)
(Bron: CREG)



Figuur 12: Maandelijkse evolutie van de elektriciteitsprijs in 2015 voor kmo's en zelfstandigen (typeklant = 50.000 kWh/jaar) (energiecomponent) (Bron: CREG)



Figuur 13: Maandelijkse evolutie van de aardgasprijs in 2015 voor kmo's en zelfstandigen (typeklant = 100.000 kWh/jaar) (energiecomponent) (Bron: CREG)



• Controle van de criteria voor de prijsindexering

Per kwartaal en per leverancier neemt de CREG een beslissing waarin ze vaststelt of de indexeringsformule van de energiecomponent in contracttypes met variabele energieprijzen aangeboden aan residentiële eindafnemers en kmo's, correct werd toegepast. Daarenboven stelt de CREG vast of voormelde indexeringsformule in overeenstemming is met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria uit het koninklijk besluit van 21 december 2012.

Op 31 december 2015 gebruikten de leveranciers dertien verschillende indexeringsparameters. Deze dertien indexeringsparameters werden gebruikt in contracttypes met een variabele energieprijzen van veertien leveranciers, die via het vangnetmechanisme contracttypes met een variabele energieprijzen bij de CREG hebben aangemeld.

Na analyse stelde de CREG vast dat voormelde indexeringsparameters en ook de daaruit resulterende indexeringsformules, conform de exhaustieve lijst van toegelaten criteria, op de tarieffiches waren opgenomen.

De CREG heeft de evolutie van de indexeringsparameters geanalyseerd en de correctheid van de gegevens onderzocht. De waarden, zoals berekend door de CREG, kwamen overeen met de waarden die de leveranciers op de tarieffiches hanteerden.

Tot slot heeft de CREG deze waarden toegepast op de bijbehorende prijsformules en vergeleken met de prijzen op de tarieffiches. De CREG stelde vast dat de prijzen op de tarieffiches van de leveranciers voor de energiecomponent een correcte weergave waren van de toepassing van de prijsformules met de bijbehorende indexeringsparameters.

De leveranciers hebben de indexeringsformules van de contracttypes met een variabele energiecomponent dan ook correct toegepast.

3.2.2. Monitoring van de transparantie en openstelling van de markt

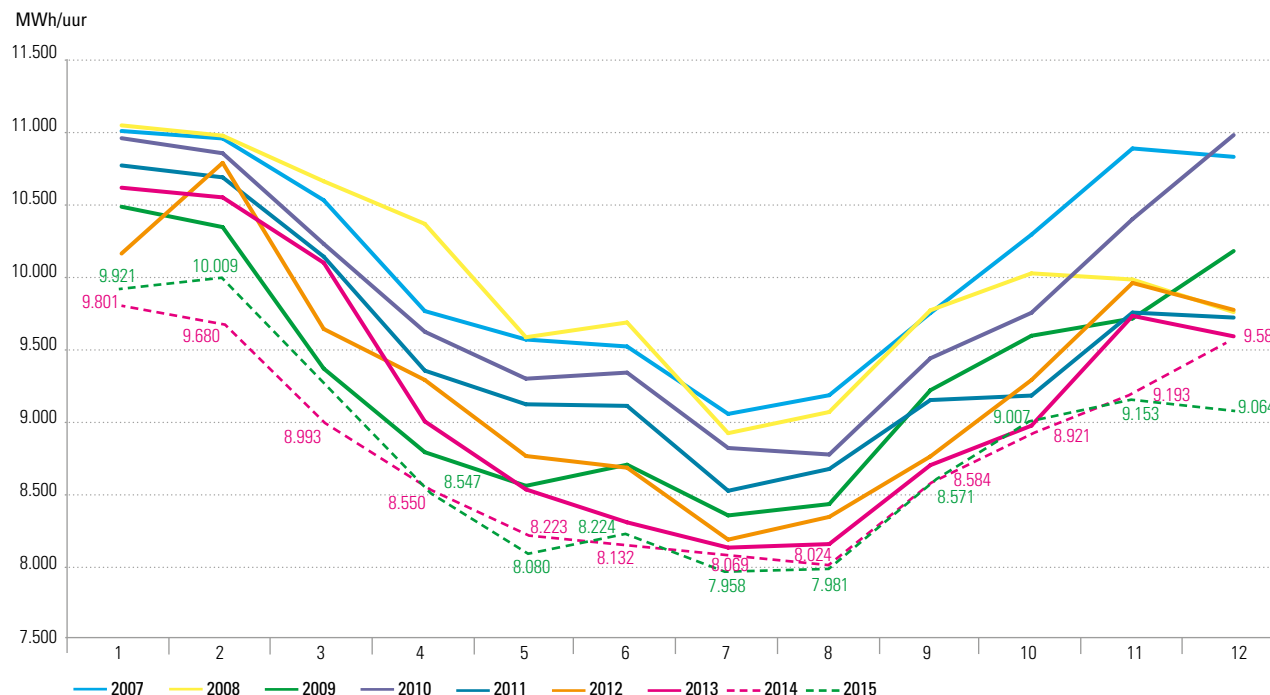
3.2.2.1. Opgevraagde elektrische energie

Volgens de aan de CREG overgemaakte gegevens is de belasting⁷⁰ van het Elia-net⁷¹, zonder pompverbruik door de pompcentrales – met andere woorden de netto-afname plus de netverliezen – geraamd op 77.184 GWh in 2015, tegenover 77.161 GWh in 2014. Dat is dus nagenoeg hetzelfde niveau van het ene jaar op het andere, waarbij de laatste twee jaren van de beschouwde periode het laagste niveau vertonen van de afgelopen negen jaar. Het piekvermogen op kwartierbasis wordt geschat op 12.634 MW in 2015, tegenover 12.736 MW in 2014 (Bron: Elia, voor 2015: voorlopige gegevens, februari 2016).

Figuur 11 geeft per jaar, van 2007 tot 2015, een overzicht van de gemiddelde belasting op maandbasis in de regelzone van Elia. Na een scherpe terugval van de belasting vanaf oktober 2008 ten gevolge van de economische crisis, die zich heeft verdergezet in 2009, had deze zich begin 2010 hersteld. Deze opleving heeft zich echter niet doorgezet, aangezien de belasting het jaar nadien opnieuw daalde en in 2014 en 2015 gemiddeld haar laagste niveau bereikte. In vergelijking met 2007 is de gemiddelde belasting 12,9% lager in 2015. Deze cijfers zijn niet gewogen naar meteorologische gegevens.

In deze gegevens wordt er niet helemaal rekening gehouden met de lokale productie van sites aangesloten op het Elia-net. Synergrid heeft deze lokale productie in 2015 op 9,5 TWh geschat (8,2 TWh in 2014), oftewel een stijging van 15,9% vergeleken met 2014.

Figuur 14: Gemiddelde belasting op maandbasis van het Elia-net van 2007 tot 2015 (Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)



3.2.2.2. Marktaandeel van de productiegroothandel

De volgende tabel geeft een raming, zowel in absolute waarde (GW) als relatieve waarde van het Belgische marktaandeel in de productiecapaciteit van elektriciteit op het einde van ieder jaar.

Uit de tabel blijkt dat Electrabel nog steeds een groot marktaandeel (63,5%) van de totale productie bezit, hoewel ze haar marktaandeel de voorbije jaren heeft zien krimpen. De tweede belangrijkste speler is EDF Luminus, met een marktaandeel van 12,0% in productiecapaciteit. De derde

⁷⁰ De belasting van het Elia-net is gebaseerd op de injecties van elektrische energie in het Elia-net. Ze omvat de nettoproductie van de (lokale) centrales die injecteren aan een spanning van minstens 30 kV en de balans van de invoer en uitvoer. De productie-installaties die aangesloten zijn op een spanning van minder dan 30 kV in de distributienetten, worden enkel meegerekend voor zover een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. De energie die nodig is voor het oppompen van water in de opslagbassins van de pompcentrales aangesloten op het Elia-net, wordt afgetrokken. De injecties van de decentrale productie-eenheden aangesloten op een spanning lager dan 30 kV in de distributienetten zijn niet opgenomen in de belasting van het Elia-net.

⁷¹ Het Elia-net omvat de netten op een spanning van minstens 30 kV in België, alsook het net van Sotel/Twinerg in het zuiden van het Groothertogdom Luxemburg.

belangrijkste marktspeeler in België is de onderneming E.ON, die 8,5% van de productiecapaciteit heeft verworven. De vierde en vijfde spelers zijn T-Power en Enel die elk over een stoom-en gasturbine (STEG) met een capaciteit van iets meer dan 400 MW beschikken. Een STEG van deze omvang vertegenwoordigt iets minder dan 3% van de productiecapaciteit in België.

De HHI, een vaak gebruikte concentratie-index, daalde licht in 2015. Toch blijft deze index heel hoog met een waarde van 4.420. Ter vergelijking: een markt wordt beschouwd als zeer geconcentreerd wanneer de HHI gelijk is aan 2.000 of meer.

Tabel 8 geeft dezelfde raming weer, maar op vlak van effectief geproduceerde energie. In totaal produceerden de eenheden die zijn aangesloten op het Elia-net 54,6 TWh in 2015, goed voor een onafgebroken productiedaling sinds 2010 (-36,8%).

Alle grote producenten zien hun marktaandeel dalen ten bate van de kleine producenten. Voor Electrabel is de aanhoudende onbeschikbaarheid van verscheidene kerncentrales hiervan de hoofdoorzaak. EDF Luminus ondervond ook gevolgen van de onbeschikbaarheid van deze kerncentrales.

Hoewel ze heel sterk blijft, is de dominante positie van Electrabel sinds 2007 blijven verminderen om in 2015 met een marktaandeel van 64,8% haar laagste niveau te bereiken.

Tabel 7: Marktaandelen van de groothandel in de productiecapaciteit van elektriciteit (Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	9,9	9,4	9,3	85%	85%	74%	70%	68%	67%	66%	66%	65%
EDF Luminus*	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	12%	13%	14%	14%	14%	14%	15%	13%	12%
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	1,3	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	9%
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%
Andere (< 2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	1,1	1,3	1,3	3%	3%	3%	4%	4%	6%	7%	9%	9%
Totaal	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,3	12,0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
* De aandelen van SPE en EDF Luminus werden vanaf 2010 samengevoegd wegens de overname van SPE door EDF.									HHI	7.440	7.350	5.820	5.220	4.900	4.740	4.660	4.540	4.420

Tabel 8: Marktaandelen van de groothandel in de geproduceerde energie (Bronnen: gegevens Elia, berekeningen CREG)

(TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Electrabel	71,2	65,8	69,4	62,4	58,0	49,8	48,9	39,8	35,4	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%	67%	65%
EDF Luminus*	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,8	7,8	6,9	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%	13%	13%
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0,7	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,7	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%	11%	9%
Andere (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	5,0	6,5	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	8%	12%
Totaal	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	54,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
* De aandelen van SPE en EDF Luminus werden vanaf 2010 samengevoegd wegens de overname van SPE door EDF.									HHI	7570	7370	6.800	5.520	5.490	5.120	5.090	4.720	4.470

3.2.2.3. Uitwisseling van energie

• CWE-marktkoppeling

Ondanks de progressieve marktkoppeling is er duidelijk geen prijsconvergentie in de Centraal-West-Europese (CWE) regio, vooral in de loop van de laatste twee jaren. Dit kan verklaard worden door verschillende factoren zoals bijvoorbeeld de opeenvolgende stillegging van verschillende Belgische kerncentrales de laatste jaren (zie punt 3.2.2.2 van dit verslag).

In het algemeen werden in de bestudeerde periode (2007-2015) de hoogste gemiddelde prijzen in de CWE-regio opgetekend in 2008, een jaar waarin de tarieven de pan uitrezen, maar ook het eerste jaar van de financiële en economische crisis. Vervolgens zijn de gemiddelde prijzen gedaald en bereikten ze in augustus 2014 in Frankrijk en in mei 2015 in Duitsland hun laagste niveau. België en Nederland hebben hun laagste niveau van 2009 nog niet opnieuw bereikt. Van

2011 tot 2014 was de gemiddelde jaarprijs van Nederland systematisch hoger dan die van België, Frankrijk en Duitsland. In 2015 was de gemiddelde Belgische day-aheadprijs de hoogste in vergelijking met de drie andere landen van de CWE-regio. Het prijsverschil tussen België en Duitsland bedraagt 41,3%. Sinds 2011 is de gemiddelde jaarprijs in Duitsland sterk gedaald en in 2015 bereikte hij het laagste niveau van de beschouwde periode. In vergelijking met 2014 zijn de gemiddelde groothandelsprijzen op de kortetermijnmarkt in 2015 gedaald in Duitsland (-3,5%) en in Nederland (-2,7%), maar gestegen in Frankrijk (11,1%) en in België (9,5%).

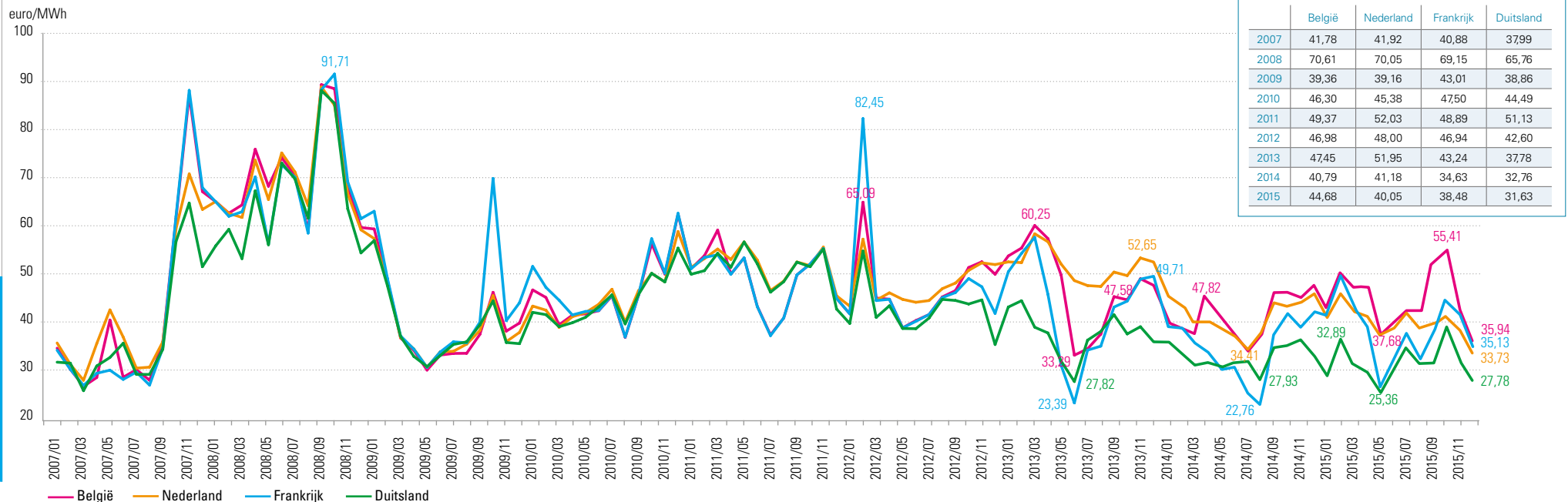
Met uitzondering van de maand februari 2012, waarin het zeer koud was, was er vanaf juli 2010 twee jaar lang een sterke convergentie tussen de Belgische en Franse prijzen. Vanaf augustus 2012 daalde de convergentie van de tarieven echter maand na maand, in het bijzonder als gevolg van de sluiting van verschillende Belgische kerncentrales. Deze tendens is in 2014 versterkt en zelfs versneld. In 2015 is de

prijsconvergentie tussen de markten echter gemiddeld achteruit gegaan tussen België enerzijds en Nederland en Duitsland anderzijds. Tussen België en Frankrijk is er dan weer sprake van een lichte verbetering.

Van de vier bestudeerde landen is de prijsconvergentie tussen België en Duitsland het zwakst. Deze dalende prijsconvergentie is waarschijnlijk grotendeels het gevolg van de onbeschikbaarheid van een aanzienlijk deel van de Belgische nucleaire capaciteit sinds augustus 2012.

De hoge prijspiek van februari 2012, die het gevolg was van de koudegolf, werd niet meer zo scherp vastgesteld, ondanks de onbeschikbaarheid van verschillende Belgische nucleaire centrales. De Belgische kortetermijnprijzen hebben dankzij de koppeling met de buitenlandse markten de algemene dalende tendens gevolgd, maar in mindere mate.

Figuur 15: Gemiddelde maandprijzen op de beurzen Belpex, APX, Epex FR en Epex GE van 2007 tot 2015 (Bronnen: CREG, Elia, APX, Powernext, EEX)



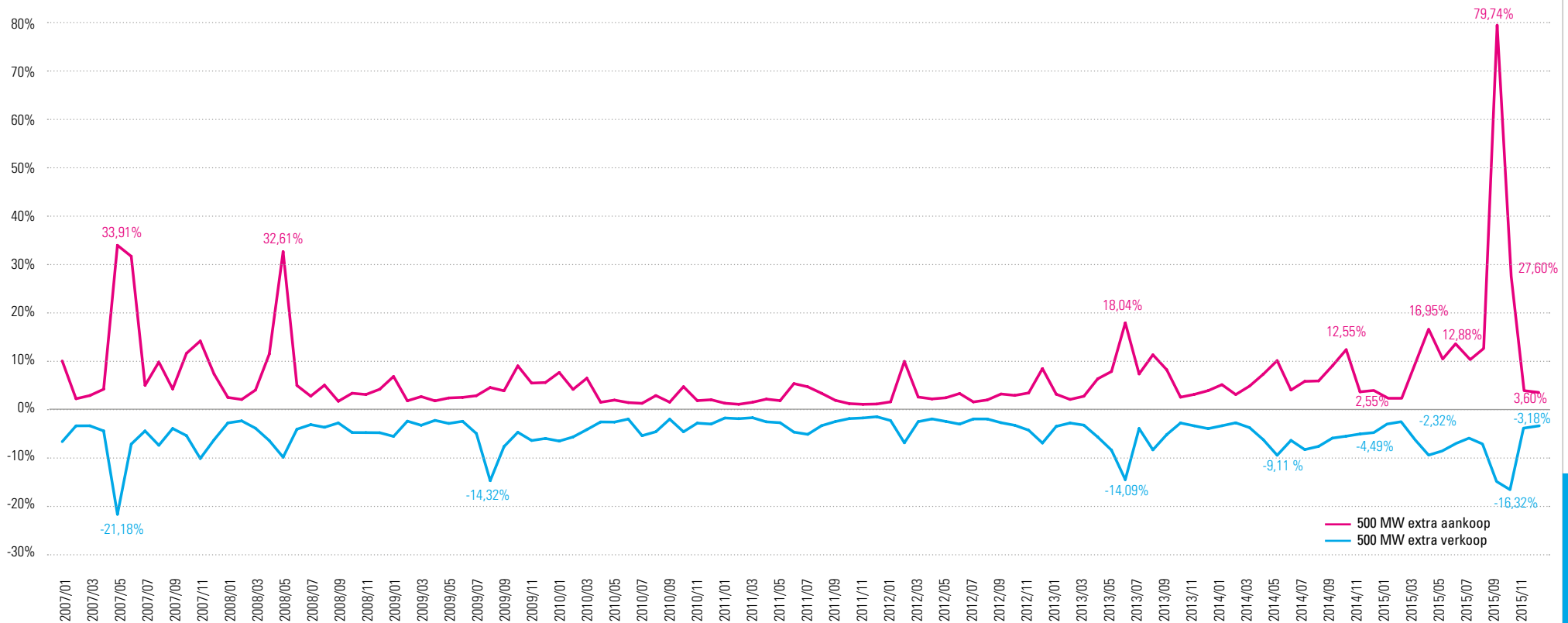
Het totale verhandelde volume op de Belpex DAM bedroeg 23,7 TWh in 2015, tegenover 19,8 TWh in 2014, wat de sterke stijging bevestigt die sinds 2009 werd vastgesteld. Het op Belpex onderhandelde volume komt overeen met ongeveer 25,6% van de totale afname van het Elia-net. Deze sterke stijging van het onderhandelde volume vindt plaats terwijl verschillende kerncentrales sinds 2012 lange periodes stilliggen.

Eind 2015 telde de Belpex DAM tweeënveertig marktspe-
lers, wat evenveel is als in 2014.

De gevoeligheid van de elektriciteitsprijs ten opzichte van aankopen van bijkomend volume (de marktdiepte) is een belangrijk gegeven. Figuur 16 geeft de gevoeligheid van de prijs van Belpex DAM weer, namelijk de maandelijkse gemiddelde relatieve stijging of daling van de prijs indien 500 MW extra wordt gekocht of verkocht. Hoe groter de gevoeligheid van de prijs, hoe gemakkelijker de prijs kan worden gemanipuleerd. De grote prijsgevoeligheid uit 2007 en begin 2008 is tot eind 2012 sterk verminderd (met uitzondering van februari), wat aantoont dat de markt veel beter in staat was om het hoofd te bieden aan een

bijkomend aanbod en een bijkomende vraag. Sinds 2013 is de tendens omgekeerd en in september 2015 werd voor de beschouwde periode een hoogtepunt bereikt. Het jaar 2015 eindigde zoals het was begonnen: met hernieuwde kracht. De volatiliteit van de 9de maand van het jaar werd gedreven door de hoge prijzen (hoogtepunt vastgesteld op 22 september 2015 met 448,70 €/MWh) in zwakke volumes. Om deze bijzondere situatie samen met de vastgestelde *loop flows* toe te lichten, heeft de CREG op 18 november 2015 een workshop⁷² georganiseerd.

Figuur 16: Gemiddelde maandelijkse robuustheid van de Belpexmarkt van 2007 tot 2015 (Bronnen: Belpex, CREG)

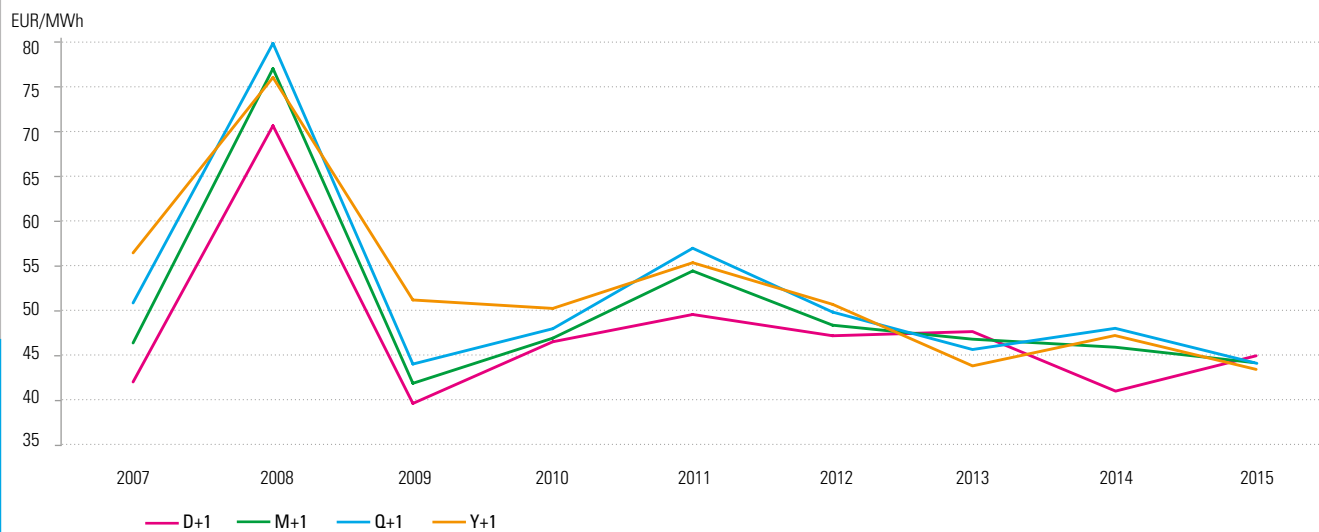


72 Zie ook " Working Paper, 13 november 2015 (Z)151113-CDC-1476 on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September 2015 ".

Sinds maart 2008 organiseert Belpex ook een intraday-beurs waarop markspelers overdag energie kunnen uitwisselen. Uit de onderstaande tabel blijkt dat het verhandelde volume jaar na jaar steeg tot 2014. Het feit dat de Belpex intraday-beurs in 2011 impliciet werd gekoppeld aan de Nederlandse beurs heeft misschien een positieve invloed gehad op de verhandelde volumes. Het jaar 2015 maakt echter een einde aan de gestage vooruitgang. Het verhandelde volume bedroeg 642,9 GWh in 2015, hetzij een lager niveau dan in 2013.

De tabel toont ook aan dat de gemiddelde prijs in 2015 op de intraday-markt gestegen is tot 44,7 euro/MWh, hetzij tot een niveau dat vergelijkbaar is met maar toch hoger is dan dat van de jaren 2009 en 2014. De intradayprijzen zijn hoger dan de day-aheadprijzen, voornamelijk door het feit dat er meer intraday-transacties plaatsvinden tijdens de piekuren waarin de prijzen van nature hoger zijn.

Figuur 17: Vergelijking van de groothandelsprijs voor kortetermijn- en langetermijncontracten (euro/MWh) (Bronnen: gegevens Belpex, EEX, APX, berekeningen CREG)



Tabel 9: Uitgewisselde energie en gemiddelde prijs op de intraday-beurs (Bron: gegevens Belpex)

Belpex Intraday	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Market Price (euro/MWh)	84,5	41,8	49,9	55,6	51,7	52,4	42,5	44,7
Volume (GWh)	89,2	187,2	275,5	363,5	513,2	651,0	768,2	642,9

Figuur 17 vergelijkt de groothandelsprijs voor kortetermijn- en langetermijncontracten. De beschouwde langetermijncontracten zijn contracten voor de volgende maand (M+1), het volgende kwartaal (Q+1) en het volgende jaar (Y+1). De figuur geeft de gemiddelde transactieprijs per kalenderjaar en per product weer. Hoewel in 2014 is gebleken dat de langetermijnprijzen anders evolueerden dan de kortetermijnprijzen (D+1), wijst het jaar 2015 echter op een sterke prijsconvergentie ongeacht de termijn. Tijdens de beschouwde periode waren de langetermijnprijzen (Y+1) gemiddeld hoger dan de kortetermijnprijzen (D+1) voor

eenzelfde transactieperiode, met uitzondering van 2013 en 2015. In 2015 werd een MWh elektriciteit die de volgende maand moest worden geleverd, gemiddeld 1,6% goedkoper verkocht dan een MWh die de volgende dag moest worden geleverd. Voor de leveringen die in de loop van het volgende kwartaal en het volgende jaar moesten plaatsvinden, bedroeg dit percentage respectievelijk 1,4% en 3,0%. In vergelijking met 2014 zijn de gemiddelde prijzen M+1, Q+1 en Y+1 gedaald en de gemiddelde prijzen D+1 gestegen. Voor de vier periodes zijn de gemiddelde D+1-prijzen in 2015 het hoogst. Voor de hele periode 2007-2015 werd een MWh voor de volgende maand, het volgende kwartaal en het volgende jaar respectievelijk gemiddeld 5,4%, 9,0% en 10,6% duurder verkocht dan in het kader van een contract voor de volgende dag.

• Studie over de op 17 mei 2013 vastgestelde resultaten tijdens de veiling van grensoverschrijdende capaciteit van België naar Nederland

De CREG onderzocht⁷³ de veiling voor maandelijkse interconnectiecapaciteit van België naar Nederland, georganiseerd op 17 mei 2013 om 11.30 uur, volgend op een opvallende verandering in de prijsmarge tussen de *month ahead futures* verhandeld in België en in Nederland, de dag voor de veiling en de dag na de veiling: de prijsmarge verhoogde van €6,58/MWh naar €15,7/MWh, hetzij een stijging van €9,12/MWh.

Een onderzoek werd gevoerd om te bepalen of een inbreuk gebeurd was op Verordening nr.1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor

⁷³ Studie (F)150520-CDC-1418 over de op 17 mei 2013 tijdens de veiling van maandelijkse interconnectiecapaciteit van elektriciteit van België naar Nederland vastgestelde resultaten.

energie (REMIT). De CREG heeft dit onderzoek in 2015 afgerond waarbij ze binnen haar wettelijke bevoegdheden de conclusies heeft gecommuniceerd aan alle belanghebbenden in deze zaak, waaronder ACER en ACM, de Nederlandse regulator. Op het moment van de feiten, beschikte de CREG nog niet over de bevoegdheden inzake dwangmaatregelen overeenkomstig artikel 13 Remit.

Om te garanderen dat marktdeelnemers een blijvend vertrouwen hebben in de werking van de elektriciteits- en gasmarkten moedigt de CREG alle marktdeelnemers aan om mogelijke REMIT-inbreuken verder te blijven melden.

3.2.2.4. REMIT

De REMIT-verordening (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) stelt een aantal voorschriften vast om misbruik op de groothandelsmarkten voor energie tegen te gaan en te bestraffen. De marktpelers moeten sinds 28 december 2011 de inhoudelijke regels van REMIT naleven, maar de totstandbrenging van gecoördineerde toezichtstructuren (registratie van marktpelers, gegevensinzameling, monitoring, bestraffing) is pas in 2015 operationeel geworden.

Op Europees niveau heeft de Europese Commissie op 17 december 2014 een uitvoeringsverordening aangenomen die bepaalt welke gegevens (o.a. handelsorders en transacties) precies gerapporteerd zullen moeten worden.⁷⁴ Deze verordening, van kracht sinds 7 januari 2015, stelt vast dat de marktpelers die transacties uitvoeren op de plaatsen van gereguleerde markten zich op 7 oktober 2015 bij hun nationale regelgevende instantie moeten laten registreren en hun standaardcontracten moeten aanmelden. De marktpelers die transacties uitvoeren buiten de marktplaatsen zullen zich vóór 7 april 2016 moeten registreren en hun contracten aangeven, doorgaans van het type niet-standaard.

ACER van zijn kant heeft een REMIT-portaalsite gecreëerd en er diverse lijsten (plaatsen van gereguleerde markten, standaardcontracten, *Registered Reporting Mechanisms* (RRM's) en platformen voor voorkennis en handleidingen gepubliceerd voor marktpelers, met name ten aanzien van de aan te geven gegevens en de gegevensstructuur voor het uitwisselen van informatie.

De CREG heeft de marktpelers bewust gemaakt van deze uitvoeringsverordening door twee workshops te organiseren. De eerste behandelde REMIT en het registratieproces. De tweede was meer gericht op de grote energieverbruikers die onder REMIT vallen (zie ook punt 5.7 van dit verslag). De CREG heeft de marktpelers bijgestaan in hun registratieprocedure op het CEREMP-platform (*Central European Registry for Energy Market Participants*) en heeft antwoord gegeven op de vragen van de marktpelers over de aanmelding van contracten voor de eerste fase van 7 oktober 2015.

De CREG heeft eind 2015 ook gezocht naar een instrument om haar bij te staan bij de monitoring en het REMIT-dossierbeheer. Dat zal in 2016 worden voortgezet.

In 2015 heeft de CREG ook het platform voor het dossierbeheer (*case management tool*) getest; dit moet in de loop van het jaar 2016 operationeel zijn.

3.2.2.5. Charter voor goede praktijken voor prijsvergelijkingswebsites voor elektriciteit en gas

In juli 2013 werd het charter voor goede praktijken voor prijsvergelijkingswebsites voor elektriciteit en gas door verschillende dienstverleners van prijsvergelijkingswebsites ondertekend (zie het jaarverslag 2013, p. 44). Dit charter bevat een aantal voorschriften gebaseerd op criteria waaraan een kwaliteitsvolle prijsvergelijker moet voldoen, zoals beschreven

in de *Guidelines of Good Practice on Price Comparison Tools* van de CEER. De dienstverleners kunnen dit charter op vrijwillige basis ondertekenen en verbinden zich hierdoor tot de naleving van de voorschriften van het charter. De ondertekenaars die de bepalingen ervan niet zouden naleven, kunnen sancties oplopen voorzien in de wet van 6 april 2010 betreffende marktpraktijken en consumentenbescherming.

De CREG heeft in 2015 toegezien op de naleving van het charter door de ondertekenende dienstverleners. Dit toezicht verloopt aan de hand van steekproeven en hierbij wordt de CREG geconfronteerd met de snelle evolutie van deze websites. Op de website van de CREG worden de namen van de prijsvergelijkingswebsites gepubliceerd die het charter hebben ondertekend en voldoen aan alle voorschriften.

3.2.3. Aanbevelingen voor de leveringsprijs

In 2015 heeft de CREG een studie uitgevoerd en uitgebracht over de samenstelling van de productportefeuilles per leverancier en mogelijke besparingspotentiëlen voor gezinnen, kmo's en zelfstandigen op de Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt (zie punt 3.2.1.1 van dit verslag). Deze studie benadrukt dat een grote meerderheid van de residentiële afnemers, kmo's en zelfstandigen nog steeds beschikt over een aanzienlijk besparingspotentieel, zowel door te veranderen van product bij haar eigen leverancier als door te veranderen van leverancier.

⁷⁴ Uitvoeringsverordening (EU) nr. 1348/2014 van de Commissie van 17 december 2014 inzake de informatieverstrekking overeenkomstig artikel 8, leden 2 en 6, van Verordening (EU) nr. 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie (PB van 18 december 2014).

3.3. Consumentenbescherming

In 2015 is de CREG de nadruk blijven leggen op de bescherming van de consumenten in het kader van haar werkzaamheden.

De CREG behandelde op vrijwillige basis aan haar gerichte vragen en klachten en werkte samen met de federale en regionale ombudsdiensten voor energie in het kader van klachten (zie punt 5.6 van dit verslag).

Bovendien is de CREG het "Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en gasprijzen voor residentiële klanten en kmo's" op haar website blijven publiceren. De nadruk hiervan ligt op de energiecomponent en de vergelijking van de Belgische all-inprijzen (totale factuur) met de prijzen in de buurlanden (Nederland, Duitsland en Frankrijk) en het Verenigd Koninkrijk (zie punt 3.2.1.2 van dit verslag) en de "Maandelijkse boordtabel voor elektriciteit en aardgas" (zie punt 3.1.2.3 van dit verslag).

De CREG maakt ook maandelijks de gasbijdragen TTF101 en TTF103 en driemaandelijks de indexeringsparameters bekend van de door elke leverancier gebruikte en door de CREG beheerde variabele producten.

In 2015 heeft de CREG een studie verricht en uitgebracht over de samenstelling van de productportefeuilles per leverancier en de mogelijke besparingspotentiëlen voor gezinnen, kmo's en zelfstandigen (zie punt 3.2.3 van dit verslag).

In 2015 heeft de CREG ook een studie uitgevoerd en uitgebracht over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen (zie punt 3.2.3 van dit verslag) die inzicht geeft in de evolutie van de specifieke samenstellende delen van de elektriciteits- en aardgasprijzen voor huishoudelijke en kleine industriële klanten.

Ten slotte werden de specifieke behoeften van de kmo's en zelfstandigen op de energiemarkt (zie ook punt 3.2.1.1 van dit verslag) door de CREG behandeld in een studie. De CREG constateert dat het besparingspotentieel van zelfstandigen en KMO's aanzienlijk is bij een verandering van leverancier of bij het sluiten van een nieuw contract bij dezelfde leverancier.

Al deze publicaties hebben als doel de consument beter te informeren over de prijzen die gelden op de kleinhandelsmarkt, alsook over hun evolutie.

Tot slot, wordt de lezer verwezen naar de punten 5.9.2 en 5.9.3 van dit verslag over de werkzaamheden van de CREG in het kader van de werkgroepen van het ACER, de CEER en de Europese Commissie over de aspecten met betrekking tot consumentenbescherming op het vlak van energie.

3.4. Bevoorradingszekerheid

3.4.1. Monitoring van het evenwicht tussen vraag en aanbod

• Vraag⁷⁵

De belasting van het Elia-net vertegenwoordigt 77,18 TWh in 2015 tegenover 77,16 TWh in 2014, wat overeenkomt met een quasi status quo tussen 2014 en 2015.

Tabel 10: Belasting (energie en piekvermogen) van het Elia-net van 2007 tot 2015 (Bron: Elia, 2015: voorlopige gegevens)

	Energie (GWh)	Piekvermogen (MW)
2007	86.619	14.033
2008	87.760	13.431
2009	81.575	13.513
2010	86.501	13.845
2011	83.350	13.201
2012	81.717	13.369
2013	80.534	13.446
2014	77.161	12.736
2015	77.184	12.634

• Geïnstalleerde capaciteit en geproduceerde energie

In de loop van 2015 is de geïnstalleerde productiecapaciteit, die aangesloten is op het net van Elia in België en die geen deel uitmaakt van de strategische reserve, met 89 MW afgenomen, van 14.591 MW tot 14.502 MW. Een aantal kleinere productie-eenheden werden immers uit dienst genomen en gedeeltelijk gecontracteerd in de strategische reserve voor de winter 2015-2016. De totale productiecapaciteit die deel uitmaakt van de strategische reserve op eind 2015 bedraagt 1.177 MW.

⁷⁵ De hier beschouwde vraag is de belasting van het Elia-net, berekend als de balans van de netto geïnjecteerde productie in het Elia-net, de invoer en de uitvoer, waarvan de door de pompcentrales opgepompte energie wordt afgetrokken. Het is derhalve de optelling van de nettoafnames en de verliezen.

Tabel 11: Opdeling per soort centrale van het in België geïnstalleerde vermogen aangesloten op het Elia-net op 31 december 2015 (Bron: Elia)

Type centrale	Geïnstalleerde capaciteit	
	MW	%
Kerncentrales	5.926	40,9
STEG en gasturbines	3.867	26,7
Klassieke centrales	785	5,4
Warmtekrachtkoppeling	815	5,6
Verbrandingsovens	230	1,6
Dieselmotoren	5	0,0
Turbojets	219	1,5
Hydro (zonder pompcentrales)	86	0,6
Pompcentrales	1.308	9,0
Onshorewindmolens	163	1,1
Offshorewindmolens	713	4,9
Biomassa	385	2,7
Totaal	14.502	100,0

Tabel 12: Opdeling per soort primaire energie van de elektriciteit die door centrales in 2015 werd geproduceerd op sites die op het Elia-net zijn aangesloten

Primaire energie	Geproduceerde energie	
	GWh	%
Kernenergie ¹	24.822	43,4
Aardgas ¹	18.097	31,6
Steenkool ¹	3.702	6,5
Fuel ¹	0,0	0,0
Andere lokaal verbruikte autoproduktie ³	1.782	3,1
Hydro (inclusief pompcentrales) ¹	1.295	2,3
Andere ¹	7.501	13,1
Totaal²	57.200	100,0

¹ Bron: Elia, voorlopige gegevens

² Bron: Synergrid, voorlopige gegevens

³ Bron: berekeningen CREG (niet door Elia overgemaakte waarden)

3.4.2. Toezicht op de investeringsplannen van de transmissienetbeheerder

De transmissienetbeheerder Elia dient in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau een ontwikkelingsplan van het transmissienet voor elektriciteit op te stellen. Het ontwerp van het ontwikkelingsplan moet ter advies worden voorgelegd aan de CREG.

Het plan dekt een periode van tien jaar en moet om de vier jaar worden aangepast. Het plan bevat een gedetailleerde raming van de behoefte aan transmissiecapaciteit. Daarnaast bepaalt het ontwikkelingsplan het investeringsprogramma dat de transmissienetbeheerder moet uitvoeren en houdt het rekening met de nood aan een adequate reservecapaciteit en met de projecten van gemeenschappelijk belang aangeduid door de instellingen van de Europese Unie op het vlak van trans-Europese netten.

In dit kader heeft Elia in 2015, in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, een plan voor de ontwikkeling van het transmissienet opgesteld dat de periode van 2015 tot 2025 dekt. Het ontwikkelingsplan werd voor advies onder meer voorgelegd aan de CREG, die in dit kader meerdere aanbevelingen heeft gedaan.⁷⁶

De minister van Energie heeft op 18 november 2015 de definitieve versie van het federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet 2015-2025 goedgekeurd.

De CREG heeft in 2015 ook de uitvoering van de geplande investeringen in de netinfrastructuur verder opgevolgd.

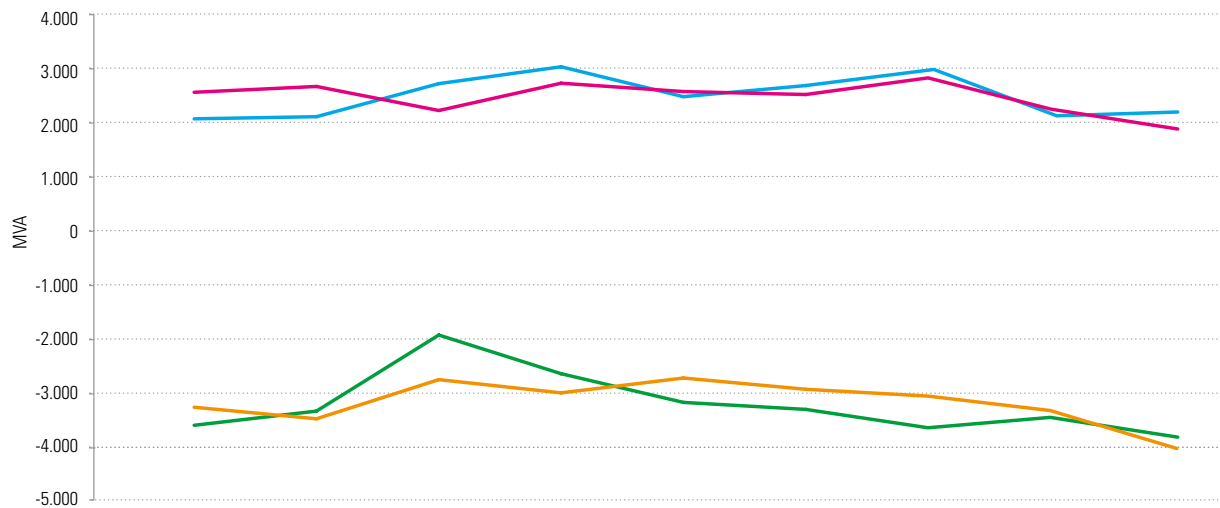
3.4.3. Operationele netveiligheid

Een belangrijk deel van de fysische energiestromen wordt veroorzaakt door de grensoverschrijdende elektriciteitsdoorvoer doorheen het Belgische net. Volgens Elia bedroeg de fysische doorvoer ongeveer 2,5 TWh in 2015 tegenover 3,9 TWh in 2014; dat is een daling van 36,7%.

Onderstaande figuur geeft de evolutie weer van de maximale fysische belasting van de interconnecties met Frankrijk en Nederland.

Zowel voor de Franse als voor de Nederlandse grens treden de hoogste stroompieken op wanneer de stromen vanuit de buurlanden naar België stromen.

Figuur 18: Evolutie van 2007 tot 2015 van de maximale fysische belasting van de interconnecties met Frankrijk en Nederland (Bron: CREG, op basis van de gegevens van Elia)



De stroompieken vanuit Frankrijk nemen de laatste jaren opnieuw toe nadat ze duidelijk afgenomen waren in 2009, het jaar waarin de dwarsregeltransformatoren op de Nederlandse grens voor het eerst volledig in dienst waren. De stroompiek vanuit Frankrijk is in 2014 gedaald tot 3.461 MVA. Dit is lager dan in 2013, toen deze piek 3.643 MVA bedroeg. De frequentie van de hoge stroompieken vanuit Frankrijk neemt af. Zo was er in 2014 geen stroompiek op de verbindingen met Frankrijk die hoger was dan de piekwaarde van 2013.

De stroompieken met Nederland zijn daarentegen opnieuw toegenomen en liepen in 2014 op tot 3.312 MVA. In 2015 werd de piekwaarde van 2013, nl. 3.050 MVA, 32 keer overschreden.

Om het hoofd te kunnen bieden aan moeilijke situaties blijkt de coördinatie met de naburige transmissienetbeheerders eens te meer onontbeerlijk. Hierbij is een belangrijke rol weggelegd voor Coreso, het eerste centrum voor regionale technische coördinatie voor verschillende transmissienetbeheerders, dat op 19 december 2008 werd opgericht door de Franse transmissienetbeheerder (RTE) en de Belgische transmissienetbeheerder (Elia). National Grid (de Britse transportnetbeheerder) is midden 2009 lid geworden van Coreso en Terna (de Italiaanse transmissienetbeheerder) en 50 Hertz (de transmissienetbeheerder voor het noorden en het oosten van Duitsland) zijn sinds eind 2010 lid.

3.4.4. Investerings in de grensoverschrijdende interconnecties

Elia heeft de ambitie om op korte en middellange termijn de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk te versterken en nieuwe interconnecties met het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en het Groothertogdom Luxemburg te ontwikkelen.

• Voorziene versterking van de Noordgrens (BRABO-project)

Eind 2015 werd de tweede dwarsregeltransformator in Zandvliet door Elia in dienst genomen.⁷⁷ Hiermee is in Zandvliet de voorlopige serieconfiguratie met de eerste dwarsregeltransformator gerealiseerd. Deze configuratie geeft geen concrete verhoging van de importcapaciteit maar zal een betere optimalisering van de importcapaciteit mogelijk maken.

In de loop van 2016 zal de tweede dwarsregeltransformator in Zandvliet in parallelconfiguratie gezet worden, samen met de upgrade van het tweede draadstel Doel-Zandvliet van 150 naar 380 kV. Dit gaat gepaard met de installatie van een 380/150 kV-transformator in Doel en met aanpassingen van het 150 kV-net rond Doel. Voor de bestudeerde scenario's met maximaal 2000 MW productie in Doel zal dit de interconnectiecapaciteit van de noordgrens vanuit Nederland met ongeveer 1000 MW verhogen. Wanneer er in Doel meer dan 2000 MW geproduceerd wordt, zal volgens Elia de verhoging van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens met 1000 MW enkel na de realisatie van de tweede en derde fase van het Brabo-project volledig benut kunnen worden.

De tweede en derde fase voorziet in de aanleg van een nieuwe hoogspanningslijn van 380 kV tussen de bestaande hoogspanningsstations te Zandvliet en Lillo en het hoogspanningsstation Mercator in de gemeente Kruibeke. De tweede fase, die bestaat uit het deel Zandvliet – Lillo en de oversteek van de Schelde ter hoogte van Liefkenshoek, is tegen 2020 gepland. Nu alle nucleaire eenheden in Doel weer in dienst zijn en de totale productie in Doel ongeveer 2900 MW bedraagt, zal de planning van de derde fase van het Brabo-project geactualiseerd moeten worden in functie van de evolutie van de internationale energiestromen en mogelijk vervroegd moeten worden tot 2020.

• Voorziene versterking van de Zuidgrens

Om in te spelen op de context van de bevoorradingszekerheid, werden naar aanloop van de winter 2014/2015 Ampacimon-modules geïnstalleerd op bestaande verbindingen met Frankrijk. De plaatsing van "Ampacimon"-modules voor de monitoring van de reële transmissiecapaciteit van de lijnen via een thermisch beeld van de geleiders, stelt Elia in staat deze verbindingen ten volle tot hun effectieve limiet te exploiteren.

Op middellange termijn vereisen de verbindingen met Frankrijk echter meer structurele versterkingen om de marktwerking te blijven faciliteren. De geplande versterking bestaat eruit om de bestaande geleiders tussen Avelin/Mastaine (FR) en Avelgem (BE), en vervolgens tot Horta in Zomergem, tegen 2022 te vervangen door zogenaamde "hoogperformantie"-geleiders⁷⁸, met de intentie om de capaciteit van de zuidgrens op die manier met ongeveer 1000 MW te verhogen.

• Geplande interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk (NEMO-project)

Het NEMO-project houdt de realisatie in van een onderzeese kabelverbinding van 1000 MW op gelijkstroom met een lengte van ongeveer 140 km. Door dit project zal er een verbinding gemaakt worden tussen Richborough in het Verenigd Koninkrijk en het onderstation "Gezelle", dat als onderdeel van het STEVIN-project in Brugge wordt opgericht.

Het project werd opgenomen in de lijst van "Projects of Common Interest (PCI)"⁷⁹ van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in het kader van het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur, benadrukt.

Voor België betekent dit dat er op een rechtstreekse wijze energie kan worden uitgewisseld met het Verenigd Koninkrijk, wat tot een verhoogde bevoorradingszekerheid moet leiden gezien de diversificatie die een nieuwe interconnectie met zich meebrengt.

De finale investeringsbeslissing werd in het voorjaar van 2015 genomen en de contracten voor de conversiestations en de kabelverbinding zijn midden 2015 toegewezen. Midden 2016 worden de bouwwerkzaamheden gestart, waardoor de nieuwe verbinding eind 2018 technisch opgeleverd kan worden en de commerciële uitbating vanaf 2019 van start kan gaan.

• Geplande interconnectie tussen België en Duitsland (ALEGrO-project)

Bij dit project, dat ALEGrO (*Aachen Liège Electric Grid Overlay*) werd gedoopt, zal een gelijkstroomkabel met een vermogen van ongeveer 1000 MW worden aangelegd over een afstand van ongeveer 100 km tussen de onderstations Lixhe (Visé) in

⁷⁷ De vierde op de noordgrens: twee in Zandvliet en twee in het onderstation Van Eyck in Kinrooi.

⁷⁸ Hoogperformantie- of HTLS- (*high-temperature low-sag*) geleiders zijn geleiders die minder uitzetten dan klassieke geleiders bij uitbating op hogere temperaturen. Hierdoor kan er meer stroom doorheen de geleiders worden getransporteerd en vergroot aldus de capaciteit van de verbinding.

⁷⁹ Gedelegeerde Verordening (EU) Nr. 1391/2013 van de Commissie van 14 oktober 2013 tot wijziging van Verordening (EU) nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur, wat de Unielijst van projecten van gemeenschappelijk belang betreft.

België en Oberzier in Duitsland. Dit project werd eveneens opgenomen in de lijst van "Projects of Common Interest" van de Europese Commissie.

Deze nieuwe interconnectie zal voornamelijk via de marktdiversificatie die het biedt door de rechtstreekse energie-uitwisseling tussen België en Duitsland, bijdragen tot een verhoogde bevoorradingszekerheid en zal eveneens de verdere marktintegratie faciliteren, resulterend in verdere prijsconvergentie binnen de CWE regio. Daarnaast kan ALEGrO ook een belangrijke rol spelen bij de integratie van een steeds groter aandeel aan hernieuwbare energiebronnen.

Elia en Amprion (de betrokken Duitse netbeheerder) voorzien om tegen eind 2017 alle vergunningen te verkrijgen om dan de werken te starten, waardoor de nieuwe verbinding eind 2019 technisch opgeleverd kan worden en de commerciële uitbating in 2020 van start kan gaan.

• Geplande interconnectie tussen België en het Groot-hertogdom Luxemburg

Het transmissienet van het Groothertogdom Luxemburg bestaat vandaag uit twee delen: het ene deel (Sotel) is op het Belgische net (Elia) en het Franse net (RTE) aangesloten, het andere deel (Creos) is op het Duitse net (Amprion) aangesloten. Tussen deze twee delen is vandaag in normale netuitbating geen rechtstreekse verbinding.

Deze structuur dient te worden aangepast en uitgebreid om het Luxemburgse transmissienet beter te integreren in het Europese net. Door deze integratie zal de bevoorradingszekerheid in het Groothertogdom Luxemburg verbeterd worden en de interconnectiecapaciteit in die regio tussen Duitsland, Luxemburg en België vergroten.

In 2015 hebben Elia, Creos en Amprion samengewerkt aan een project om hun netten te verbinden. Dit project heeft als doel om enerzijds de bevoorradingszekerheid in Luxemburg te verhogen en anderzijds de eerste commerciële koppeling van de Belgische en de Duitse markten te realiseren.

In het kader van dit project plaatst Creos een dwarsregeltransformator van 400 MVA/220 kV in het hoogspanningstation van Schifflange (Luxemburg). Door een betere beheersing van de energiestromen, zal deze dwarsregeltransformator bijdragen tot een nieuwe corridor voor commerciële uitwisselingen tussen België, Luxemburg en Duitsland. Tegelijkertijd zal de bouw van twee nieuwe 220 kV-lijnen (d.i. het 'LuxRing'-project) binnen het net van Creos voor een betere connectie zorgen tussen de drie landen. Dit project wordt ook op dit ogenblik uitgevoerd. De beoogde interconnectiecapaciteit bedraagt in eerste instantie ongeveer 300 à 400 MW.

De eerste studieresultaten tonen volgens Elia aan dat een verdere toename van de interconnectiecapaciteit tussen België en Luxemburg op termijn enkel mogelijk is mits het realiseren van een bijkomende verbinding. De verbinding die momenteel bestudeerd wordt, bestaat uit twee 220 kV-kabels tussen de onderstations van Aubange (BE) en Bascharage (LU), met optioneel dwarsregeltransformatoren om de totale flux te controleren. Hierdoor zou de interconnectiecapaciteit tot 700 MW kunnen toenemen.

Wat betreft het tot stand brengen van een koppeling tussen de Belgische hub en de Duitse/Oostenrijkse/Luxemburgse hub, hebben Elia en Creos in januari 2016 laten weten dat de commerciële indienststelling van de BeDeLux-interconnector niet zal plaatsvinden in het eerste semester van 2016, zoals aanvankelijk gepland. Elia en Creos hebben eveneens aangekondigd dat de marktspelers in de loop van 2016 meer informatie zullen vernemen betreffende de nieuwe planning.

3.4.5. Maatregelen om de vraagpieken te dekken en het hoofd te bieden aan bevoorradingsstekorten

3.4.5.1. Strategische reserve

Een wet van 26 maart 2014 heeft de elektriciteitswet gewijzigd door toevoeging van een hoofdstuk over de strategische reserve. Deze wet wordt onder punt 2.2 van het jaarverslag 2014 van de CREG uiteengezet.

• Winterperiode 2014-2015

De strategische reserve moest in de winterperiode 2014-2015 niet worden geactiveerd.

De CREG heeft op 15 september 2015 een studie uitgebracht over de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015.⁸⁰ De studie beschrijft hoe ver de Belgische regelzone nog verwijderd was van een activatie van de strategische reserves tijdens de winter 2014-2015, die gemiddeld gezien normale temperaturen kende, evenwel zonder koudegolf. In de studie worden ook de twee meest kritische dagen tijdens de voorbije winter in detail geanalyseerd. Vervolgens wordt de bevoorradingszekerheid bij extreme omstandigheden gesimuleerd. Ten slotte geeft de studie ook een vooruitblik op de komende winter 2015-2016.

De CREG stelt in de studie vast dat de markt zowel in *day ahead* als in reële tijd nog 1.000 MW verwijderd was van een activatie van de strategische reserve. A fortiori was België zeer ver verwijderd van een afschakeling veroorzaakt door een probleem van bevoorradingszekerheid.

Een analyse van de dag met de hoogste prijzen tijdens de voorbije winterperiode (24 maart 2014) toont aan dat ook buiten de winterperiode relatieve schaarste op de markt kan ontstaan, niet door een koudegolf maar door

⁸⁰ Studie (F)150910-CDC-1454 over de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015.

een lagere beschikbaarheid van het productiepark en de interconnectiecapaciteit. Als gevolg van de lagere beschikbare capaciteit kunnen de prijzen stijgen, die op hun beurt de economische waarde van productiecapaciteit en vraagbeheer verhogen, wat dan weer een positief effect kan hebben op de bevoorradingszekerheid.

Uit een simulatie onder extreme omstandigheden voor de winter 2014-2015 blijkt dat er ook dan wellicht geen activatie van strategische reserve nodig geweest zou zijn.

Toch acht de CREG de aanleg van een strategische reserve een noodzakelijke aanvulling op de *energy-only market* om de bevoorradingszekerheid te garanderen bij een eventuele echte koudegolf. De CREG vindt evenwel de huidige volumebepaling van de strategische reserve voor verbetering vatbaar, vermits ze nu soms een moeilijk te verklaren resultaat geeft.

De geplande beschikbare productiecapaciteit voor de volgende winter is van dezelfde grootte-orde als de deze van de vorige winter. Ten opzichte van vorig jaar zal het groter volume aan strategische reserve de bestendigheid van het systeem tegen ongeplande onbeschikbaarheden en een mogelijke koudegolf versterken.

In navolging van deze studie werd de CREG op 27 oktober 2015 gehoord door de commissie Bedrijfsleven van de Kamer van volksvertegenwoordigers⁸¹.

• Winterperiode 2015-2016

In uitvoering van de wet van 26 maart 2014 gaf een ministerieel besluit van 15 januari 2015⁸² de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit, Elia, de instructie om vanaf 1 november 2015 een strategische reserve aan te leggen voor een aanvullend volume van 2.750 MW bovenop de 750 MW die al was gecontracteerd op basis van het ministerieel besluit van 16 juli 2014.

In januari 2015 heeft de CREG haar opmerkingen gegeven over de proceduremodaliteiten voor de aanleg van de strategische reserve die Elia had voorgesteld voor de winterperiode 2015-2016.⁸³

In maart 2015 heeft de CREG een beslissing genomen⁸⁴ over de werkingsregels van de strategische reserve die vanaf 1 november 2015 toepasbaar zijn. Vooraleer deze beslissing werd genomen, werd er in februari 2015 een raadpleging georganiseerd over het voorstel van werkingsregels van de strategische reserve van Elia en de ontwerpbeslissing van de CREG betreffende dit voorstel.

In juni 2015 heeft de CREG op basis van het verslag van Elia met gegevens over de aangeboden prijzen en volumes en een technisch-economische selectie van de offertes die ze heeft ontvangen in het kader van de offerteaanvraag die in maart 2015 werd georganiseerd met het oog op de aanleg van de strategische reserve, een advies geformuleerd⁸⁵ over het al dan niet manifest onredelijk karakter van de aangeboden prijzen.

De algemene voorwaarden van de contracten van toegangsverantwoordelijken werden evenwel aangepast om ze in overeenstemming te brengen met het mechanisme van de strategische reserve (zie punt 3.1.3.3.A.b) van dit verslag).

Het tarief voor de openbare dienstverplichting "strategische reserve", door de CREG bepaald en op 1 februari 2015 in werking getreden, bedraagt 0,6110 EUR/netto afgenomen MWh (zie ook punt 3.1.3.5.A.b van dit verslag).⁸⁶

3.4.5.2. Offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie

Een ministerieel besluit van 27 maart 2015 heeft de procedure van de offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit van het type open cyclus of het type stoom- en gascyclus in België stopgezet (zie punt 2.4 van dit verslag).

3.4.5.3. Stroomtekort en afschakelplan

• Advies van de CREG over een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het technisch reglement en een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het afschakelplan

Op verzoek van de minister van Energie heeft de CREG op 6 juli 2015 een advies uitgebracht⁸⁷ over een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe en over een ontwerp van ministerieel besluit tot

81 Het verslag is beschikbaar op <http://www.dekamer.be/doc/CCRI/pdf/54/ic008.pdf>.

82 Ministerieel besluit van 15 januari 2015 houdende instructie aan de netbeheerder om een aanvullende strategische reserve aan te leggen vanaf 1 november 2015 (Belgisch Staatsblad van 21 januari 2015).

83 Nota (Z)150115-CDC-1395 over het voorstel van de proceduremodaliteiten voor de aanleg van strategische reserves – winterperiode 2015-2016

84 Eindbeslissing (B)150312-CDC-1403 over het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de werkingsregels van de strategische reserve toepasbaar vanaf 1 november 2015.

85 Advies (A)150625-CDC-1433 over het al dan niet manifest onredelijk karakter van de aan ELIA SYSTEM OPERATOR NV aangeboden prijzen voor de levering van de strategische reserve in antwoord op de offerteaanvraag van 17 maart 2015.

86 Beslissing (B)150129-CDC-658E/32 over het voorstel van 25 november 2014 van ELIA SYSTEM OPERATOR NV tot aanpassing vanaf 1 januari 2015 van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en van toeslagen en heffingen – Strategische reserve.

87 Advies (A)150706-CDC-1430 over een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, en een ontwerp van ministerieel besluit tot wijziging van het ministerieel besluit van 3 juni 2005 tot vaststelling van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit.

wijziging van het afschakelplan van het transmissienet voor elektriciteit. De CREG doet hierin algemene vaststellingen en bekijkt de tekst artikel per artikel.

Het koninklijk besluit van 6 oktober 2015 tot wijziging van het genoemde technisch reglement en van het ministerieel besluit van 13 november 2015 tot wijziging van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit, worden onder punt 2.3 van dit verslag uiteengezet.

• **Maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België te waarborgen**

De CREG heeft in juni 2015 een studie uitgevoerd over de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België te waarborgen.⁸⁸

Deze studie kadert in een opdracht die de minister van Energie aan de CREG heeft toevertrouwd in uitvoering van de besluiten van de federale regering. Er werd een openbare raadpleging georganiseerd om de mening van de marktpartijen te kennen.

De studie definieert het concept van toereikendheid, behandelt de evaluatie van de capaciteitsbehoefte op korte en middellange termijn en stelt de mogelijke middelen voor om in het huidige marktmodel het gewenste niveau

van bevoorradingszekerheid te behalen. Vervolgens wordt de toevoeging van een capaciteitsvergoedingsmechanisme overwogen: hiervoor worden eerst de ervaringen van buurlanden bestudeerd, waarna enkele voorstellen worden gedaan voor een mogelijke implementatie in België.

Op basis van de openbare raadpleging, ontmoetingen met de verschillende markspelers en een analyse van de Belgische marktwerking, komt de CREG tot de volgende conclusies:

- Het is noodzakelijk om de evaluatie van de behoeften op het vlak van capaciteit van elektriciteitsproductie en van vraagbeheer op korte en middellange termijn te verbeteren. De regelgeving en methodologie die tot op heden van kracht zijn, zouden onder andere een objectivering en een validering door bevoegde autoriteiten, zoals de CREG, moeten voorzien.
- Het is aangewezen om de actuele werking van de elektriciteitsmarkt (*energy-only market*) te verbeteren en dit zowel op korte termijn als via structurele hervormingen, met inbegrip van de strategische reserve (bijvoorbeeld: definitie van de voorwaarden waaronder een eenheid die deelneemt aan de strategische reserve opnieuw op de markt kan komen).
- Op basis van de behoeftenanalyse zou een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) in België kunnen worden ingevoerd. We vermelden evenwel dat in het buitenland het invoeren van bepaalde CRM's vaak complex was, verscheidene jaren geduurd heeft, een kostprijs heeft en dat de doeltreffendheid ervan vaak nog moet worden aangetoond.

3.4.5.4. Reddingscode van Elia

Overeenkomstig het technisch reglement is de CREG door Elia bij brief van 2 december 2015 in kennis gesteld van een nieuwe versie van de reddingscode waarin de wijzigingen aan het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe en aan het ministerieel besluit van 3 juni 2005 houdende het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit zijn opgenomen (zie punt 2.3 van dit verslag).

De reddingscode legt onder meer de operationele procedures vast die van toepassing zijn op de toegangsverantwoordelijken, netgebruikers en andere netbeheerders, teneinde de veiligheid, betrouwbaarheid en efficiëntie van het net te waarborgen.

⁸⁸ Studie (F)150604-CDC-1422 over de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen.