

Nota

(Z)1651

7 september 2017

Nota over de maatregelen voor een verbeterde
marktwerking: update van Nota (Z)160711-CDC-
1546

opgesteld met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2° en 19°,
van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de
elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
1. INLEIDING	3
2. MAATREGELEN VOOR EEN VERBETERDE MARKTWERKING	4
2.1. Verbeteringen in de marktkoppeling	4
2.1.1. Loop flows	4
2.1.2. Interne congesties in de marktkoppeling.....	5
2.1.3. Dynamic Line Rating	6
2.1.4. Veiligheidsmarges op kritieke netelementen.....	7
2.1.5. Flow Factor Competition	7
2.1.6. Transparantie en REMIT	8
2.1.7. Dwarsregeltransformatoren.....	8
2.1.8. Impact van de intraday Quick-Wins	9
2.1.9. Implementatie van netwerkcodes.....	11
2.2. Versterken van de verantwoordelijkheid van de ARP.....	11
2.3. Scarcity Pricing.....	12
2.4. Verlagen van de barrières voor aggregatoren	13
2.5. Afschaffen van de dubbele facturatie voor pompcentrales.....	14
2.6. Verbetering van de Strategische Reserves.....	14
3. SAMENVATTING	16
REFERENTIES.....	17

1. INLEIDING

1. De Minister voor Energie, Marie-Christine Marghem, vroeg de CREG in haar brief van 29 juni 2016 om een antwoord te formuleren op zeven vragen gerelateerd aan de werking van de Belgische elektriciteitsmarkt. De CREG heeft, via haar Nota (Z) 1546¹ op 11 juli 2016 een antwoord geboden op deze vragen. Deze nota omvatte, voor elk van de zeven vragen, een beschrijving van de gestelde problemen en een aantal voorstellen die de marktwerking zouden verbeteren.

2. De zeven vragen die behandeld werden in Nota (Z) 1546 worden hierna, ter informatie, opgelijst:

- 1) De impact van *loop flows* op ons transportnet en dus op onze importcapaciteit en de voorgestelde maatregelen om deze te verhelpen;
- 2) De impact van “optimale welvaartscreatie” in de CWE-zone op de importmogelijkheden en de voorgestelde maatregelen om dit te verbeteren;
- 3) Het sluiten van de markten zo kort mogelijk tegen reële tijd aanpassen;
- 4) Herziening van de regels inzake productie-afwijkingen van *offshore* windmolenparken om de verantwoordelijkheidsplicht van de ARP voor het netevenwicht te versterken;
- 5) De verantwoordelijkheidsplicht van de ARP’s versterken in de zin van het verhogen van het onbalanstarief of het verhogen van de aard van hun verplichtingen;
- 6) Afschaffing van de dubbele facturatie injectie/afname voor pompcentrales;
- 7) Een eventuele omkadering en de invoering van een lichter ARP-statuut om aggregatoren toe te laten de markt te betreden.

3. Bijkomend aan deze zeven vragen, nam de CREG in haar nota een voorstel op met betrekking tot het verbeteren van het mechanisme van de strategische reserves en de wetgeving die haar organiseert. In totaal werden zo 25 verschillende voorstellen opgenomen die, door ze te behandelen op Europees of nationaal vlak, werden verondersteld de werking van de Belgische elektriciteitsmarkt te verbeteren. Deze 25 voorstellen zijn opgenomen in punt II. Samenvatting van de vermelde nota.

4. Via haar brief van 6 juli 2017 vroeg de Minister van Energie de CREG om, waar gepast, de Nota (Z) 1546 te actualiseren. De Belgische elektriciteitsmarkt is immers op verschillende aspecten geëvolueerd ten opzichte van het voorgaande jaar en verschillende van de voorstellen en initiatieven die werden aangehaald in de oorspronkelijke nota, zijn volledig of gedeeltelijk uitgevoerd. Deze nota tracht aldus aan te geven wat de stand van zaken is met betrekking tot een aantal essentiële punten van de oorspronkelijke nota.

5. In wat volgt worden de oorspronkelijke vragen en voorstellen samen verrat onder de volgende categorieën: marktkoppeling, het versterken van de verantwoordelijkheid van de ARP’s, *scarcity pricing*, het verlagen van de barrières voor aggregatoren, de afschaffing van de dubbele facturatie voor pompcentrales en de strategische reserves.

¹ [Nota \(Z\) 160711-CDC-1546](#) over de maatregelen voor een verbeterde marktwerking

2. MAATREGELEN VOOR EEN VERBETERDE MARKTWERKING

2.1. VERBETERINGEN IN DE MARKTKOPPELING

2.1.1. Loop flows

6. De CREG besteedde reeds in eerdere studies en nota's aandacht aan de problematiek rond de *loop flows* en *transit flows*, onder meer maar niet uitsluitend in de Studie (F) 1352² en Nota (Z) 1546. Ter informatie worden hierna de door de CREG gehanteerde definities van beide concepten herhaald:

- *Transit flows*: fysische stromen doorheen biedzones (landen) die voortvloeien uit de commerciële energie-uitwisselingen tussen biedzones (landen). Deze energiestromen komen voort uit een marktgebaseerde capaciteitstoewijzing (zoals de impliciete stroomgebaseerde marktkoppeling in de CWE-regio)
- *Loop flows*: fysische stromen in biedzones (landen) die voortvloeien uit de commerciële energie-uitwisselingen binnen één andere biedzone (land). In tegenstelling tot *transit flows*, komen *loop* niet voort uit een marktgebaseerde capaciteitstoewijzing. In tegendeel, *loop flows* krijgen prioritaire toegang tot het net. De grootte van de *loop flows* hangt af van de fysieke eigenschappen van het net, van de grootte en configuratie van de biedzones en van de locatie van consumptie en productie in het net.

7. De problematiek van de *loop flows* is dat deze de zone-overschrijdende capaciteiten in sommige gevallen sterk beperken. Dit is gelinkt aan twee factoren. Ten eerste krijgen de *loop flows* met de huidige marktregels een prioritaire toegang tot het net en blijft er dus minder transmissiecapaciteit over voor grensoverschrijdende handel. Bovendien is de grootte van de *loop flows* moeilijk te voorspellen, wat tot grotere onzekerheid leidt bij het uitbaten van het net. Indien deze onzekerheid vertaald wordt in grotere veiligheidsmarges, wordt de commercieel beschikbare capaciteit nog verder gereduceerd (zie punt 2.1.4 Veiligheidsmarges op kritieke netelementen). Dit leidt bijgevolg tot de vaststelling dat het prioritair behandelen van de *loop flows* niet in overeenstemming is met de regels in Artikel 16(1) en 16(3) van Verordening (EG) 714/2009.

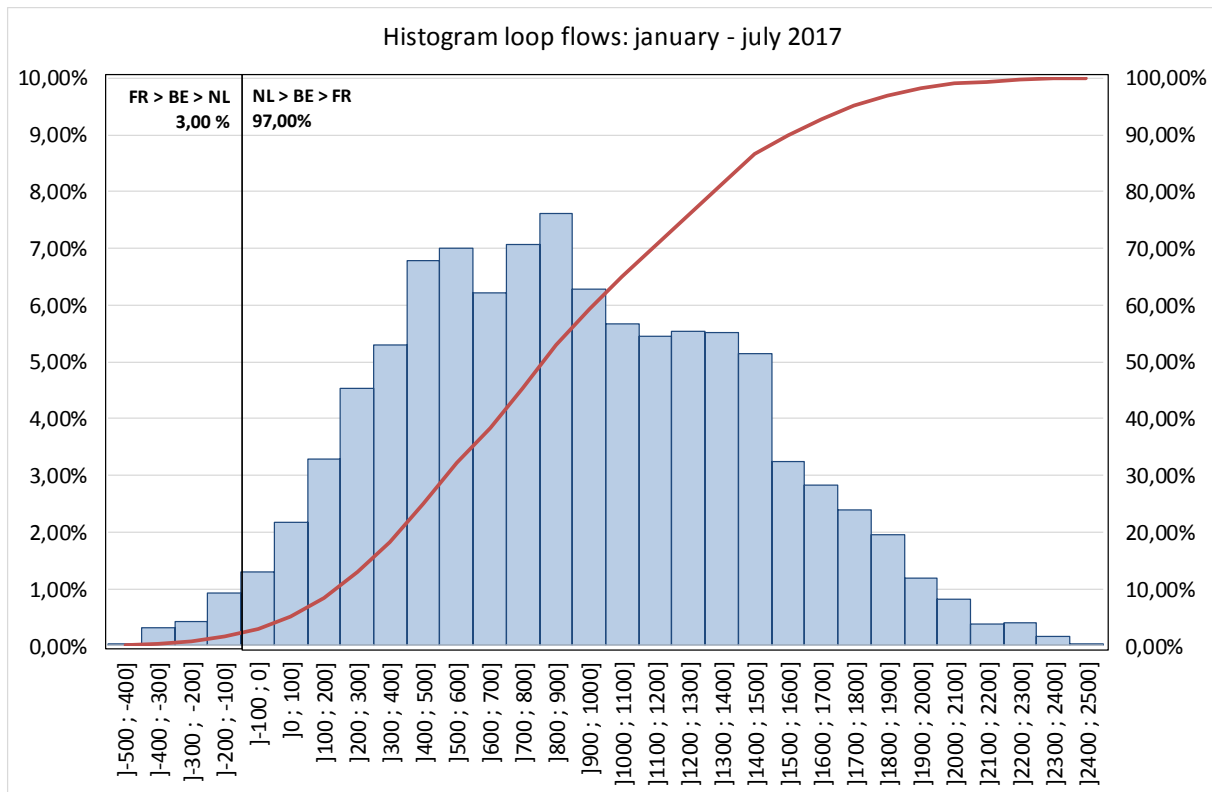
8. In de loop van 2016 werd, als gevolg van constructief overleg tussen Elia en de CREG, een methodiek³ ontwikkeld door Elia voor het berekenen van de voorspelde *loop flows* op de grenzen BE-NL en BE-FR. Sinds 1 januari 2017 worden deze waarden, inclusief de berekeningsmethodiek, om volledige transparantie te garanderen, op de webpagina van Elia gepubliceerd voor alle marktdeelnemers.

9. Een eerste analyse van de gepubliceerde gegevens in Figuur 1 voor de periode tussen 1 januari en 31 juli 2017 leert dat er bijna structureel *loop flows* van noord naar zuid doorheen het Belgische transmissienetwerk waar te nemen zijn (NL > BE > FR). Slechts in een zeer beperkt aantal uren (3% van de waargenomen gegevens) zien we *loop flows* in de omgekeerde richting. Bovendien valt op dat in een groot aantal uren (41% van de tijd) deze noord-zuid *loop flows* hoger liggen dan 1.000 MW en noteren we zelfs uitschieters tot 2.400 MW. Deze *loop flows* hebben dan ook een zeer negatieve

² Studie (F) 140908-CDC-1352 over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort

³ <http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/Interconnections/New-Loop-Flows-calculation.pdf>

invloed op de aan de markt ter beschikking gestelde zone-overschrijdende transmissiecapaciteiten. Dit werd reeds door de CREG in praktijk waargenomen, onder meer in haar Nota (Z) 1655.⁴



Figuur 1 Histogram van de voorspelde *loop flows* tussen 1 januari en 31 juli 2017
Bron: gegevens Elia, berekeningen CREG

10. De uitdaging gelinkt aan de *loop flows* is dat de grootte en impact van deze stromen een direct gevolg zijn van de huidige configuratie van de biedzones in de CWE-regio en van de huidige marktregels voor de gecoördineerde capaciteitsberekening tussen de verschillende biedzones. Een effectieve aanpak van de loop flows vraagt dus om een grensoverschrijdende coördinatie door zowel TSB's als regulatoren.

11. Om de impact van de *loop flows* te beheersen, heeft de CREG reeds een aantal maatregelen genomen en voorstellen aan de relevante TSB's en regulatoren gedaan. Ten eerste is de transparantie met betrekking tot deze cijfers bewerkstelligd door de dagelijkse publicatie van de gegevens op de webpagina van Elia. Op basis van deze gegevens kunnen door alle betrokken partijen gerichtere oplossingen voor de problematiek worden voorgesteld. In het kader van haar "CBCO-voorstel", dat verder wordt uiteengezet in punt 2.1.2, heeft de CREG ook een maatregel voorgesteld om een minimumcapaciteit voor de interconnecties tussen verschillende biedzones te garanderen. Daarnaast wordt samengewerkt met Elia om, door het efficiënter en ruimer inzetten van de beschikbare dwarsregeltransformatoren, deze *loop flows* beter te beheersen. Dit dient uiteraard gecoördineerd met de andere TSB's van de CWE-regio te gebeuren.

2.1.2. Interne congesties in de marktkoppeling

12. De biedzones van de CWE-regio zijn momenteel aan elkaar gekoppeld voor de uitwisseling van elektriciteit in het *day-ahead* tijdsbestek via de stroomgebaseerde marktkoppeling. Dit mechanisme

⁴ Note (Z) 1655 Review of CWE day-ahead market results during May 1 2017

beschouwt alle kritische netwerkelementen (de *critical branches*) die door de TSB's van de regio worden gemonitord. Vervolgens berekent het stroomgebaseerde mechanisme, aan de hand van de beschikbare marge op deze netwerkelementen, de mogelijke commerciële uitwisselingen tussen de verschillende biedzones.

13. Verschillende TSB's hebben, na de formele goedkeuring van de stroomgebaseerde marktkoppeling door de regulatoren van de CWE-regio in maart 2015, nieuwe (interne) netwerkelementen in de marktkoppeling opgenomen. Wanneer deze interne netwerkelementen de marktkoppeling beperken, wordt aldus de interne congestie in een biedzone verschoven naar de grenzen tussen een biedzone. Dit is wettelijk verboden, volgens de regels in Bijlage 1 aan Verordening (EG) 714/2009, Verordening (EU) 2015/1222 en een recente aanbeveling van ACER.⁵

14. Naar aanleiding van de vaststelling door de CREG, op basis van de monitoringdata en op basis van een aantal analyses uitgevoerd door Elia op vraag van de CREG, ontwikkelde de CREG een voorstel met betrekking tot een nieuwe methode voor de selectie van kritische netwerkelementen die als basis kunnen dienen voor de stroomgebaseerde marktkoppeling in de CWE-regio. Deze methodologie werd door de CREG gecommuniceerd via verschillende workshops en overlegmomenten aan de regulatoren van de CWE-regio enerzijds (maart 2017) en de TSB's van de CWE-regio anderzijds (april 2017). In het kader van de implementatie van de CACM netwerkcode – in het bijzonder de gecoördineerde capaciteitsberekeningsmethodologie in de Core regio – werd dit voorstel ook aan alle regulatoren en TSB's van de Core capaciteitsberekenings-regio voorgelegd.

15. Het doel van de nieuwe selectieregel voor kritische netwerkelementen is meervoudig: het vermijden van discriminatie tussen interne en zone-overschrijdende elektriciteitsuitwisselingen, het verminderen van de impact van *loop flows* op de beschikbare zone-overschrijdende transmissiecapaciteiten en het garanderen van een minimale beschikbare marge op de netwerkelementen die de commerciële uitwisselingen tussen de biedzones beperken.

16. Dit voorstel wordt gesteund door de Franse, Nederlandse en Luxemburgse regulatoren. De Duitse en Oostenrijkse regulatoren hebben nog geen duidelijk standpunt ingenomen. De Duitse regulator is eerder gekant tegen het voorstel en de Oostenrijkse regulator wacht nog op analyses van de Oostenrijkse TSB.

2.1.3. Dynamic Line Rating

17. Een belangrijke *input*parameter van de (stroomgebaseerde) capaciteitsberekening is de maximale elektriciteitsstroom of, daarvan afgeleid, het maximale elektrische vermogen dat een kritiek netwerkelement kan weerstaan. Deze maximale waarde wordt doorgaans de *ampaciteit* genoemd en is in de praktijk sterk afhankelijk van meteorologische omstandigheden zoals de omgevingstemperatuur en windsnelheden. Doorgaans kan worden gesteld dat hogere temperaturen en lagere windsnelheden een negatief effect hebben op de maximale elektriciteitsstroom die een hoogspanningslijn kan weerstaan, en omgekeerd.

18. Doorheen 2016 gaf de CREG bij verschillende gelegenheden, in haar studies en op overlegmomenten met Elia, de wens te kennen aan Elia dat het de middelen die het reeds inzette voor de *real-time* monitoring van de maximale capaciteiten op een aantal kritieke netwerkelementen, ook zou toepassen in de capaciteitsberekening voor de *day-ahead* en *intraday*markten. Elia gebruikt immers, sinds eind 2014, de technologie van Ampacimon om via *Dynamic Line Rating* de ampaciteiten van een aantal hoogspanningslijnen in functie van de weersomstandigheden op een dynamische wijze te monitoren. Het gebruik van deze dynamische waarden voor de maximale elektriciteitsstromen in

⁵ [Recommendation](#) of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies

de capaciteitsberekening staat in contrast met de eerder conservatieve benaderingen waarbij deze inputparameters een vaste waarde doorheen het jaar of seizoenswaarden zijn.

19. Om tegemoet te komen aan de wens van de CREG, diende Elia in april 2017 een goedkeuringsaanvraag in voor een methodologie voor het gebruik van *Dynamic Line Rating* in de *day-ahead* en *intraday* capaciteitsberekening. De ontwerpbeslissing van de CREG met betrekking tot dit voorstel werd in de zomer van 2017 ter consultatie aan alle belanghebbenden voorgelegd en de eindbeslissing wordt in de loop van het derde kwartaal van 2017 verwacht.

2.1.4. Veiligheidsmarges op kritieke netelementen

20. CWE TSB's hebben begin 2017 een voorstel gedaan met nieuwe waarden voor de veiligheidsmarges. Veiligheidsmarges worden gebruikt bij de bepaling van de commercieel beschikbare transmissiecapaciteit voor de day-ahead marktkoppeling. Met het voorstel, zou de veiligheidsmarge op sommige transmissielijnen met meer dan 100% toenemen.

21. De CREG heeft op basis van de monitoring data berekeningen uitgevoerd om de impact te schatten van de voorgestelde waarden voor de veiligheidsmarges. De berekeningen toonden aan dat het aantal gevallen van precongестie, waarbij nauwelijks of geen beschikbare capaciteit is voor zone-overschrijdende uitwisselingen, drastisch zou toenemen. Deze berekeningen zijn besproken en gedeeld met de andere CWE regulatoren en met de CWE TSB's.

22. Bij dit overleg kwamen CWE regulatoren en CWE TSB's tot de consensus dat een verdere reductie van de commerciële capaciteit door de verhoging van de veiligheidsmarges geen optie was gezien de reeds heel beperkte beschikbare capaciteit voor zone-overschrijdende handel in de winter van 2015-2016 en in de winter van 2016-2017.

23. Met hun unanieme beslissing om de veiligheidsmarges niet verder op te trekken geven CWE TSBs positief signaal. De CREG pleit voor het toepassen van structurele maatregelen (op niveau van coördinatie, technologische innovatie en marktwerking) om de trend van toenemende onzekerheid op de fysische stromen in reële tijd te keren en zo de uitbatingszekerheid van het netwerk te verzekeren.

2.1.5. Flow Factor Competition

24. In Nota (Z)1546 werd het probleem van Flow Factor Competitie geïntroduceerd en uitgebreid besproken. Flow Factor Competitie verwijst naar het structurele voordeel dat grotere biedzones (zoals Duitsland en Frankrijk) hebben ten opzichte van kleinere biedzones (zoals Nederland en België) bij de allocatie van de beschikbare capaciteit voor grensoverschrijdende handel in een stroomgebaseerde marktkoppeling.

25. Flow Factor Competitie was de directe aanleiding voor de introductie van de zogenaamde 'Adequacy Patch' om de bevoorradingszekerheid van België te verzekeren. Zonder deze 'Adequacy Patch' zou het immers mogelijk zijn dat België niet kan importeren bij de maximale prijs van 3000 €/MWh, een risico vastgesteld door de CREG in 2014.

26. Bij prijzen lager dan 3000€/MWh, geeft Flow Factor Competitie mogelijk aanleiding tot oneerlijke concurrentie tussen België en de grotere buurlanden bij de allocatie van grensoverschrijdende capaciteit. Om dit risico in kaart te brengen, hebben de CWE-regulatoren ingestemd met het verzoek van de CREG om hierover een studie op te starten. Deze Flow Factor Competitie studie, uitgevoerd door externe consultants, is gestart in november 2016 en is nog lopende.

27. Tussentijdse resultaten tonen aan dat de methodes die TNB's hanteren ter berekening van de stroomgebaseerde parameters (en die aan de basis liggen van de flow factor competitie), onderling

sterk verschillen. Bovendien blijken de berekende waarden, afhankelijk van de gebruikte methode, vaak sterk af te wijken van de geobserveerde waarden in reële tijd. Tenslotte blijkt dat tot in 70% van de uren, de berekende waarden door de TNB's zijn aangepast om de uitwisselingen gelinkt aan de gealloceerde langetermijnrechten te garanderen ('LTA-inclusie'). Deze aanpassingen hebben geen link meer met de initieel berekende stroomgebaseerde parameters en maken het bijgevolg onmogelijk om effecten van flow factor competitie te observeren.

28. Op basis van deze tussenresultaten, is de focus van de Flow Factor Competitie studie verschoven van de 'allocatie' naar de voorafgaande 'calculatie' van de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit. De studie richt zich nu tot het analyseren van de nauwkeurigheid van de verschillende methodes bij de berekening van de stroomgebaseerde parameters, en de impact ervan op de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit. Het eindverslag wordt verwacht in oktober 2017.

2.1.6. Transparantie en REMIT

29. Verordening (EU) Nr. 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie legt verplichtingen aan marktdeelnemers (TSB's inbegrepen) op met als doel de transparantie en het vertrouwen in de integriteit van groothandelsmarkten voor energie te verbeteren. Gelijke toegang tot informatie over de fysieke status en efficiëntie van het transmissiesysteem is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat marktdeelnemers de totale vraag en het totale aanbod kunnen inschatten en de redenen voor schommelingen van de groothandelsprijs kunnen bepalen. Een efficiënt toezicht op de werking van de elektriciteitsmarkt vereist onder andere regelmatige en tijdige toegang tot structurele gegevens met betrekking tot capaciteit en benutting van installaties voor de transmissie van elektriciteit⁶. In samenwerking met de andere regulatoren van de CWE-regio, wordt reeds sinds de implementatie van de stroomgebaseerde marktkoppeling in mei 2015 het signaal gegeven aan de TSB's dat transparantie met betrekking tot de marktkoppeling van uiterst groot belang is. Marktdeelnemers hebben immers nood aan de volledige en tijdige gegevens om een geïnformeerde beslissing te kunnen maken met betrekking tot hun positionering in de *day-ahead* en *intraday* markten. Ter bevordering van de transparantie hebben de TSB's van de CWE-regio, na intens overleg met de regulatoren en marktdeelnemers, in mei 2017 gezamenlijk de regels vastgelegd voor het publiceren van een aantal kritieke datasets, waaronder de niet-anonieme versie van de kritieke netwerkelementen in de stroomgebaseerde capaciteitsberekening.

2.1.7. Dwarsregeltransformatoren

30. België heeft momenteel vier dwarsregeltransformatoren op de grens met Nederland. Dwarsregeltransformatoren worden gebruikt om stromen te sturen binnen het Europese transmissienet. De mate waarin de stromen kunnen bijgestuurd worden hangt af van het geïnstalleerd vermogen. De richting waarin de stromen worden bijgestuurd, hangt af van de stand van de tabs.

31. Aangezien dwarsregeltransformatoren de fysische stromen zowel binnen als buiten de Belgische netwerk beïnvloeden, wordt het gebruik ervan op de verschillende tijdsbestekken (*day-ahead*, *intraday* en reële tijd) gecoördineerd op CWE-niveau. Initieel staan de dwarsregeltransformatoren in de neutrale stand. In de coördinatiefase van de *day-ahead* marktkoppeling wordt de stand aangepast zodanig dat er meer capaciteit beschikbaar is voor grensoverschrijdende handel. Hierbij wordt niet het volledige bereik van de dwarsregeltransformatoren gebruikt. Met het oog op netwerkveiligheid

⁶ [Note \(Z\) 1655](#) Review of CWE day-ahead market results during May 1 2017

worden immers een 6-tal tab-posities in reserve gehouden om de fysieke stromen in de reële tijd te kunnen bijsturen.

32. Dat het inzetten van de dwarsregeltransformatoren in coördinatie met andere TSB's dient te gebeuren en dat hun effectiviteit sterk gelinkt is aan het volledige marktdesign, is helder aangetoond door de simulaties die Elia op vraag van de CREG in januari 2017 heeft uitgevoerd. In de simulaties berekende Elia wat de impact zou geweest zijn op de marktresultaten van November 2016 (wanneer België gemiddeld slechts 1231 MW kon importeren) indien de vier dwarsregeltransformatoren op de Belgisch-Nederlandse grens gebruikt waren geweest om de loop flows doorheen België te beperken. De simulaties tonen aan dat de Belgische en Franse importcapaciteit zou verminderd zijn in plaats van toegenomen. De resultaten tonen aan dat deze vermindering gelinkt is aan het feit dat interne netwerkelementen in de Duitse biedzone – en die door het terugdringen van de loop flows zwaarder belast worden – in de huidige methodologie van de stroomgebaseerde marktkoppeling de grensoverschrijdende handel kunnen beperken (zie 2.1.2).

33. Sinds April 2017 stuurt Elia de CREG een maandelijks overzicht van de stand van de dwarsregeltransformatoren, per uur en per tijdsbestek (day-ahead, intraday en reële tijd). Ook leverde Elia de CREG de historische data vanaf het jaar 2014. Met deze data zal de CREG nagaan in welke mate de dwarsregeltransformatoren effectief worden ingezet om de capaciteit voor grensoverschrijdende handel te maximaliseren. De CREG zal in overleg met Elia en betrokken regulatoren nagaan of er opportuniteiten zijn om de inzet van deze dwarsregeltransformatoren verder te verbeteren.

2.1.8. Impact van de intraday Quick-Wins

34. De *intraday Quick-Wins* is een project waarbij Elia, RTE en Tennet gezamenlijk met de energiebeurzen APX en EPEX SPOT op impliciete wijze capaciteit toewijzen op de Belgisch-Franse en Belgisch-Nederlandse grenzen. Deze oplossing vervangt sinds 5 oktober 2016 de eerdere methoden voor *intraday* capaciteitstoewijzing, waarbij met name op de Belgisch-Franse grens de interconnectiecapaciteit nog op expliciete wijze werd verkocht. De *Quick-Wins* werden in de tweede helft van September 2016 geïmplementeerd.

35. Het doel van de implementatie van de *Quick-Wins* op beide grenzen is het vervolledigen van de impliciete marktkoppeling in het *intraday* tijdsbestek in de CWE-regio. Op deze manier zijn alle zones van deze regio (i.e. de Belgische, Nederlandse, Franse, Duitse en Oostenrijkse biedzones) impliciet gekoppeld en volgt de toewijzing van de capaciteit uit dezelfde regels op elke grens binnen de CWE-regio.

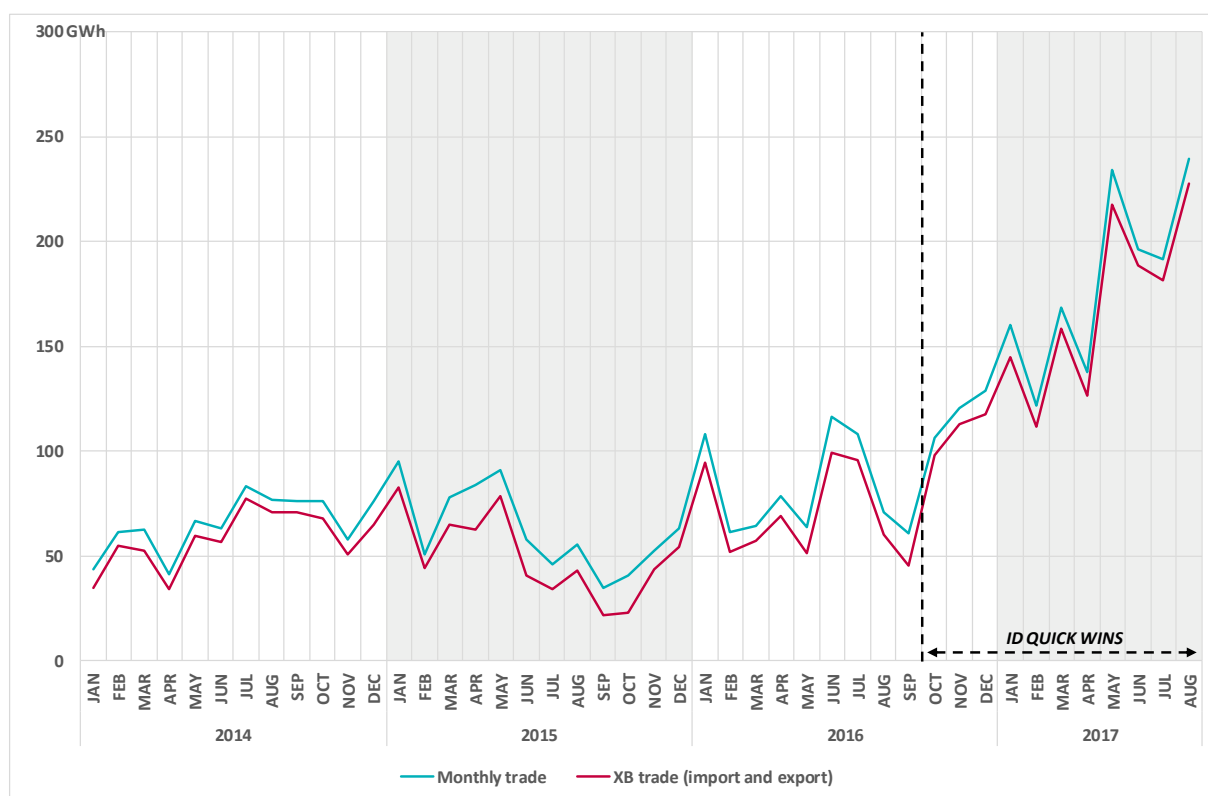
36. Sinds de oprichting van de *intraday*markt voor levering van energieproducten in de Belgische biedzone steeg het verhandelde volume gestaag met een stagnatie in 2015. Tabel 1). In 2016 is de groei aan verhandelde volumes ongeveer gelijk als deze tijdens de periode 2009-2010 en vanaf 2017 zien we, voor de eerste acht maanden van het jaar, reeds een sterke toename met 361 GWh ten opzichte van het volledige voorgaande jaar.

37. Om te bepalen of er een correlatie bestaat met het moment van invoeren van de *quick wins* worden de maandelijkse verhandelde volumes over de periode 2014-2017 weergegeven. Sinds oktober 2017 zien we in Figuur 2 een sterke maandelijkse toename van de verhandelde volumes, met recordwaarden tot 239 GWh in augustus 2017. Analoge observaties gelden voor de volumes van grensoverschrijdende handel, wat bevestigt dat de grensoverschrijdende handel de drijvende kracht is achter de verbetering van de liquiditeit in sinds oktober 2016.

Er is met andere woorden een duidelijke structurele verbetering in liquiditeit van de Belgische intraday markt merkbaar na de invoering van de *quick wins*.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 ⁷
Belpex CIM Price [EUR/ MWh]	84,46	41,78	49,88	55,59	51,66	52,40	42,55	43,85	37,97	44,11
Belpex DAM Price [EUR/MWh]	87,80	41,57	49,12	54,16	51,08	52,58	41,62	44,41	37,20	40,77
Belpex CIM Volume [GWh]	61	167	254	364	513	651	786	749	1.089	1.450
Import [GWh]	-	-	-	-	-	--	395	357	402	603
Export [GWh]	-	-	-	-	-	-	302	239	552	754

Tabel 1 Totaal jaarlijkse volumes van intraday energieproducten, inclusief het uitgevoerde en ingevoerde volume. Gemiddelde jaarlijkse prijzen van de Belgische dagmarkt en intraday markt.



Figuur 2 Totaal maandelijkse volumes verhandeld op de Belgische intraday markt, inclusief het volume gedreven door grensoverschrijdende handel⁸

⁷ Tot en met augustus 2017.

⁸ Het verschil tussen de *monthly trade* en de *XB trade* betreft de orders die lokaal (op de Belgische markt) gematched werden.

2.1.9. Implementatie van netwerkcodes

38. Het derde energiepakket, en in het bijzonder Verordening (EG) 714/2009, voorzag reeds in 2009 in de ontwikkeling en implementatie van richtsnoeren voor, onder meer, de harmonisering van de nationale en Europese regels voor de handel in elektriciteit. Drie verordeningen werden op basis hiervan ontwikkeld: de CACM Verordening⁹, de FCA Verordening¹⁰ en de Balancing Verordening¹¹.

39. De CACM Verordening heeft een grote impact op de marktwerking van de geïnterconnecteerde *day-ahead* en *intraday* markten waar de Belgische biedzone deel van uitmaakt. Sinds de inwerkingtreding van de verordening heeft de CREG een actieve en leidende rol gespeeld in de coördinatie van de implementatie van de CACM Verordening. De implementatie rust op de interactie tussen TSB's en regulatoren van de Europese Unie voor het ontwikkelen van een aantal voorwaarden of methodologieën, die tot doel hebben de eenvormige *day-ahead* en *intraday* koppeling te bewerkstelligen. In de loop van 2016 en 2017 zijn hiervoor reeds belangrijke mijlpalen verwezenlijkt: de afbakening van de capaciteitsberekeningsregio's vormt bijvoorbeeld de basis voor de intensieve samenwerking tussen alle TSB's en regulatoren van 13 verschillende lidstaten in continentaal Europa met betrekking tot de gecoördineerde capaciteitsberekening. Daarnaast werd, door alle Europese TSB's, een methodologie voor de ontwikkeling van het gemeenschappelijk netwerkmodel ontwikkeld en vervolgens door alle regulatoren goedgekeurd, dat dient om de zone-overschrijdende capaciteiten op een gecoördineerde wijze te berekenen. De aanwijzing van één of meerdere benoemde elektriciteitsmarktbeheerders (NEMO's) moet garanderen dat potentieel concurrerende elektriciteitsbeurzen samenwerken teneinde de marktkoppelfuncties (MCO-functies) vast te stellen. Hiertoe werden in België in februari 2016, per Ministerieel Decreet, EPEX Spot Belgium en Nord Pool aangewezen als NEMO.

40. De belangrijkste uitdaging gerelateerd aan de implementatie van de CACM Verordening ligt in de vaststelling van de gecoördineerde capaciteitsberekeningsmethodologie. Deze methodologie dient op niveau van de Core capaciteitsberekeningsregio te worden ontwikkeld door de TSB's en goedgekeurd te worden door de regulatoren. Hiertoe wordt, voor het *day-ahead* en *intraday* tijdsbestek, een stroomgebaseerde capaciteitsberekening ontwikkeld. De CREG nam, van bij het begin, een leidende rol op in de coördinatie tussen alle regulatoren en TSB's van de Core-regio, teneinde te verzekeren dat de ontwikkeling en de implementatie van de gecoördineerde capaciteitsberekeningsmethodologie voldoet aan alle wettelijke vereisten en een vlotte marktwerking toelaat.

2.2. VERSTERKEN VAN DE VERANTWOORDELIJKHEID VAN DE ARP

41. Eind maart 2014 werden de nucleaire reactoren Doel 3 en Tihange 2 uit veiligheidsoverwegingen voor onbepaalde tijd stilgelegd. Dat leidde tot bezorgdheden omtrent de bevoorradingszekerheid van België. De CREG heeft toen de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort onderzocht en hierover een studie¹² gepubliceerd (september 2014).

42. In deze studie schreef de CREG onder meer: "Een tijdelijke en beperkte afschakeling die de netbeheerder moet uitvoeren om een totale black-out te vermijden is onvrijwillig en niet-selectief. Dit moet zoveel mogelijk evolueren naar een vrijwillige (of contractuele) en selectieve afschakeling. Dat

⁹ Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

¹⁰ Verordening (EU) 2016/1719 van de Commissie van 26 september 2016 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing op de langere termijn

¹¹ Deze verordening is nog niet gepubliceerd en in werking getreden.

¹² [Studie](#) (F) 140908-CDC-1352

kan mogelijk gemaakt worden door eerst de ‘niet-prioritaire’ sectoren af te schakelen van de evenwichtsverantwoordelijke die mee aan de basis ligt van een tekort dat leidt tot een onvrijwillige afschakeling; dit principe is nu reeds van toepassing in de gasmarkt, maar nog niet in de elektriciteitsmarkt. De afschakeling kan volgens een volgorde die de evenwichtsverantwoordelijke met zijn klanten op een transparante wijze heeft overeengekomen. Hiervoor is het nodig dat Elia in reële tijd een goede inschatting kan maken van het onevenwicht van elke individuele evenwichtsverantwoordelijke, iets wat bij Fluxys al in werking is sinds 2007.”

43. De maatregel om klanten selectief af te schakelen die zich in de perimeter van de evenwichtsverantwoordelijke (of ARP) bevinden die aan de oorzaak ligt van het probleem van bevoorradingszekerheid is vervolgens opnieuw voorgesteld in de CREG-nota over de studie van Elia over de nood aan ‘adequacy’ en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027¹³ en in de eerste CREG-nota met maatregelen voor een verbeterde marktwerking¹⁴.

44. De te verwachten effecten van de selectieve afschakeling zijn dat de ARP een prikkel krijgt om een selectieve afschakeling te vermijden, omdat hierdoor klanten kunnen verloren gaan. De mogelijkheid van selectieve afschakeling, in combinatie met het onbalanstarief van 4.500 €/MWh wanneer er structurele schaarste heerst, is een sterk pakket van maatregelen die de ARP zal responsabiliseren om zijn evenwicht te bewaren en zo de bevoorradingszekerheid te garanderen. Het invoeren van de selectieve afschakeling moet dan ook beschouwd worden als het consequent doorvoeren van de huidige beleidscontext, met name het versterken van de centrale rol en de verantwoordelijkheid van de ARP’s.

45. De huidige marktperfectie, waarbij ARP’s kunnen bezuinigen op (productie)capaciteit omdat dit onder de huidige regels geen nadeel voor hun klanten oplevert en waarbij de kosten op anderen kunnen afgewenteld worden, zal door deze combinatie van maatregelen opgelost worden. Het kan ertoe leiden dat de nood aan strategische reserve of een ander capaciteitsmechanisme daalt en op termijn zelfs wordt.

46. Het selectief afschakelen van klanten is enkel mogelijk indien per ARP het onevenwicht (in quasi reële tijd) voldoende nauwkeurig gekend is. De CREG heeft in 2014 het initiatief genomen om dit met de netbeheerders te bespreken. In 2016 heeft de CREG een aantal eerste resultaten mogen ontvangen van Synergrid, de federatie van de netbeheerders, omtrent de berekening in quasi reële tijd van het onevenwicht per ARP.

47. De CREG heeft een ontwerp-nota gemaakt over de mogelijke principes van de selectieve afschakeling. Over deze ontwerp-nota is tijdens de zomerperiode geconsulteerd bij een groot aantal marktactoren, zij het niet-publiek. Op basis van de ontvangen reacties zal de ontwerp-nota aangepast worden.

2.3. SCARCITY PRICING

48. In 2016 heeft de CORE-eenheid van de Université Catholique de Louvain een studie uitgevoerd over de analyse van de gegrondheid van de toepassing in België van een methode voor de vergoeding van de reserves ingeval van schaarste die William Hogan heeft voorgesteld en momenteel in Texas wordt toegepast. Deze methode voorziet de bepaling van een *markup* op de onevenwichtsprijs in functie van de schaarste van de reserves die in het systeem aanwezig zijn in realtime. Deze *markup*

¹³ [Nota](#) (Z) 160527-CDC-1532 over de studie van Elia over de nood aan ‘adequacy’ en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027

¹⁴ [Nota](#) (Z) 160711-CDC-1546

hangt af van de waarde van de verloren last en de waarschijnlijkheid dat het systeem uitvalt. Het wordt toegepast op de onevenwichtsprijs en laat toe de marktdeelnemers te vergoeden.

49. De studie bracht aan het licht dat de Belgische gasproductie-eenheden met gecombineerde cyclus voordelig waren voor de bestudeerde periode toen verschillende nucleaire productie-eenheden stillagen. Uit de studie is eveneens gebleken dat de *markup* verdween als de situatie terug normaal was.

50. Deze methode vergoedt voornamelijk de flexibiliteit, d.w.z. de eenheden die hun productie (verbruik) snel kunnen laten variëren. Ze is niet verbonden met een bepaalde technologie, maakt de deelname van de vraag mogelijk en zou de energietransitie mogelijk moeten maken. Ze kan een alternatief zijn voor de mechanismen voor de vergoeding van de capaciteit.

51. De CREG heeft in de zomer van 2017 een offerteaanvraag gelanceerd voor de realisatie van een tweede studie met als doel het ontwerp van het voorgestelde mechanisme voor een eventuele toepassing en de interacties met het balanceringsmechanisme en de koppeling van de markten op D-1 te bepalen. Deze nieuwe studie zal eind 2017 starten.

2.4. VERLAGEN VAN DE BARRIÈRES VOOR AGGREGATOREN

52. Nadat de CREG de hinderpalen voor de deelname van de vraag aan de markten heeft geanalyseerd, is ze tot de conclusie gekomen dat een belangrijke hinderpaal voor deze deelname de afwezigheid van een wettelijk kader voor de organisatie van de overdracht van energie was.

53. Om dat op te lossen heeft de CREG in haar studie 1459¹⁵ over de middelen die moeten worden toegepast om de deelname van de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België mogelijk te maken de principes voorgesteld van een nieuw marktmodel om de eindafnemer toe te laten zijn flexibiliteit zelf of via een tussenpersoon die hij heeft gekozen, ongeacht zijn energieleverancier, te valoriseren. Ze heeft in bijlage van deze studie eveneens een wetsontwerp voorgesteld om het wettelijk kader voor de uitwerking ervan te creëren.

54. Dit wetsontwerp diende als basis voor de aanneming van de wet van 13 juli 2017 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

55. Voor de operationele uitwerking van het nieuwe wettelijke kader moeten er nu regels worden aangenomen voor de organisatie van de energieoverdracht¹⁶ en de vergoeding van de overgedragen energie en de effectieve implementatie ervan. De CREG zal zich hier de komende maanden op toeleggen.

56. De progressieve toepassing zal starten met de markt van de vrije biedingen voor tertiaire reserve. Daarna zal er om al deze markten te dekken zo snel mogelijk moeten worden overgegaan tot de uitbreiding naar de andere markten.

¹⁵ Studie (F) 160503-CDC-1459 over de middelen die moeten worden toegepast om de deelname aan de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België te faciliteren.

¹⁶ Op voorstel van Elia

2.5. AFSCHAFFEN VAN DE DUBBELE FACTURATIE VOOR POMPCENTRALES

57. De vrijstelling van de federale bijdrage is volgens de wet van 13 juli 2017 van toepassing vanaf 1 januari 2018.

58. Wat de toepassing van een bijzonder tariefregime voor de opslag (op het niveau van de transmissietarieven) betreft, werden wettelijke aanpassingen geïmplementeerd als gevolg van aanbevelingen van de CREG.

59. De CREG voert momenteel een *benchmarking* uit van de transmissietarieven die voor de opslag van elektriciteit worden gefactureerd in België en in 10 relevante Europese landen. Zodra de conclusies van deze studie gekend zijn (rond eind oktober 2017) zal de CREG zich kunnen uitspreken over het feit of het al dan niet noodzakelijk is om haar tariefmethodologie te wijzigen om een afzonderlijk tariefregime voor de opslag van elektriciteit in te voeren.

2.6. VERBETERING VAN DE STRATEGISCHE RESERVES

60. In haar nota 1546 stelde de CREG een reeks verbeteringen voor die aan het mechanisme voor de strategische reserve zouden kunnen worden aangebracht. Vervolgens werd een werkgroep met vertegenwoordigers van de FOD Economie, de CREG en Elia samengesteld. Deze werkzaamheden hebben geleid tot een wetsontwerp om het mechanisme voor de strategische reserve te verbeteren, in het bijzonder de volgende punten:

- Uitbreiding van de verplichting om een buitenwerkingstelling of een capaciteitsvermindering te melden om een beter zicht te krijgen op de beschikbare capaciteiten en het toepassingsgebied van artikel 4bis te verduidelijken;
- Versterking van de gevolgen van een kennisgeving van een definitieve stillegging om aangekondigde buitenwerkingstellingen beter te kunnen voorzien (in het bijzonder verbod om terug op de markt te komen)
- Verduidelijking van de voorwaarden waaronder een exploitant kan afzien van een tijdelijke buitenwerkingstelling om terug op de markt te komen en vastlegging van een planning die moet worden nageleefd om interferentie met een offerteaanvraag te vermijden;
- Vastlegging van de financiële modaliteiten om de eenheden terug op de markt te brengen die hun tijdelijke buitenwerkingstelling hebben aangekondigd om concurrentievervalsing te vermijden;
- Stijging van de transparantie over de kennisgevingen van buitenwerkingstelling of capaciteitsvermindering via een centrale publicatie op de site van de FOD Economie;
- Verbetering van het zicht op de nood aan 'adequacy' en flexibiliteit op middellange termijn door de toekenning van de taak om om de twee jaar een analyse op tien jaar uit te voeren van de behoeften van het Belgische elektriciteitssysteem inzake 'adequacy' en flexibiliteit;
- Beperking van de looptijd van het contract naar 1 jaar;
- Invoering van de mogelijkheid voor de minister om het volume aan strategische reserve te herzien dat na 15 januari moet worden aangelegd als de omstandigheden met betrekking tot de bevoorradingszekerheid zijn geëvolueerd (in het bijzonder ingeval van aankondiging van terugkeer van eenheden naar de markt);
- Uitbreiding van de toegang tot de strategische reserve:
 - door de toegang via offertes inzake vraagbeheer mogelijk te maken vanuit noodgroepen die eilandbedrijf mogelijk maken;
 - door de deelname aan productie-eenheden van meer dan 25 MW op te leggen om de concurrentie te verhogen.

- Toevoeging, parallel met de huidige reserve (actieve strategische reserve) om een behoefte op korte termijn (1 jaar) te dekken van een passieve strategische reserve om het hoofd te bieden aan een tekort van capaciteiten die op korte termijn niet aanwezig is, maar waarop de aandacht werd gevestigd op middellange termijn via de studies van de behoefte aan 'adequacy' van de netbeheerder op 3 jaar en op 10 jaar. De eenheden in passieve reserve zouden in de mottenballen worden gezet om de reserveringskost ervan te verminderen.

61. Daarnaast werden op vraag van de CREG drie aanpassingen aangebracht aan de werkingsregels om de gelijke behandeling van productie en vraag te verbeteren.

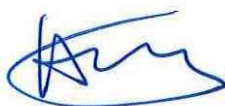
62. Om het parallellisme te verkrijgen met de verplichting voor de productie-eenheden die aan de strategische reserve deelnemen buiten de markt te zijn werd enerzijds een criterium voor de beschikbaarheid van de capaciteit tijdens uren met een hoge marktprijs ingevoerd om capaciteiten die op een marktprijs (*day ahead*-prijs of balanceringsprijs) reageren uit te sluiten; anderzijds mogen leveringspunten die voorwerp uitmaken van een contract voor de strategische reserve niet meer deelnemen aan de primaire, secundaire en tertiaire regeling (gereserveerd en niet gereserveerd vermogen) en dit van bij het begin van de periode van het contract voor de strategische reserve tot 31 oktober na de einddatum van dat contract. Tot slot werden de financiële voorwaarden voor de terugkeer op de markt van een eenheid die genoten heeft van een door de strategische reserve gefinancierde investering verduidelijkt.

3. SAMENVATTING

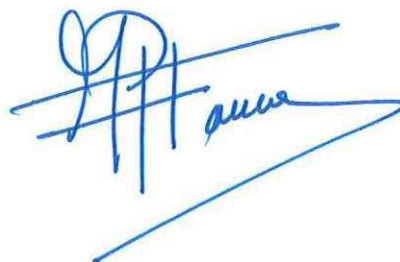
In het voorgaande deel en in Nota (Z) 160711-CDC-1546 identificeerde de CREG een aantal maatregelen die tot doel hadden de werking van de Belgische elektriciteitsmarkt te versterken. Op een aantal van de in de oorspronkelijke nota vermelde maatregelen kon de CREG in het afgelopen jaar significante vooruitgang noteren, terwijl voor andere maatregelen – al dan niet in samenwerking met Elia en andere Europese regulatoren en transmissiesysteembeheerders – nog ruimte voor verbetering te noteren valt.

De CREG stelt vast dat deze maatregelen en het identificeren van nieuwe uitdagingen en opportuniteiten voor de Belgische elektriciteitsmarkt deel uitmaken van een continu proces, waarbij de CREG met alle relevante belanghebbenden samenwerkt om haar wettelijke taken ter ondersteuning van de markten, uit te voeren.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité

REFERENTIES

CREG [Studie](#) (F) 140908-CDC-1352 over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort

CREG [Studie](#) (F) 160503-CDC-1459 over de middelen die moeten worden toegepast om de deelname aan de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België te faciliteren.

CREG [Note](#) (Z) 160512-CDC-1527 on scarcity pricing applied to Belgium

CREG [Nota](#) (Z) 160527-CDC-1532 over de studie van Elia over de nood aan 'adequacy' en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027

CREG [Nota](#) (Z) 160711-CDC-1546 over de maatregelen voor een verbeterde marktwerking

CREG [Note](#) (Z) 1655 Review of CWE day-ahead market results during May 1 2017

ACER [Recommendation](#) of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies