



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02.289.76.11
Fax: 02.289.76.99

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)130626-CDC-1258

over

“de hervorming van de ondersteuning voor offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie”

gedaan met toepassing van artikel 23, § 2, 2°, en van artikel 7, § 1bis van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

26 juni 2013

INHOUD

INLEIDING	3
I. Antecedenten	6
II. Het huidige ondersteunings-mechanisme	9
II.1 De kenmerken en de kostprijs van de huidige ondersteuning	9
II.2 De domeinconcessies	11
III. De nota Dralans	13
III.1 Kernpunten	13
III.2 Opmerkingen CREG	15
III.2.1 Draagvlak nota Dralans	15
III.2.2 Klassiek <i>LCOE</i> systeem	16
III.2.3 Aangepaste <i>LCOE</i> systeem	25
III.2.4 Elektriteitsprijs	26
III.2.5 Impact Stopcontact op zee	28
III.2.6 Impact Staatsgarantie	30
III.2.7 Opt-in mogelijkheden op basis van het huidige systeem	31
IV. Hervorming van het ondersteuningssysteem	32
IV.1 Doelstelling Regering	32
IV.2 Uitwerking van een aanzienlijke besparing	33
IV.2.1 Besparing met 25%	33
IV.2.2 Besparing met 15%	34
IV.2.3 Besparing met 10%	34
IV.3 Besparing of verschuiving?	34
V. Advies CREG	36
V.1 Doel hervorming	36
V.2 Voorstel CREG	37
V.2.1 Basisidee	37
V.2.2 Voorstel waarde ondersteuning	38
V.2.3 Nodige wijzigingen in wetgevend kader	40
VI. Besluit	42

LIJST TABELLEN

Tabel 1: Kostprijs huidige ondersteuning <i>offshore</i> windenergie (Bron: CREG)	10
Tabel 2: Overzicht geïnstalleerd vermogen per domeinconcessie	12
Tabel 3: Ondersteuningsmechanisme per domeinconcessie	13
Tabel 4: Assumpties onrendabele top	18

LIJST FIGUREN

Figuur 1: Overzicht van de domeinconcessies in Belgische territoriale wateren	11
Figuur 2: Aanpassing ondersteuning <i>offshore</i> windenergie	39

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: de CREG) heeft voorliggende studie uitgevoerd op basis van artikel 23, § 2, 2°, en artikel 7, §1bis van de Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de Elektriciteitswet).

De hoogte van de ondersteuning voor *offshore* windenergie in België is sinds vele jaren een discussiepunt. In april 2010 werd de ondersteuning voor *offshore* windenergie voor de eerste keer in vraag gesteld door Essenscia¹. In haar studie kaartte ze aan dat de enorme meerkost van *offshore* windenergie, die doorgerekend wordt aan de consumenten via de elektriciteitsfactuur, nefast is voor het concurrentievermogen van de industrie in ons land. In 2011 publiceerde de CREG een studie² waarin de huidige ondersteuning voor *offshore* windenergie gereconstrueerd werd op basis van internationale studies en de eerste Belgische *offshore* parken. In deze studie werd geen oversubsidiëring vastgesteld, maar werden enkele denkpistes aangereikt om de kost voor *offshore* windenergie te verminderen.

In de periode juni 2011 – maart 2012 voerde de heer Dralans³, op vraag van het VBO⁴, een bemiddelingsopdracht uit. De opdracht was een alternatief ondersteuningsmechanisme voor *offshore* windenergie voor te stellen waarin zowel de investeerders als de grootverbruikers zich konden vinden. Het resultaat hiervan werd in maart 2012 voorgesteld als de nota Dralans. Deze nota werd overgemaakt aan de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming (hierna: de Staatssecretaris voor Energie) en wordt, door de Staatssecretaris, beschouwd als startbasis voor de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie.

¹ 'High Level Group for a Sustainable Chemical and Plastics Industry in Belgium, Working Group Energy, KUL for Essenscia, 2010'

² Studie (F)111027-CDC-1061 over de analyse van de kosten en onrendabele topberekening voor *offshore* wind in België.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1061NL.pdf>

³ Ex-ceo ING.

⁴ Verbond van Belgische ondernemingen.

In 2013 heeft studiebureau 3E een vergelijking⁵ gemaakt tussen de West-Europese ondersteuningssystemen voor offshore windenergie, op vraag van de Belgische windenergiesector. Volgens deze studie zit de Belgische ondersteuning op het niveau van de buurlanden.

Voorliggende studie evalueert, op vraag van de Staatssecretaris voor Energie, de nota Dralans en de bedenkingen van de FOD Economie over deze nota. Vervolgens worden enkele denkpistes aangereikt voor een mogelijke hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie. Voorliggende studie behandelt niet de eventuele moeilijkheden die ontstaan voor de *bankability*⁶ van de *offshore* projecten door het *Belgian Offshore Grid*⁷ (hierna: BOG).

Deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité van 26 juni 2013.



⁵ Benchmarking study on offshore wind incentives, Comparison of the systems in 6 neighbouring countries, 3E. Deze studie vermeldt volgende ondersteuning in de buurlanden:

Duitsland: FIT system met 190 EUR/MWh voor 8 jaar (uitbreiding mogelijk) + grid connectie volledig betaald

Frankrijk: FIT tender system met 175 EUR/MWh gedurende 20 jaar

Nederland: tender met market premium system met 170 EUR/MWh gedurende 15 jaar.

⁶ A project is considered bankable if lenders are willing to finance it. If a project faces bankability issues, the lender may be tempted to consider providing guarantees.

⁷ Andere benaming voor Stopcontact op Zee.

I. ANTECEDENTEN

1. Het huidige federale ondersteuningssysteem voor *offshore* wind is volgens bepaalde partijen te genereus⁸. Een standpunt dat de investeerders in deze parken niet delen. Daarom heeft het VBO aan de heer Dralans gevraagd een bemiddelingsopdracht uit te voeren. De opdracht bestond erin om een alternatief ondersteuningssysteem voor *offshore* voor te stellen waarmee zowel investeerders, grootverbruikers (die de *offshore* groenestroomcertificaten mee financieren) als de elektriciteitssector genoeg kunnen nemen. Het resultaat van deze bemiddelingsopdracht werd in maart 2012 gebundeld in het document “Alternatief ondersteuningssysteem voor *offshore*, Voorstel van de groep Dralans” (hierna: de nota Dralans).

2. De nota Dralans is op 18 april 2012 officieel aan de CREG voorgesteld en werd daarna met vertegenwoordigers van Elia, het kabinet van de Staatssecretaris voor Energie, de FOD Economie en de CREG⁹ besproken.

3. Met zijn schrijven van 20 juni 2012 heeft de Staatssecretaris voor Energie de CREG gevraagd de kostprijs van de huidige ondersteuning voor *offshore* windenergie te vergelijken met de kostprijs van een flexibele ondersteuning¹⁰ met als enig variabel element de elektriciteitsprijs. Studie (F)120719-CDC-1175¹¹ maakt deze vergelijking voor een productiepark van 165 MW en 330 MW. Eén van de conclusies van deze studie is dat een flexibele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs niet goedkoper zal zijn dan de huidige ondersteuning gezien de huidige lage noteringen op de Belpex DAM.

⁸ Deze kritiek werd in het verleden meermaals geuit door Essenscia, Febeliec en VBO. Hierbij een overzicht van enkele recente krantenartikelen, waar verwezen wordt naar hun standpunt.

“Cri d’alarme sur le coût de l’éolien offshore”, La Libre Belgique, 14 november 2012.

“Kosten groene stroom ontsproren”, De Standaard, 14 november 2012.

“Wathelet wil subsidies voor offshore windmolenparken verminderen”, De Tijd, 20 november 2012.

“Wathelet zet mes in steun windmolenparken”, De Standaard, 20 november 2012.

“L’énergie verte va devenir impayable en Belgique”, L’Echo, 20 februari 2013.

“Le soutien aux éoliennes en mer sera moins généreux”, L’Echo, 27 februari 2013.

⁹ Vergaderingen van 12 juni 2012 en 3 juli 2012.

¹⁰ Een flexibele ondersteuning voor offshore windenergie houdt in dat de domeinconcessies niet elke maand dezelfde ondersteuning (EUR/MWh) krijgen. De ondersteuning zal afhankelijk zijn van de evolutie van de elektriciteitsprijs. Een flexibele ondersteuning wordt bepaald door het verschil tussen de *Levelised Cost of Energy (LCOE)*, de referentie elektriciteitsprijs en de eventuele inkomsten van de verkoop van garanties van oorsprong. Indien deze flexibele ondersteuning wordt vermenigvuldigd met de productiecijfers bekomt men de kostprijs van de flexibele ondersteuning.

Ondersteuning (EUR/MWh) = *LCOE* (EUR/MWh) – elektriciteitsreferentieprijs (EUR/MWh) – prijs garanties van oorsprong (EUR/MWh).

¹¹ Studie (F)120719-CDC-1175 over de impact van een flexibele ondersteuning voor offshore windenergie.

4. Studie (F)120719-CDC-1175 werd op 28 september 2012 besproken met vertegenwoordigers van Elia, het kabinet van de Staatssecretaris voor Energie, de FOD Economie en Belpex.

5. Op 16 oktober 2012 werd de nota Dralans voorgesteld aan de Werkgroep Hernieuwbare Energie van de Algemene Raad.

6. Met zijn schrijven van 7 maart 2013 hervat de Staatssecretaris de discussies over de hervorming van de ondersteuning. In dit schrijven meldt de Staatssecretaris dat hij een werkgroep wil oprichten om de discussie over de hervorming van de ondersteuningsmechanismen op te starten.

“In deze context heeft een werkgroep bestaande uit vertegenwoordigers van de CREG, Elia, het VBO, Belpex en de Algemene directie Energie de sterke en zwakke punten van het Dralans-voorstel bestudeerd. Dit voorstel kan worden beschouwd als een compromis dat werd bereikt binnen deze groep die de betrokken producenten en de grote professionele verbruikers samenbrengt.

...

Bijgevolg dient het denkproces te worden vervolgd teneinde vóór 1 januari 2014 een ondersteuningssysteem uit te denken dat kan worden beschouwd als zo kostenefficiënt mogelijk en toch de ontwikkeling van windenergie mogelijk maakt. Teneinde deze oefening te vereenvoudigen, wens ik dat een werkgroep bestaande uit de administratie van de CREG wordt opgericht teneinde dit denkproces tot een goed einde te brengen.”¹²

7. Op 11 april 2013 heeft de CREG, per email, een nota (hierna: nota FOD Economie) gekregen van het kabinet van de Staatssecretaris voor Energie waarin de opmerkingen van de FOD Economie over de nota Dralans verwerkt zijn. In deze email wordt eveneens een voorstel van hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie gevraagd.

¹² Vrije vertaling van: *“Dans ce contexte, un groupe de travail réunissant des représentants de la CREG, d’Elia, de la FEB, de Belpex et de la Direction générale de l’Energie a examiné les forces et faiblesses de la proposition Dralans qui peut être considérée comme un compromis obtenu au sein du groupe du même réunissant les producteurs concernés et les gros consommateurs professionnels.*

...

Il convient dès lors de poursuivre les réflexions afin d’aboutir, avant le 1er janvier 2014, à un système de soutien qui, tout en permettant le développement de l’éolien, puisse être jugé aussi coût efficace que possible. Afin de faciliter cet exercice, je souhaiterais qu’un groupe de travail comprenant l’administration et la CREG se mette en place en vue de mener ces réflexions à bonne terme”.

8. Op 17 mei 2013 heeft de CREG de problematiek van de staatsgarantie en kredietverzekeringen besproken met NDD¹³.
9. Op 22 mei, 31 mei en 19 juni 2013 heeft de CREG de nota Dralans besproken met de leden van het *Belgian Offshore Platform*¹⁴ (hierna: *BOP*).
10. Op 29 mei 2013 heeft de CREG het proces van *financial close*¹⁵ besproken met C-Power.
11. Op 29 mei 2013 heeft de CREG de nota Dralans besproken met Essenscia¹⁶.
12. Op 30 mei 2013 heeft de CREG het proces van *financial close* besproken met Belwind en Northwind.
13. Op 6 juni 2013 heeft de CREG de nota Dralans besproken met Belfius.
14. Op 11 juni 2013 heeft de CREG een *workshop* bijgewoond georganiseerd door BOP. ABN AMRO presenteerde hier: "Offshore wind & transmission cables, Lessons learned".
15. Op 11 juni 2013 heeft Norther zijn proces van *financial close* toegelicht.
16. Op 17 juni 2013 heeft Rentel zijn proces van *financial close* toegelicht.

¹³ De Nationale Delcrederedienst (NDD) is de Belgische openbare kredietverzekeraar.

¹⁴ Het *Belgian Offshore Platform* verenigt de belangrijkste Belgische spelers die investeren in hernieuwbare (wind)energie op de Belgische Noordzee. Het *BOP* wil de verdere ontwikkeling bevorderen door o.a.

- de belangen van haar leden te vertegenwoordigen bij overheid, nutsbedrijven en andere instanties of personen.
- de noodzakelijke voorwaarden te bepleiten voor de maximale ontwikkeling van die energiesystemen.
- iedereen te informeren en te sensibiliseren over de productie van hernieuwbare (wind)energie op de Noordzee.
- internationaal ervaring uit te wisselen met andere producenten van hernieuwbare (wind)energie op zee.
- studie en onderzoek te verrichten over hernieuwbare (wind)energie opgewekt op zee.

¹⁵ *Financial close* is de officiële afsluiting van de financiële akkoorden met alle voornaamste stakeholders en banken.

¹⁶ Essenscia vzw, de Belgische federatie van de chemische industrie en *life sciences* is een multisectorale koepelorganisatie die de talrijke activiteitensectoren van de chemie, kunststoffen en *life sciences* vertegenwoordigt.

II. HET HUIDIGE ONDERSTEUNINGS- MECHANISME

17. Alvorens het ondersteuningssysteem voor *offshore* windenergie te wijzigen, is het belangrijk de kenmerken en de kostprijs van de huidige ondersteuning te kennen. Hierna worden de modaliteiten van het huidige systeem toegelicht en de kostprijs ervan berekend. Daarnaast worden de domeinconcessies voorgesteld die reeds gebruik maken van de ondersteuning.

II.1 De kenmerken en de kostprijs van de huidige ondersteuning

18. Het huidige ondersteuningsmechanisme voor *offshore* windenergie is gebaseerd op 3 pijlers die in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002¹⁷ en in de Elektriciteitswet bepaald zijn.

Om de productie van hernieuwbare energie op zee te bevorderen (ook *offshore* genoemd) werd op federaal niveau, via het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 en met toepassing van artikel 7 van de Elektriciteitswet, een systeem voor de toekenning van groenestroomcertificaten opgezet. De certificaten worden toegekend aan installaties die elektriciteit produceren in de zeegebieden waarin België volgens het internationaal zeerecht rechtsmacht kan uitoefenen.

Het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 voorziet volgende minimaankooprijzen voor groenestroomcertificaten van *offshore* windenergie:

- 107,00 EUR/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- 90,00 EUR/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

¹⁷ Het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen.

De gemiddelde waarde van groenestroomcertificaten voor een park van 300 MW bedraagt 102,24 EUR/MWh¹⁸. De minimumaankoopprijs voor groenestroomcertificaten van *offshore* windenergie wordt toegekend voor 20 jaar. De uitgereikte certificaten worden door Elia aan de minimumaankoopprijs opgekocht. In tegenstelling tot de regio's is er op federaal vlak geen markt noch quota voor de federale groenestroomcertificaten. De kosten worden door Elia gerecupereerd via een toeslag op de transmissienettarieven¹⁹.

Daarnaast is er een subsidie voor één derde van de kostprijs van de onderzeese *offshore* kabel met een maximumbedrag van 25.000.000 EUR. Tenslotte geldt er een specifiek systeem voor productieafwijkingen voor *offshore* windenergie.

19. De totale kostprijs van de huidige ondersteuning kan uitgerekend worden per park. De volgende tabel geeft per park de ondersteuning voor de groenestroomcertificaten en de kabelsubsidie. Hierbij wordt het aantal vollasturen vastgelegd op 3.500. De totale kostprijs van de ondersteuning bedraagt dan 15,7 miljard EUR.

Tabel 1: Kostprijs huidige ondersteuning *offshore* windenergie (Bron: CREG)

Park	MW	Vollasturen	MW @ 107€/MWh	MW @ 90€/MWh	Gewogen gemiddelde ondersteuning	Ondersteuning per jaar	Ondersteuning 20 jaar	Kabelsubsidie	Totaal
C-Power	325	3.500	216	109	101,29	€ 115.290.000	€ 2.305.800.000	€ 25.000.000	€ 2.330.800.000
Belwind	330	3.500	216	114	101,13	€ 116.802.000	€ 2.336.040.000	€ 25.000.000	€ 2.361.040.000
Nortwind	216	3.500	216	0	107,00	€ 80.892.000	€ 1.617.840.000	€ 25.000.000	€ 1.642.840.000
Norther	330	3.500	216	114	101,13	€ 116.802.000	€ 2.336.040.000	€ 25.000.000	€ 2.361.040.000
Rentel	288	3.500	216	72	102,75	€ 103.572.000	€ 2.071.440.000	€ 25.000.000	€ 2.096.440.000
Seastar	246	3.500	216	30	104,93	€ 90.342.000	€ 1.806.840.000	€ 25.000.000	€ 1.831.840.000
Mermaid	450	3.500	216	234	98,16	€ 154.602.000	€ 3.092.040.000	€ 25.000.000	€ 3.117.040.000
						€ 778.302.000	€ 15.566.040.000	€ 175.000.000	€ 15.741.040.000

20. Uit tabel 1 blijkt ook dat hoe groter de domeinconcessie is, hoe lager de gemiddelde ondersteuning is.

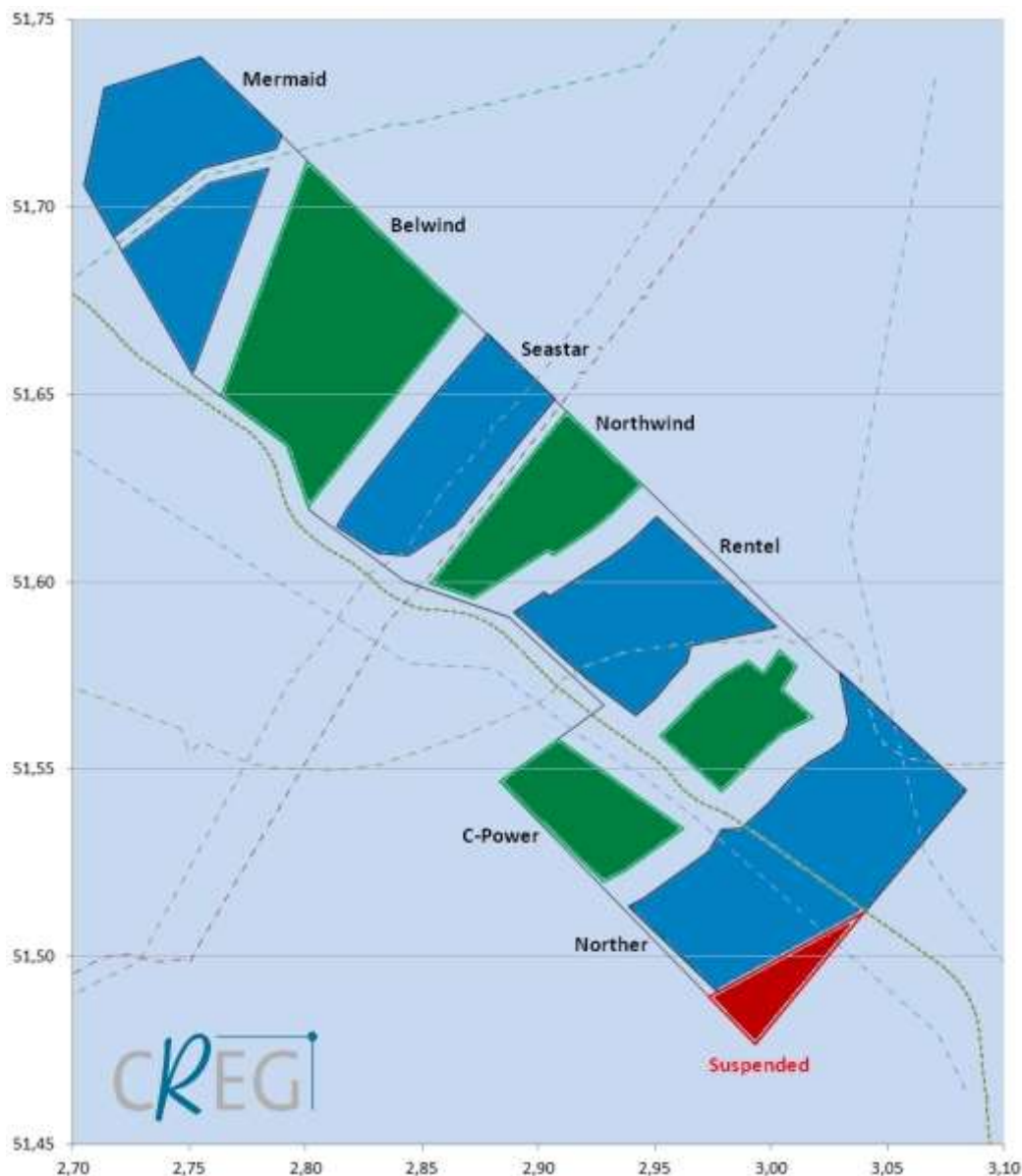
¹⁸ Deze waarde is het gewogen gemiddelde van 90,00 EUR/MWh (voor 84 MW van een totaal van 300 MW) en 107,00 EUR/MWh (voor 216 MW van een totaal van 300 MW).

¹⁹ Er wordt voor deze toeslag rekening gehouden met de afname op alle spanningsniveaus dus ook voor de grote industrie. Met andere woorden iedereen (grootverbruikers, KMO's en gezinnen) betaalt dezelfde toeslag. Vanaf één juli 2013 zou er echter een plafond ingevoerd worden voor deze toeslag en geldt er degressiviteit zoals de federale bijdrage voor grootverbruikers. De toeslag groenestroomcertificaat bedraagt 2,2133 EUR/MWh in 2013 (en dit voor alle afnemers). We merken op dat de daling van de elektriciteitsprijs op de Endex, ten gevolge de massale productie van hernieuwbare energie, veel groter is.

II.2 De domeinconcessies

21. Een eerste zone bestemd voor de inplanting van windturbines in de Noordzee is vastgelegd in het Koninklijk Besluit van 20 december 2000²⁰. In deze eerste zone zijn er zeven domeinconcessies afgebakend en toegekend. Dit wordt weergegeven in volgende figuur.

Figuur 1: Overzicht van de domeinconcessies in Belgische territoriale wateren



²⁰ Artikel 3bis van het Koninklijk Besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wateren, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

22. Indien de windturbines van alle domeinconcessies gebouwd zijn, zal België beschikken over meer dan 2.000 MW *offshore* windenergie. Volgende tabel geeft het geïnstalleerd vermogen per domeinconcessie weer.

Tabel 2: Overzicht geïnstalleerd vermogen per domeinconcessie

Park	MW
C-Power	325
Belwind	330
Nortwind	216
Norther	330
Rentel	288
Seastar	246
Mermaid	450
	2.185

23. C-Power is de pionier in de Belgische *offshore* wereld. Fase I van C-Power (30,25 MW) is operationeel sinds juni 2009 en Fase II (184,50 MW) sinds oktober 2012. De volledige parkcapaciteit wordt bereikt in de zomer van 2013 met de voltooiing van Fase III. Belwind is het tweede park dat gebouwd wordt. Belwind Fase I (165 MW) is operationeel sinds december 2010. Belwind Fase II²¹ zal gebouwd worden na Northwind. Northwind is in 2012 gestart met de bouw van zijn windmolenpark. Deze zal operationeel zijn in het begin van 2014.

24. C-Power, Belwind en Northwind maken gebruik van het huidige ondersteuningsmechanisme. Deze 3 parken kregen de kabelsubsidie toegekend voor het maximale bedrag van 25 miljoen EUR. C-Power en Belwind produceren reeds en krijgen dus ook groenestroomcertificaten met de minimumwaarde zoals vastgelegd in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002.

De hervorming van het ondersteuningsmechanisme zal niet van toepassing zijn op de parken die reeds operationeel of in opbouw zijn, namelijk C-Power, Belwind en Northwind²². Naar hen wordt later verwezen in de studie als “de eerste drie domeinconcessies”. De hervorming van het ondersteuningssysteem zal dus een impact hebben op Norther, Rentel, Seastar en Mermaid.

²¹ Indien 216 MW geïnstalleerd vermogen niet bereikt wordt binnen de 5 jaar na start van de bouw, kan Northwind, op basis van artikel 7, §2, tweede lid van de Elektriciteitswet, een stuk van de kabelsubsidie verliezen.

²² De nota Dralans vermeldt echter dat er een opt-in mogelijkheid is voor de bestaande parken. Deze wordt toegelicht onder hoofdstuk III.2.7.

III. DE NOTA DRALANS

25. De nota Dralans wil de ondersteuning voor *offshore* windenergie kostenefficiënt hervormen. Het invoeren van een link tussen de elektriciteitsprijs en de ondersteuning wordt als uitgangspunt genomen. De Nota Dralans werd ook door de FOD Economie geanalyseerd. Hierna bespreekt de CREG haar opmerkingen op de nota Dralans en op de nota van de FOD Economie.

III.1 Kernpunten

26. In de nota Dralans worden 2 alternatieve ondersteuningssystemen voor *offshore* windenergie uitgewerkt: het aangepaste *LCOE*²³ systeem en het klassieke *LCOE* systeem. Het klassieke *LCOE* systeem is van toepassing op de concessies Mermaid en Seastar, terwijl Norther en Rentel onder het aangepaste *LCOE* systeem vallen. De concessies C-Power, Belwind en Northwind behouden de huidige ondersteuning aangezien zij al exploiteren of in opbouw zijn.

Tabel 3: Ondersteuningsmechanisme per domeinconcessie

Park	Ondersteuning	Financial close	Startdatum Financial Close	Ondersteuning gekend op
C-Power Belwind Northwind	107 EUR/MWh voor de eerste 216 MW, 90 EUR/MWh voor de capaciteit boven 216 MW	-	-	-
Norther Rentel	Aangepaste LCOE systeem	31/12/2014 31/12/2014	1/01/2014 1/01/2014	1/01/2014 1/01/2014
Seastar Mermaid	Klassieke LCOE systeem	31/12/2015 31/12/2015	1/01/2015 1/01/2015	1/01/2015 1/01/2015

27. De nota Dralans is gebaseerd op drie pijlers. Deze drie pijlers worden hierna voorgesteld en kort becommentarieerd. Een grondige analyse gebeurt in III.2.

28. Het kernidee van de nota Dralans is het invoeren van een variabele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs.

Variabele ondersteuning (A) = <i>LCOE</i> (B) – elektriciteitsreferentieprijs (C) - garanties van oorsprong (D)

²³ *Levelised cost of energy.*

De uitgangshypothese in 2011 was de stijging (en de nog te verwachten verdere stijging) van de elektriciteitsprijs (C), zodat de ondersteuning (A) zou dalen. We stellen de tegenovergestelde evolutie vast in 2013 zodat Essenscia (en andere vertegenwoordigers van grootverbruikers) vandaag minder enthousiast zijn over het akkoord en zich beroepen op een mogelijke toekomstige gebeurtenis (het invoeren van *capacity payments*²⁴) die zich nog moet realiseren, om zich eventueel te onttrekken aan de nota Dralans²⁵.

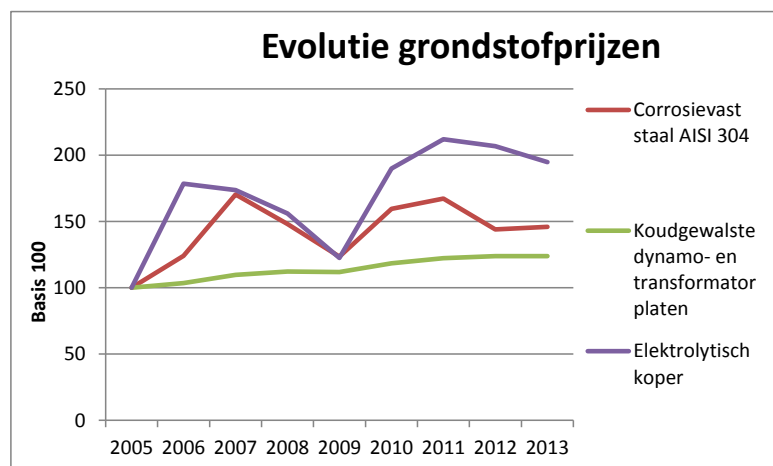
29. De tweede pijler houdt in dat een technologische vooruitgang voor een kostendaling zal zorgen. Volgens de CREG is er echter geen indicatie dat die kostendaling reeds is ingetreden. Daarnaast stelt de CREG vast dat de grondstofprijzen zoals staal en koper in stijgende lijn zijn²⁶ sinds 2005²⁷. Tenslotte stelt de CREG vast dat het competentiecentrum, dat volgens de nota Dralans de technologische vooruitgang moet vaststellen, nog steeds niet is opgericht.

30. De derde pijler steunt op de evaluatie van de financiële plannen op basis van P50²⁸ (in plaats van P90) door het invoeren van garanties, zoals het correctiemechanisme. Aangezien de som van P50 en het correctiemechanisme overeenkomt met P90, verandert deze (zeer

²⁴ Meer informatie over *capacity payments* kan teruggevonden worden in studie (F)121011-CDC-1182. <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1182NL.pdf>

²⁵ Deze stelling is per email bevestigd aan de CREG (email van Els Brouwers dd. 3 juni 2013).

²⁶ Op de website van Agoria wordt de prijsevolutie van een aantal metaalsoorten weergegeven sinds 1990. Onderstaande grafiek geeft de evolutie weer voor enkele metalen (bron: <http://www.agoria.be>).



²⁷ Het Koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen legde de ondersteuning voor *offshore* windenergie vast op 90 EUR/MWh. In 2005 is de ondersteuning verhoogd naar 107 EUR/MWh voor de eerste 216 MW geïnstalleerd vermogen (Koninklijk besluit van 5 oktober 2005 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen).

²⁸ Een inschatting op basis van P50 betekent dat er 50% kans is dat de reële winduren hoger zal zijn dan de geraamde winduren.

complexe en praktisch moeilijk realiseerbare) correctie voor de banken niets en zullen banken, voor redenen van *bankability*, met P90 waarden werken.

III.2 Opmerkingen CREG

31. Hierna formuleert de CREG haar opmerkingen op de nota Dralans en op de nota FOD Economie in detail.

III.2.1 Draagvlak nota Dralans

32. Op vraag van het VBO heeft de heer Dralans een bemiddelingsopdracht uitgevoerd tussen de industriële verbruikers volgens wie de huidige ondersteuning voor *offshore* te gul is en de investeerders in *offshore* die dit standpunt niet delen. VBO heeft de werkzaamheden geïnitieerd, maar het voorstel is het resultaat van de bemiddeling van de heer Dralans.

33. De CREG stelt vast dat de nota mee door het VBO geïnitieerd is, maar niet officieel is goedgekeurd door haar Raad van Bestuur. De leden van het *BOP* en *Essenscia* onderschrijven de nota nog steeds. Maar de CREG stelt vandaag vast dat *Essenscia* heeft verklaard de principes uit de nota Dralans niet meer te steunen indien *capacity payments* worden ingevoerd.

34. De CREG heeft vastgesteld dat er verschillende interpretaties voor belangrijke onderdelen (zie randnummers 38, 40 en 53) van de nota Dralans zijn. In de tekst hierna zullen deze aangekaart worden. Daarnaast stelt de CREG vast dat de onderhandelingen van de nota Dralans reeds 2 jaar geleden gevoerd zijn. Bepaalde marktcondities van 2011 (zoals bijvoorbeeld de stijgende energieprijzen) zijn in 2013 niet meer relevant, terwijl een andere belangrijk uitgangspunt, de oprichting van een competentiecentrum die een technologisch referentiekader zal vastleggen, nog niet is gebeurd.

III.2.2 Klassiek *LCOE* systeem

35. Binnen het klassieke *LCOE* systeem wordt de *LCOE* voor *offshore* windenergie, om de 2 jaar, op basis van de kosten van een technologisch referentiekader, kapitaalsvergoedingen en de verwachte productie berekend. Deze *LCOE* wordt als basis gebruikt voor alle investeringen waarvan de *financial close* plaatsvindt tijdens de daarop volgende twee jaar. Bij de berekeningen wordt uitgegaan van een businessplan op 15 of 20 jaar en een probabiliteit²⁹ van 50%.

III.2.2.1 Opstellen referentiekader

36. Het uitgangspunt van het klassieke *LCOE* systeem is, volgens de nota Dralans, het opstellen van technologisch referentiekader voor de exploitatie van windturbines op zee. Dit kader wordt opgesteld door een onafhankelijke entiteit, aangesteld door de Minister van Energie. Vervolgens wordt dit referentiekader gevalideerd door een valideringscomité bestaande uit de CREG, de FOD Economie, Elia en onafhankelijke experts. Op basis van de technologieën die de beste kosten-prestatieverhouding bieden legt de onafhankelijke entiteit de kosten vast, waarop de *LCOE* berekend wordt. Deze oefening wordt elke 2 jaar uitgevoerd. De concessies die hun *financial close* binnen de 2 jaar volgend op het vastleggen van het technologisch referentiekader sluiten, krijgen de vastgestelde *LCOE*.

37. De CREG vindt deze procedure langdradig en mogelijk niet of gedeeltelijk compatibel met het werkelijke proces van de *financial close*. Naast de extra kosten die de onafhankelijke entiteit met zich meebrengt, kan ook de doorlooptijd van dergelijke oefening in vraag gesteld worden. De bepaling van het referentiekader door de entiteit samen met de validatie door het validatiecomité nemen enige tijd in beslag. Men moet ten alle tijden vermijden dat het resultaat van de oefening achterhaald is op het ogenblik dat de *financial close* start en eindigt (zie tabel 3). Tenslotte acht de CREG het moeilijk om een “onafhankelijke” autoriteit aan te stellen die de kostendaling op objectieve en controleerbare wijze ter beschikking zal stellen.

²⁹ Een inschatting op basis van een probabiliteit van 50% (= P50) betekent dat er 50% kans is dat de reële winduren hoger zal zijn dan de geraamde winduren.

Financial close is een proces met een doorlooptijd van gemiddeld 9 tot 12 maanden. De ondersteuning, die van toepassing is op de domeinconcessie, moet bekend zijn aan het begin van de *financial close* om financiers te kunnen vinden. De CREG merkt op dat gedurende de laatste 9 tot 12 maanden van de geldigheidsperiode van de *LCOE* nieuwe projecten hun *financial close* niet zullen opstarten aangezien een nieuwe *LCOE* op hen van toepassing is. Bij het vastleggen van de *LCOE* en zijn geldigheidsperiode is het belangrijk hier rekening mee te houden.

38. De nota FOD Economie stelt dat er onderzocht moet worden of de reële kosten per park in rekening genomen worden indien deze lager zijn dan de kosten van het referentiekader. Bovendien kan, volgens de nota FOD Economie, in een scenario “*LCOE* per park” de voor- en nadelen van de locatie ten opzichte van het stopcontact op zee³⁰ mee in rekening worden genomen. De CREG is het niet eens met de stelling dat er een correctie gebeurt op het referentiekader indien de kosten voor een individuele domeinconcessie lager zijn (een mogelijke *upside*), maar niet als de kosten hoger zijn (een mogelijke *downside*). Er dient een keuze gemaakt te worden: ofwel houdt men rekening met een gestandaardiseerde *LCOE* op basis van een algemeen geldend referentiekader ofwel wordt de *LCOE* per park berekend rekening houdende met zowel *upside* als *downside* aanpassingen.

III.2.2.2 LCOE op 15 of 20 jaar

39. Op basis van de kostenevaluatie voor het opgestelde referentiesysteem, de verwachte productie en de vergoeding wordt om de 2 jaar een *LCOE* vastgelegd. De nota Dralans vermeldt dat in kader hiervan het beschouwd businessplan op 15 jaar en op 20 jaar wordt opgesteld. Daarna is het aan de bevoegde minister om te bepalen welke *LCOE* in aanmerking wordt genomen. Verder vermeldt de nota Dralans dat na het verstrijken van het 15^{de} jaar en in geval van een businessplan van 15 jaar de vraag rijst of extra groenestroomcertificaten nodig zijn voor de periode 16 tot 20 jaar.

40. De CREG is het niet eens met deze stelling. Zowel bij de berekening van de waarde van de *LCOE* op 15 of 20 jaar, worden de kosten en opbrengsten van de volledige economische levensduur meegenomen. Het verschil tussen beide is de periode waarop alle kosten gecompenseerd worden. Hierdoor is de *LCOE* op 15 jaar hoger dan deze op 20 jaar. Dit wordt geïllustreerd met volgend cijfermateriaal.

³⁰ Het stopcontact op zee of het *Belgian Offshore Grid* voorziet in de aansluiting van de laatste 4 domeinconcessies met het *onshore* elektriciteitsnetwerk.

LCOE op 20 jaar

De CREG heeft de onrendabele top³¹ voor offshore windenergie gereconstrueerd in haar studie (F)111027-CDC-1061³². Deze bedraagt 102,11 EUR/MWh voor een park van 300 MW. De assumpties waarop deze berekening zijn gebaseerd worden hierna weergegeven.

Tabel 4: Assumpties onrendabele top

INPUTVARIABLEN	Eenheid	Waarde
Unit grootte	MW	300
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	3500
Economische levensduur	Jaar	20
Investeringskosten	Euro/kW	3800
Onderhoudskosten variabel	Euro/MWh	30
Elektriciteitsprijs	Euro/MWh	50,7
Investeringsaftrek (IA)		13,5%
Gedeelte van de investering in aanmerking IA		86%
Rente lening		6%
Vereiste return on equity		12%
Equity share in investering		30%
Debt share in investering		70%
Vennootschapsbelasting		34%
Termijn lening	Jaar	15
Afschrijvingstermijn	Jaar	20
Beleidsperiode	Jaar	20

LCOE op 15 jaar

Indien de LCOE op 15 jaar wordt berekend worden dezelfde assumpties mee genomen als vermeld in bovenstaande tabel. Enkel de beleidsperiode wordt vastgelegd op 15 jaar, terwijl de economische levensduur 20 jaar blijft. Hierdoor is de LCOE 111,99 EUR/MWh.

41. In de nota Dralans wordt de vraag gesteld (bij een LCOE op 15 jaar) of het verschil tussen de verkoopprijs van de elektriciteit en de OPEX³³ voldoende groot is om de exploitatie van de offshore parken te blijven verzekeren na de periode van 15 jaar. Er wordt gesuggereerd om groenestroomcertificaten bij te geven. Gelet op het feit dat de operationele

³¹ De onrendabele top geeft weer, op basis van een aantal assumpties, hoeveel steun een technologie nodig heeft om een bepaald rendement te behalen. De onrendabele top wordt bepaald op basis van het verschil in kosten en opbrengsten gedurende de duur van een project.

³² Studie (F)111027-CDC-1061 over de analyse van de kosten en onrendabele topberekening voor offshore wind in België.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1061NL.pdf>

³³ Operational Expenses.

kosten voor jaar 16 tot en met jaar 20 ook worden meegenomen in de berekening van de *LCOE* op 15 jaar, is het project na jaar 15 nog steeds rendabel en is dus de vraagstelling overbodig. Indien de *LCOE* berekend is op 15 jaar en na jaar 15 worden ook groenestroomcertificaten toegekend, worden er bijkomende opbrengsten gegenereerd die als *windfall profits* kunnen worden bestempeld.

42. De CREG stelt voor de tijdsduur van de *LCOE* te koppelen aan de initiële levensduur van de domeinconcessie, zijnde 20 jaar, en bijgevolg de *LCOE* te berekenen op 20 jaar. Een ondersteuning op 15 jaar kan mogelijk leiden tot financieringsproblemen voor de domeinconcessies. Bij de bepaling van de looptijd van de lening, houden banken rekening met de duur van de ondersteuning. De looptijd van de lening zal, volgens bancaire bronnen, 2 à 3 jaar korter zijn dan deze van de ondersteuning. De banken leggen deze *tail* op zodat er zekerheid is van gegarandeerde inkomsten bij onvoorziene omstandigheden.

III.2.2.3 *LCOE per park?*

43. Na consultatie blijkt dat Essenscia voorstander is van een gestandaardiseerde *LCOE* terwijl *BOP* een gedifferentieerde *LCOE* per park voorstelt. Bij een gestandaardiseerde *LCOE* vertrekt men van een technologisch referentiekader gebaseerd op een benchmark van de technologie. Een gedifferentieerde *LCOE* heeft als voordeel dat er rekening wordt gehouden met de specificiteiten van parken en bijgevolg ieder park eenzelfde (ex-ante) rendement krijgt. Een nadeel aan deze methode is een gebrek aan drijfveer om beter te doen dan de standaard. Een gestandaardiseerde *LCOE* stimuleert parken te kiezen voor de meest performante technologie en innovatie.

III.2.2.4 *Windgarantie en correctiemechanisme*

44. Volgens de nota Dralans, wordt de *LCOE* aan de *offshore* investeerders gegarandeerd voor een vooraf bepaald maximumvolume groenestroomcertificaten (MWh). Dit volume (MWh) is gelijk aan de verwachte productie waarmee rekening wordt gehouden bij de berekening van de *LCOE*.

45. Voor de CREG is het onduidelijk of de nota Dralans verwijst naar een windgarantie (vollasturen) of een volumegarantie (MWh). Op pagina 18 van de nota wordt vermeld dat een maximumvolume certificaten (MWh) wordt gegarandeerd aan de *offshore* investeerder. Op pagina 24 echter wordt, bij de uitwerking van het correctiemechanisme, verwezen naar de verwachte winduren. Essenscia en *BOP* interpreteren de nota verschillend: Essenscia verwijst naar een windgarantie (winduren), terwijl *BOP* een volumegarantie (MWh) verstaat onder de nota Dralans.

Bij een windgarantie (vollasturen) wordt ex ante een windsnelheid vastgelegd. Indien de wind in werkelijkheid minder sterk is en bijgevolg tot minder productie heeft geleid wordt dit ex post gecorrigeerd. Indien er wind aanwezig is maar een park niet operationeel is, krijgt dit park ex post geen correctie voor gemiste productie. Bij een volumegarantie (MWh) daarentegen wordt de output gegarandeerd, maar niet de wind. Dit heeft tot gevolg dat zelfs bij niet operationeel zijn een park toch zijn gegarandeerd volume van certificaten krijgt. Bijgevolg is er minder incentive voor domeinconcessies om nauwgezet hun parken te onderhouden en normaal te laten draaien.

De CREG is geen voorstander van een volume- of windgarantie. Door het vastleggen van een garantie, wordt een belangrijk risico dat overbleef bij de investeerder (naast het bouwrisico), nu ook afgedekt. Het beheren van een windmolenpark is echter de *core business* van de domeinconcessies.

46. De nota Dralans stelt een ex post correctiemechanisme voor om het verschil tussen verwachte en werkelijke winduren/productie te corrigeren. Een ex post correctiemechanisme op basis van een volumegarantie is relatief eenvoudig uit te voeren, maar zoals reeds eerder vermeld is er geen *incentive* meer voor de domeinconcessie om nauwgezet zijn windpark uit te baten, wat zijn *core business* is. Een ex post correctiemechanisme op basis van een windgarantie is veel moeilijker te implementeren en zorgt voor bijkomende opvolging, mogelijke discussies³⁴ en dus extra kosten. De CREG is dan ook om praktische redenen geen voorstander van een correctiemechanisme.

³⁴ Wie bepaalt de uren per park en zullen deze metingen erkend worden door de domeinconcessies?

Daarnaast draagt het correctiemechanisme, zoals beschreven op pagina 24 van de nota Dralans, niet bij tot de *bankability* van een *offshore* project. De nota Dralans stelt dat indien na zeven³⁵ jaar een groot verschil merkbaar is tussen werkelijke productie en de verwachte productie, er een herziening (naar beneden) van het aantal groenestroomcertificaten gebeurt. Een correctie naar beneden van het aantal certificaten brengt onzekerheid mee voor banken en draagt dus niet bij tot de *bankability* van een *offshore* project. Indien zeven jaren met veel wind (en dus een correctie van het aantal certificaten naar beneden toe gebeurt) gevolgd worden door enkele jaren met weinig wind, is er een verhoogd risico voor de bank dat de domeinconcessie niet aan zijn betalingsverplichtingen kan voldoen. De bank heeft in dergelijk geval een hogere eis naar zekerheden, in de vorm van geblokkeerde fondsen. Dit brengt een hoger risico en dus hogere kosten mee voor de aandeelhouders.

III.2.2.5 ROE³⁶

47. Uit de nota Dralans kan niet afgeleid worden welke vergoeding voor het eigen vermogen wordt voorgesteld. De nota vermeldt een *ROE* van 12% à 13% voor projecten met een *leverage* van 20/80. In de presentatie³⁷ wordt echter dezelfde *ROE* vernoemd voor een *leverage* van 30/70. Bij de mondelinge toelichting³⁸ hiervan vermeldde de heer Dralans dat 10 à 11 % een aanvaardbaar rendement is bij een *leverage* van 20/80.

48. Bij het vastleggen van de *ROE* moet men in rekening brengen voor welke risico's de aandeelhouders van een domeinconcessie vergoed worden. Daarbij moet opgemerkt worden dat indien een volumegarantie wordt ingevoerd één van de risico's van het project wegvallen en bijgevolg een *ROE* van 12% niet meer verantwoord is.

49. De CREG is voorstander van een *ROE* van 12% indien er geen wind- of volumegarantie is. Het risico is bijgevolg even groot als voor de eerste drie domeinconcessies en geeft aanleiding tot dezelfde *ROE*. De CREG stelt eveneens vast dat op basis van de huidige ondersteuning er voldoende *incentive* was voor de investeerders om mee te dingen voor de toekenning van de domeinconcessies.

³⁵ De keuze voor zeven jaar wordt niet gedocumenteerd in de nota Dralans.

³⁶ *Return on equity*

³⁷ Presentatie door de heer Dralans aan het Directiecomité van de CREG op 18 april 2012.

³⁸ In de nota wordt dit niet vermeld en bijgevolg is er onzekerheid over een akkoord hiervan tussen *BOP* en de grootverbruikers (zijnde de partijen die mee onderhandeld hebben aan de nota).

III.2.2.6 Garanties van oorsprong

50. De ondersteuning per groenestroomcertificaat (MWh) is gelijk aan het verschil tussen de LCOE en de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en garanties van oorsprong.

$$\text{Ondersteuning (EUR/MWh)} = \text{LCOE (EUR/MWh)} - \text{elektriciteitsreferentieprijs (EUR/MWh)} - \text{garanties van oorsprong (EUR/MWh)}$$

51. De CREG stelt vast dat de invoering van een wettelijk federaal systeem van garanties van oorsprong (zoals opgelegd door de Richtlijn 2009/28/EG) momenteel nog niet gebeurd is. Een garantie van oorsprong heeft tot doel aan de eindafnemer aan te tonen dat een bepaald aandeel (of een bepaalde hoeveelheid) energie in de energiemix van een leverancier geproduceerd is op basis van hernieuwbare bronnen³⁹. Het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 vermeldt momenteel enkel het begrip groenestroomcertificaten en niet garanties van oorsprong. Indien producenten van *offshore* windenergie garanties van oorsprong willen ontvangen en verhandelen, is een aanpassing van het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 noodzakelijk. In het verleden heeft de CREG meermaals deze problematiek aangekaart en een voorstel tot wijziging⁴⁰ van het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 ingediend.

52. Daarnaast kan vastgesteld worden dat de opbrengsten uit de verkoop van garanties van oorsprong een minieme invloed zullen hebben op de hoogte van de ondersteuning. De prijs van garanties van oorsprong varieert momenteel rond 0,50 tot 1,00 EUR/MWh⁴¹. In België werd de vraag naar garanties van oorsprong in het verleden vooral gedreven door de korting

³⁹ Zoals voorgeschreven in artikel 3, lid 9, van de Richtlijn 2009/72/EG en in artikel 15 van de Richtlijn 2009/28/EG.

⁴⁰ Voorstel (C)090319-CDC-853 van 'koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen'.

Voorstel (C)110217-CDC-1042 van 'koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen'.

Voorstel (C)120329-CDC-1148 van 'koninklijk besluit tot instelling van een systeem voor de toekenning van garanties van oorsprong voor elektriciteit'.

Voorstel (C)121220-CDC-1218 van 'koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen'.

⁴¹ Op 6 juni 2013 heeft de *European Energy Exchange* (EEX) een beurs voor de *trading* van garanties van oorsprong gelanceerd. Voor 2013-2014 wordt de gemiddelde prijs geschat rond 0,20 EUR/MWh. Bron: Power in Europe, Issue 653, 10 juni 2013.

op de federale bijdrage. Deze korting is echter sinds begin 2013 afgeschaft⁴². Hierdoor is de vraag naar garanties van oorsprong dalend.

III.2.2.7 *Systeem van productieafwijkingen*⁴³

53. Om het evenwicht in zijn regelzone te kunnen behouden, doet Elia een beroep op de *Access Responsible Parties* (hierna: *ARP*). Elke *ARP* is namelijk individueel verantwoordelijk voor het kwartuurevenwicht van de afnames en injecties die in zijn portefeuille of evenwichtspereimeter zijn opgenomen. Elia controleert via meetgegevens en nominaties of elke toegangsverantwoordelijke zijn evenwicht op kwartuurbasis behoudt. Als in de evenwichtspereimeter van een *ARP* een onevenwicht wordt vastgesteld tussen de totale fysische injecties, import en aankopen enerzijds, en de totale afnames, export en verkopen anderzijds, wordt een prijs voor onevenwicht aangerekend. Deze wordt berekend op basis van het geldende *balancing*mechanisme.

54. Het huidige systeem voor productieafwijkingen⁴⁴ houdt een gunstig regime in voor *offshore* windenergie, ten opzichte van andere productie technologieën. Dit systeem kan als volgt omschreven worden:

- de hoeveelheid energie die overeenkomt met een positieve⁴⁵ procentuele productieafwijking⁴⁶ lager dan of gelijk aan 30 % wordt door de netbeheerder aangekocht aan de marktreferentieprijs, verminderd met 10 %;
- de hoeveelheid energie die overeenkomt met een negatieve⁴⁷ procentuele productieafwijking waarvan de absolute waarde lager is dan of gelijk is aan 30 % wordt door de netbeheerder bijgeleverd aan de marktreferentieprijs, verhoogd met 10 %;

⁴² Tot en met 2012 konden de leveranciers bepaalde eindafnemers vrijstellen van dat deel van de federale bijdrage dat bestemd was voor de financiering van de fondsen "Kyoto" en "Denuclearisatie" indien de elektriciteit die werd geleverd werd geproduceerd met behulp van hernieuwbare energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppelingseenheden. In 2011 bedroeg de vrijstelling ongeveer 3 EUR/MWh en in 2012 2 EUR/MWh. Deze vrijstelling werd per 1/1/2013 afgeschaft.

⁴³ Een productieafwijking is het verschil, positief of negatief, tussen, enerzijds, het geïnjecteerd vermogen en, anderzijds, de nominatie van het geïnjecteerd vermogen voor een bepaalde tijdseenheid op een bepaalde moment, uitgedrukt in kilowatt (kW).

⁴⁴ Het systeem van productieafwijkingen voor *offshore* windenergie is vastgelegd in artikel 7, §3 van de Elektriciteitswet.

⁴⁵ Dit komt voor als het werkelijk geïnjecteerd vermogen hoger is dan de nominatie.

⁴⁶ Het quotiënt, in procenten uitgedrukt, van de productie-afwijking gedeeld door de nominatie van het geïnjecteerd vermogen.

⁴⁷ Dit komt voor als het werkelijk geïnjecteerd vermogen kleiner is dan de nominatie.

- de hoeveelheid energie die overeenkomt met de procentuele productiefwijking waarvan de absolute waarde 30 % overschrijdt wordt verrekend op basis van het tarief van de netbeheerder voor de compensatie van de onevenwichten, of, in voorkomend geval, overeenkomstig de marktvoorwaarden voor onbalansenergie.

Evenwicht op het net is de verantwoordelijkheid van de toegangsverantwoordelijke of *ARP*. Productiefwijkingen zijn bijgevolg niet het probleem van de *offshore* parken, maar van de *ARP*.

55. De Nota Dralans stelt voor het huidige systeem voor productiefwijkingen voor *offshore* wind af te schaffen en te vervangen door het algemene systeem van productiefwijkingen (= het algemene balancingmechanisme). De CREG is het hiermee eens. Indien de afwijkingen (tussen nominaties en werkelijke productie) elkaar opheffen, wordt het huidige systeem van productiefwijkingen voor *offshore* windenergie beter afgeschaft en is het normale regime ook van toepassing op hen. Goede voorspellingen van nominaties zullen leiden tot een lagere kostprijs van de productiefwijkingen.

III.2.2.8 Stillegging op vraag van Elia

56. De nota Dralans vermeldt dat een systeem voor eventuele stillegging of beperking van de *offshore* productie op vraag van Elia moet uitgewerkt worden, waarbij voor een evenwicht moet worden gezorgd tussen het neutraliteitsprincipe voor de producent en een optimale marktwerking voor de consument.

57. De CREG merkt op dat het idee “stillegging op vraag van Elia” te vaag wordt uitgewerkt in de nota Dralans. Waarschijnlijk wordt hiermee bedoeld dat de gemiste opbrengsten voor de *offshore* domeinconcessies dienen gecompenseerd te worden, indien een domeinconcessie op vraag van Elia zijn turbines moet stilleggen om het evenwicht op het net te bewaren.

Een uitwerking van dergelijk systeem staat los van de ondersteuning voor *offshore* windenergie. In het *CIPU*⁴⁸ contract dient dergelijke maatregel uitgewerkt te worden.

⁴⁸ Contract for the Injection of Production Units.

III.2.3 Aangepaste LCOE systeem

58. Het aangepast LCOE systeem is, volgens de nota Dralans, van toepassing op Norther en Rentel, op voorwaarde dat zij de *financial close* voor 31 december 2014 realiseren en indien Elia in de eerste 6 maanden van 2014 alle machtigingen voor Stevin heeft. In een 'Aangepaste-LCOE'-systeem is het LCOE-uitgangspunt respectievelijk 160 EUR/MWh voor de eerste 216 geïnstalleerde MW (107 EUR/MWh voor het groenestroomcertificaat en 53 EUR/MWh voor de elektriciteitsprijs) en 143 EUR/MWh voor de aanvullende capaciteit (90 EUR/MWh voor het groenestroomcertificaat en 53 EUR/MWh voor de elektriciteitsprijs). In het 'Aangepaste-LCOE'-systeem wordt verondersteld dat de verwachte productie op een P50 over 20 jaar wordt gebaseerd.

59. In de nota Dralans is het aangepaste LCOE systeem van toepassing op de concessies Norther en Rentel. Dit aangepast systeem houdt echter rekening met een evolutie in de tijd, in tegenstelling tot de huidige ondersteuning. De LCOE mag jaarlijks stijgen met maximaal 0,795 EUR/MWh indien de elektriciteitsprijs stijgt boven 53 EUR/MWh⁴⁹.

De CREG stelt voor de indexatie van het aanpaste LCOE te schrappen. Het aangepaste LCOE geeft reeds gegarandeerde inkomsten per MWh voor de ondersteuning en de verkoop van elektriciteit. Dit geeft extra zekerheid aan domeinconcessies die onder dit systeem vallen en draagt dus bij tot een betere *bankability* van hun projecten. De CREG is geen voorstander van het indexeringsmechanisme omdat dit een extra voordeel heeft ten opzichte van de parken die onder het huidige ondersteuningsmechanisme vallen en de laatste parken die vallen onder het klassieke LCOE systeem en waarvoor geen indexatie geldt.

60. Daarnaast stelt de CREG vast dat de invoering van twee systemen voor slechts vier domeinconcessies niet bijdraagt tot transparantie. Ook is er onzekerheid of Elia alle machtigingen voor het Stevin project gaat hebben midden 2014 en is het dus niet duidelijk of de aangepaste LCOE van toepassing is op Norther en Rentel. De CREG stelt vast dat er vele voorwaarden aan dit aangepaste LCOE systeem zijn, zodat er onzekerheid is voor de banken of dit systeem wordt toegepast. Bijgevolg leidt dit tot een hoger risico voor *bankability*.

⁴⁹ Deze interpretatie werd gegeven door Essenscia en BOP. De CREG heeft vastgesteld dat niet alle domeinconcessies deze interpretatie delen.

De nota Dralans vermeldt echter op p. 26: "De waarde van een groenestroomcertificaat wordt altijd berekend door middel van het verschil tussen de LCOE en de referentieprij van elektriciteit en de oorsprongsgarantie. De waarde van de LCOE kan in de tijd evalueren. Ze is echter begrensd tot een bedrag dat gelijk is aan 160 EUR/MWh lineair vermeerderd met 0,795 EUR/MWh per jaar."

III.2.4 Elektriciteitsprijs

61. In de nota Dralans wordt gekozen voor een variabele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs. De ondersteuning is bijgevolg het verschil tussen de *LCOE* en de referentie elektriciteitsprijs (en de eventuele opbrengsten uit de verkoop van garanties van oorsprong). De waarde van de toegekende groenestroomcertificaten schommelt van maand tot maand, afhankelijk van de elektriciteitsreferenteprijs. De berekening en de toekenning gebeurt maandelijks. Mogelijke referenties voor de elektriciteitsprijs zijn de Belpex DAM-prijs of de prijs van het contract van de exploitant volgens de nota Dralans. Bij de berekening van de waarde van het groenestroomcertificaat wordt eveneens rekening gehouden met de inkomsten die uit de garanties van oorsprong vloeien.

Gedurende periodes met negatieve prijzen wordt het steunmechanisme als volgt aangepast. Als de referenteprijs de Belpex DAM-prijs is, komt de prijs van het groenestroomcertificaat overeen met de *LCOE* verminderd met de prijs van de oorsprongsgarantie. Als de referenteprijs de prijs van een contract is, komt de prijs van het groenestroomcertificaat overeen met de *LCOE* verminderd met de prijs van de oorsprongsgarantie alsook met de MWh-prijs die wordt ontvangen via het contract als deze positief is.

62. De CREG ondersteunt het principe van een variabele ondersteuning, maar merkt op dat hieraan een belangrijk nadeel verbonden is, namelijk de kostprijs van de ondersteuning kan niet van tevoren ingeschat worden. Het grote gevaar is dat de kostprijs hoger kan liggen dan in de huidige ondersteuning. Gegeven de huidige lage elektriciteitsprijzen is dit reeds het geval.

63. In de nota Dralans wordt verwezen naar de Belpex DAM of de contractprijs als referentie voor de elektriciteitsprijs. De Belpex DAM is theoretisch mogelijk als referentie, maar in praktijk is dit niet haalbaar. De CREG stelt vast dat geen enkele *PPA* momenteel is afgesloten op Belpex DAM. De huidige verkoopcontracten bevatten een vaste prijs of zijn geïndexeerd op Endex.

64. Daarnaast wijst de CREG op de onzekere inkomsten die ontstaan als gevolg van het verschil tussen de *PPA* en de Belpex DAM die gebruikt wordt voor de berekening van de ondersteuning. Zo kan de *PPA* op vaste prijzen gebaseerd zijn of op andere marktindexen zoals de Endex. De *PPA* houdt ook rekening met *balancing*kosten. Indien de Belpex DAM als referentieprijs wordt genomen wordt er geen rekening gehouden met de *balancing*kosten die aangerekend worden aan de domeinconcessie. Dus is een bijkomende correctie nodig.

Als referentie verkiest de CREG daarom de contractprijs die elke concessie afsluit, op voorwaarde dat deze marktconform is.

65. In haar nota verkiest de FOD Economie de Belpex DAM als referentietarief. Ze stelt eveneens voor de piste te onderzoeken dat er geen ondersteuning wordt toegekend bij negatieve prijzen. Daarnaast is ze ook geen voorstander van de *upside* die kan gerealiseerd worden indien de elektriciteitsprijs hoger is dan de *LCOE*. De CREG merkt hierbij op dat eventuele correcties in twee richtingen moeten gebeuren. Indien een *upside* door de domeinconcessie moet teruggegeven worden, moet een *downside* eveneens gecompenseerd worden. Daarnaast stelt de CREG vast dat het niet toekennen van groenestroomcertificaten bij negatieve prijzen bijdraagt tot een verhoogd risico voor financiering van offshore projecten.

66. Tenslotte haalt de FOD Economie het volgende aan in haar nota:

“Naast de LCOE zal ook de gemiddelde waarde van de groenestroomcertificaten sterk afhangen van de referentieprijs voor elektriciteit. Deze zal moeten worden afgetrokken van de LCOE om de waarde van de ondersteuning te bepalen (onder voorbehoud van de inachtneming van de garanties van oorsprong).

Gezien de verwachte evolutie van het elektriciteitsproductiepark vormt de verwachte negatieve correlatie tussen de offshore productie en de elektriciteitsprijs in deze context een van de kritische factoren die een invloed zouden kunnen hebben op de certificaten toegekend voor de offshore productie. Men moet zich ervan vergewissen dat de lambda-consument die een hoge ondersteuning zal moeten financieren (ten gevolge van de zwakke elektriciteitsprijs) dezelfde zal zijn als de consument die van de lage elektriciteitsprijs zal genieten.”⁵⁰

⁵⁰ Vrije vertaling van: “Outre le LCOE, la valeur moyenne des certificats verts sera également fort dépendante du prix du référence de l’électricité, lequel devra être soustrait du LCOE pour déterminer (sous réserve de la prise en compte des garanties d’origine) la valeur du soutien. Dans ce contexte, étant donné l’évolution attendue du parc de production d’électricité, un des facteurs critiques susceptibles d’influer sur la valeur des certificats octroyés pour la production offshore est la corrélation négative attendue entre la production offshore et le prix de l’électricité. **Il conviendra de s’assurer que le consommateur lambda qui aura à financer un soutien élevé (résultant de la faiblesse du prix de l’électricité) soit le même que celui-ci qui bénéficiera du prix faible de l’électricité”.**

67. Bovenstaande opmerking kan als volgt geïllustreerd worden.

De ondersteuning voor offshore windenergie wordt gefinancierd door de toeslag groenestroomcertificaat in de transmissienettarieven. Voor jaar 1 bedraagt deze 2 EUR/MWh. Door de volledige uitbouw van geplande offshore parken in jaar 10 bedraagt de toeslag 12 EUR/MWh oftewel een stijging van 10 EUR/MWh. De FOD Economie haalt aan dat deze stijging een nuloperatie kan zijn voor de eindconsument indien ook de elektriciteitsprijs met 10 EUR/MWh daalt.

	Jaar 1	Jaar 10
<i>Elektriciteitsprijs</i>	<i>50 EUR/MWh</i>	<i>40 EUR/MWh</i>
<i>Toeslag</i>	<i><u>2 EUR/MWh</u></i>	<i><u>12 EUR/MWh</u></i>
<i>Totale kost</i>	<i>52 EUR/MWh</i>	<i>52 EUR/MWh</i>

68. De hypothese van 100% negatieve correlatie tussen de elektriciteitsprijs en de toeslag groenestroomcertificaat is theoretisch mogelijk, maar niet haalbaar in praktijk. Vooreerst zal het effect van de uitbouw van *offshore* parken een impact hebben op de spotmarkt. Bij veel wind is er nu reeds een daling van de spotprijs merkbaar. De prijs van de eindconsument is echter afhankelijk van de gebruikte facturatieparameters en zijn modaliteiten. Een variabel energiecontract kan geïndexeerd zijn op Spotmarkt (bijvoorbeeld Belpex DAM) of op de Forwardmarkt (bijvoorbeeld Endex). In praktijk bieden leveranciers aan de grootverbruikers voornamelijk producten aan op basis van Endex. De waarde van Endex, die door de leveranciers gefactureerd wordt, kan verschillend zijn en is afhankelijk van de periode waarop deze berekend wordt. De CREG stelt vast dat de contracten vooral gebaseerd zijn op *forwards*. Een daling op de *spot* markt, zal bijgevolg niet automatisch leiden tot dezelfde daling van de consumentenprijs.

III.2.5 Impact Stopcontact op zee

69. Tot nu toe stonden de eerste domeinconcessies (C-Power, Belwind en Northwind) zelf in voor de aansluiting van hun parken op de 150 kV stations te Slijkens en Zeebrugge. Elia draagt gedeeltelijk bij tot de financiering van de onderzeese kabel, voor een bedrag tot 25.000.000 EUR per concessie. Dergelijke afzonderlijke aansluitingswijze (ook wel het spaghetti scenario genoemd) is op lange termijn niet optimaal op technisch-economisch en ecologisch vlak. Voor de aansluiting van de laatste 4 domeinconcessies wordt een gezamenlijke aanpak bestudeerd.

In het Regeerakkoord van 1 december 2011⁵¹ wordt vermeld dat aan Elia gevraagd zal worden een stopcontact voor de windmolenparken op zee te installeren. Het stopcontact op zee (ook wel het *Belgian Offshore Grid* genoemd) is een zogenaamd vermaasd net. De verschillende parken op zee worden aangesloten op de twee platformen Alpha en Bèta. Deze platformen zullen verbonden zijn met elkaar en met het Stevin station op het vasteland.

70. De ondersteuning voor *offshore* dient aangepast te worden indien er een stopcontact op zee gerealiseerd wordt. De kosten voor de hoogspanningskabel, het hoogspanningsstation en de *onshore* aansluiting worden dan niet gedragen door de domeinconcessies. Deze kosten dienen uit de huidige ondersteuning gehaald te worden, zo niet zouden deze kosten tweemaal gefinancierd worden.

71. Volgens de nota Dralans zou het stopcontact op zee de prijs van de *LCOE* doen verminderen met 4 EUR/MWh tot 8 EUR/MWh. DE CREG heeft de detailberekening hierachter niet kunnen achterhalen. Volgens de CREG is de impact onderschat en toont dit hierna aan.

72. De CREG schat de impact van het “stopcontact op zee” op de *LCOE* hoger in. De CREG heeft de onrendabele top (hierna: OT) voor *offshore* windenergie gereconstrueerd in haar studie (F)111027-CDC-1061. Deze bedraagt 102,11 EUR/MWh voor een park van 300 MW. Tot op vandaag beschikt de CREG niet over cijfers die een aanpassing van de assumpties van de OT rechtvaardigen. In de berekening van de OT is de investeringskost vastgelegd op 3.800.000 EUR/MW. Bijna 15%⁵² van deze kost bestaat uit de elektrische infrastructuur, namelijk de aankoop en de plaatsing van de *offshore* kabel, de *onshore* aansluiting, het *offshore* hoogspanningsstation en de *interarray* kabels⁵³. Dit komt neer op 561.000 EUR/MW. Uit de OT van 102,11 EUR/MWh worden de kosten voor de hoogspanningskabel, het hoogspanningsstation en de *onshore* aansluiting gehaald (dus met uitzondering van de *interarray* kabels), ter waarde van 365.000 EUR/MW⁵⁴. Dit betekent een daling van de investeringskost van 3.800.000 EUR/MW naar 3.435.000 EUR/MW. Hierdoor is de OT 90,30 EUR/MWh. Met andere woorden, de impact van het stopcontact op de *LCOE* is ongeveer 12 EUR/MWh. Deze impact van 12 EUR/MWh houdt rekening met de schrapping van de kabelsubsidie van 25.000.000 EUR⁵⁵.

⁵¹ Regeerakkoord van 1 december 2012, p. 127.

http://premier.fgov.be/sites/all/themes/custom/tcustom/Files/Regeerakkoord_1_december_2011.pdf

⁵² Dit percentage is gebaseerd op de werkelijke kosten van het offshore hoogspanningsstation, de *onshore* aansluiting en de exportkabel voor de eerste drie domeinconcessies.

⁵³ De *interarray* kabels omvatten alle kabels tussen de windturbines onderling.

⁵⁴ Dit bedrag is gebaseerd op de werkelijke kosten van het offshore hoogspanningsstation, de *onshore* aansluiting en de exportkabel voor de eerste drie domeinconcessies.

⁵⁵ Indien de kabelsubsidie niet geschrapt wordt, is de impact van BOG op de *LCOE* 15 EUR/MWh.

III.2.6 Impact Staatsgarantie

73. In de nota Dralans wordt vermeld dat door de toekenning van een staatsgarantie (door middel van kredietverzekeringen) de financiële plannen op basis van P50 en een *debt/equity* ratio tot 80/20 in beschouwing kunnen worden genomen. Dit zou een neerwaartse invloed van 7 EUR/MWh tot 8 EUR/MWh hebben op de *LCOE*. Na overleg met verschillende partijen stelt de CREG vast dat niemand de berekening van deze impact kan toelichten.

74. De CREG heeft deze stelling onderzocht. Het invoeren van een staatsgarantie kan slechts indien deze garantie marktconform vergoed wordt. Met andere woorden, het verlenen van een garantie door een commerciële instelling biedt hetzelfde voordeel als een staatsgarantie. Banken vragen garanties om hun risico in te dekken. Dit gebeurt op basis van kredietverzekeringen. De CREG heeft onderzocht in welke mate kredietverzekeringen nu al worden toegepast bij de financiering van de *offshore* parken.

75. Na vergadering met NDD en het *BOP* stelt de CREG vast dat de eerste drie parken die hun *financial close* gerealiseerd hebben, reeds gebruik hebben gemaakt van kredietverzekeringen. Commerciële banken of de Europese Investeringsbank (EIB) staan nooit 100% in voor het kredietrisico. Dit risico verlagen ze door gebruik te maken van kredietverzekeringen. Bij de *financial close* van de eerste drie domeinconcessies is reeds rekening gehouden met een *debt/equity* ratio van 70/30 dankzij de verleende kredietverzekeringen. Een verlaging van het *equity* gedeelte tot 20% is bijgevolg weinig waarschijnlijk. Daarnaast houden kredietverzekeraars bij beoordeling van hun risico ook rekening met het *business plan* van de domeinconcessie. Hierbij is de inbreng van de investeerder van groot belang.

76. Voor de CREG is de piste van de staatsgarantie uit de nota Dralans niet uitvoerbaar. Daarnaast stelt ze ook de geraamde bijkomende impact van 7 à 8 EUR/MWh in vraag.

III.2.7 Opt-in mogelijkheden op basis van het huidige systeem

77. De nota Dralans vermeldt twee mogelijke aanpassingen voor de eerste drie parken die onder het huidige ondersteuningsmechanisme van 107 EUR/MWh en 90 EUR/MWh vallen.

78. Ten eerste wordt de invoering van een staatsgarantie voor de eerste drie parken vermeld voor zover dat dit een significante impact heeft op de huidige ondersteuning. De CREG acht deze piste niet uitvoerbaar. De eerste drie parken hebben immers reeds gebruikt gemaakt van kredietverzekeringen voor het afsluiten van hun *financial close*. Hun verplichtingen ten opzichte van banken en andere partijen zijn dan ook vastgelegd en bijgevolg is een aanpassing van de ondersteuning niet meer aan de orde.

79. Een tweede mogelijkheid houdt in dat de eerste drie parken kunnen kiezen voor het klassieke productieafwijkingensysteem. Een dergelijke overstap vereist wel de goedkeuring van zowel de *offshore* parkbeheerders als de medecontractant van de *PPA* die de geproduceerde elektriciteit koopt (= de *ARP*). Deze mogelijkheid heeft geen impact op het huidige ondersteuningsmechanisme van 107 EUR/MWh en 90 EUR/MWh. De eerste drie parken kunnen hier dan ook vrij voor kiezen.

IV. HERVORMING VAN HET ONDERSTEUNINGSSYSTEEM

IV.1 Doelstelling Regering

80. Het Regeerakkoord⁵⁶ van Di Rupo I vermeldt het volgende over offshore windenergie:

“De federale regering engageert zich om hernieuwbare energie te stimuleren op een kostenefficiënte wijze. Op basis van een duurzame-ontwikkelingseffectbeoordeling en een aanpassing van het bestaande subsidiemodel voor hernieuwbare energie in de Noordzee zal de regering een beslissing nemen over de afbakening van een nieuw gebied voor windenergie in de Noordzee. Verder zal ze verbindingen met de omliggende parken aanmoedigen. Aan Elia zal ook gevraagd worden een stopcontact voor de windmolenparken op zee te installeren en de interconnectiecapaciteit tussen België en haar buurlanden uit te breiden op een kostenefficiënte wijze.”

81. In de vergadering van 30 april 2013⁵⁷ van de “Commissie voor het bedrijfsleven, het wetenschapsbeleid, het onderwijs, de nationale wetenschappelijke en culturele instellingen, de middenstand en de landbouw” haalde de Staatssecretaris voor Energie twee redenen aan waarom besparingen kunnen gerealiseerd worden dankzij de hervorming van het ondersteuningssysteem: *“Vooreerst zal de elektriciteitsprijs op de spotmarkt ooit opnieuw stijgen. Bij een flexibel systeem zal de consument van een daling van het steunniveau kunnen profiteren. Ten tweede, zullen de nieuwe parken, steeds een lagere, onrendabele top ten opzichte van de huidige hebben.”*

Daarnaast vermeldde hij:

“We hopen ten opzichte van dit baseline scenario (van 800 miljoen EUR per jaar) een aanzienlijke besparing te kunnen realiseren maar er zal een maatschappelijke kostprijs blijven”.

⁵⁶ Zie voetnoot 51.

⁵⁷ Integraal verslag van de “Commissie voor het bedrijfsleven, het wetenschapsbeleid, het onderwijs, de nationale wetenschappelijke en culturele instellingen, de middenstand en de landbouw” van 30 april 2013, p. 4. Verslag beschikbaar op <http://www.lachambre.be/doc/CCRI/pdf/53/ic733.pdf>

82. Hierna wordt aangetoond dat een aanzienlijke besparing ten opzichte de huidige kost van 800⁵⁸ miljoen EUR per jaar niet mogelijk is.

IV.2 Uitwerking van een aanzienlijke besparing

83. De CREG stelt vast dat de doelstelling van de hervorming van het ondersteuningsmechanisme voor *offshore* windenergie, indien mogelijk, een aanzienlijke besparing te realiseren is ten opzichte van het baseline scenario van 800 miljoen EUR per jaar.

84. De CREG zal hierna aantonen dat een aanzienlijke besparing onmogelijk is en berekent hierna de impact van besparing van de jaarlijkse kost met 25%, 15% en 10%.

IV.2.1 Besparing met 25%

85. De hervorming van het ondersteuningsmechanisme voor *offshore* windenergie, zal nooit betrekking hebben op de eerste 3 domeinconcessies aangezien zij al hun *financial close* gerealiseerd hebben⁵⁹. Met andere woorden, C-Power, Belwind en Northwind vallen onder de voorwaarden van de huidige ondersteuning. De jaarlijkse kost van deze concessies bedraagt 313 miljoen EUR⁶⁰.

86. Indien een besparing van 25% moet gerealiseerd worden, mag de jaarlijkse kost van de ondersteuning voor *offshore* slechts 600 miljoen EUR bedragen. Hiervan ligt 313 miljoen EUR reeds vast voor de ondersteuning van de eerste 3 parken. Met andere woorden, de ondersteuning van de laatste 4 parken mag slechts 287 miljoen EUR kosten. Dit betekent dat de ondersteuning voor Norther, Rentel, Seastar en Mermaid 62,40⁶¹ EUR/MWh bedraagt. De CREG acht deze daling onrealistisch. Het is algemeen geweten dat de kost voor *offshore* windenergie hoger is dan deze voor *onshore* windenergie. Dit wordt onder andere

⁵⁸ Indien alle parken operationeel zijn, bedraagt de jaarlijkse kost 800 miljoen EUR. Voor meer details zie tabel 1.

⁵⁹ Bovendien zijn de eerste drie parken operationeel of in opbouw. Zie randnummer 23.

⁶⁰ De jaarlijkse kost voor de aankoop van de groenestroomcertificaten wordt weergegeven in tabel 1 per domeinconcessie.

⁶¹ De jaarlijkse productie van de laatste 4 parken bedraagt: 1314MW * 3500 vollasturen = 4.599.000 MWh. De maximale ondersteuning per MWh bedraagt dan: 287.000.000 EUR/4.599.000MWh=62,40 EUR/MWh.

veroorzaakt door de hogere plaatsingskosten voor *offshore* en de extra kosten door weerverlet en het al dan niet beschikbaar zijn van boten. De kostprijs voor *onshore* windenergie ligt vandaag⁶² hoger dan 62,40 EUR/MWh.

IV.2.2 Besparing met 15%

87. Indien een besparing van 15% moet gerealiseerd worden, mag de jaarlijkse kost van de ondersteuning voor *offshore* slechts 680 miljoen EUR bedragen. De ondersteuning van de laatste 4 parken bedraagt dus maximaal 367 miljoen EUR. Dit betekent dat de ondersteuning voor Norther, Rentel, Seastar en Mermaid 79,80⁶³ EUR/MWh is. Op basis van het kostenprofiel van de eerste drie parken acht de CREG dit nog niet haalbaar.

IV.2.3 Besparing met 10%

88. Indien de gewenste daling 10% is, mag de jaarlijkse kost van de ondersteuning voor *offshore* 720 miljoen EUR bedragen en mag de ondersteuning van de laatste 4 parken maximaal 407 miljoen EUR kosten. Dit betekent dat de ondersteuning voor Norther, Rentel, Seastar en Mermaid 88,50⁶⁴ EUR/MWh bedraagt. Dit ligt in dezelfde grootteorde als de inschatting van impact van het stopcontact op zee op de huidige ondersteuning door de CREG (zie randnummer 72).

IV.3 Besparing of verschuiving?

89. Indien de ondersteuning zakt naar 88,50 EUR/MWh⁶⁵, zoals hiervoor in randnummer 88 uiteengezet, ten gevolge van het stopcontact op zee wordt er geen besparing gerealiseerd, maar gebeurt er een verschuiving van kosten. Dit wordt hierna toegelicht.

⁶² In Vlaanderen bedraagt de onrendabele top voor *onshore* windenergie 80,30 EUR/MWh en is de ondersteuning vastgelegd op 74,40 EUR/MWh. (bron: Vlaams Energieagentschap, Rapport 2012, definitieve berekeningen OT/BF, 8 januari 2013).

⁶³ De jaarlijkse productie van de laatste 4 parken bedraagt: 1314MW * 3500 vollasturen = 4.599.000 MWh. De maximale ondersteuning per MWh bedraagt dan: 367.000.000 EUR/4.599.000MWh=79,80 EUR/MWh.

⁶⁴ De jaarlijkse productie van de laatste 4 parken bedraagt: 1314MW * 3500 vollasturen = 4.599.000 MWh. De maximale ondersteuning per MWh bedraagt dan: 407.000.000 EUR/4.599.000MWh=88,50 EUR/MWh.

⁶⁵ In plaats van de huidige ondersteuning van 102,11 EUR/MWh.

90. Bij realisatie van het stopcontact op zee door Elia dragen Norther, Rentel, Seastar en Mermaid bepaalde kosten niet meer, zoals de aankoop en plaatsing van de 220 kV kabel, de *onshore* aansluiting en het *offshore* transformatorstation. Hierdoor is hun ondersteuning dan ook lager en wordt deze door de CREG ingeschat op +/-90 EUR/MWh. De kosten voor de 220 kV kabel, de *onshore* aansluiting en het *offshore* transformatorstation worden echter overgedragen aan Elia en zullen doorgerekend worden via de transmissienettarieven. Bijgevolg wordt er geen besparing gerealiseerd, maar gebeurt er een verschuiving van de kosten.

91. De CREG wenst dan ook te benadrukken dat indien men de kostprijs van de ondersteuning voor windenergie wil berekenen, men ook altijd de kosten van het stopcontact op zee in rekening dient te brengen. Indien men een besparing wil realiseren moet de kostprijs van beiden lager zijn dan 15,7 miljard euro.

V. ADVIES CREG

V.1 Doel hervorming

92. De CREG stelt vast dat het doel van de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie een aanzienlijke besparing te realiseren is door middel van het invoeren van een link tussen de elektriciteitsprijs en de ondersteuning daarbij rekening houdend met een daling van de *LCOE* door technologische vooruitgang. De hervorming moet echter ook gekaderd worden in een bredere context. Zo is er de politieke wil om 2.000 MW aan *offshore* windturbines te installeren in de Noordzee om de engagementen van België inzake hernieuwbare energie, in kader van de 20-20-20 doelstellingen⁶⁶, na te komen.

93. De CREG acht een aanzienlijke besparing op korte termijn niet mogelijk. Vooreerst is de elektriciteitsprijs zeer laag vandaag. Een variabele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs zal op korte termijn duurder zijn dan de huidige ondersteuning. Daarnaast acht de CREG een sterke daling van de *LCOE* door technologische vooruitgang op korte termijn ook niet mogelijk⁶⁷. Gedurende de volgende 3 jaren zullen Norther, Mermaid, Seastar en Rentel hun *financial close* realiseren. In deze periode zullen ook de contracten voor de aankoop van de turbines en funderingen vastgelegd worden. Kostenreducties door technologische vooruitgang die over enkele jaren (na 2016) plaats vinden zullen dus geen impact meer hebben op deze concessies. Een aanzienlijke besparing door technologische vooruitgang zal zich mogelijks eventueel voordoen bij de uitbouw van een 2^{de} zone van domeinconcessies.

94. Een hervorming van het ondersteuningssysteem moet echter ook bijdragen tot een gunstig en stabiel investeringsklimaat waarin investeerders willen risico nemen. Het finale doel is immers de realisatie van 2.000 MW aan *offshore* windenergie. Alle investeerders hebben hun aanvraag voor de toekenning van de domeinconcessie gebaseerd op de huidige ondersteuning.

⁶⁶ De EU heeft drie belangrijke klimaatdoelstellingen voor 2020: 20% minder uitstoot aan broeikasgassen, 20% van alle energie uit hernieuwbare bronnen en 20% minder energieverbruik. Deze doelstellingen zijn per lidstaat vastgelegd. België moet tegen 2020 13% van zijn energieverbruik halen uit hernieuwbare energiebronnen.

⁶⁷ Zie randnummer 29.

95. Het is belangrijk dat er op korte termijn duidelijkheid is voor de domeinconcessies die hun *financial close* nog moeten realiseren. Voor Norther en Rentel is dit op zeer korte termijn, aangezien deze concessies al het verst gevorderd zijn en zij hun *financial close* willen realiseren voor het einde van 2014. Mermaid en Seastar wensen dit te doen begin 2016. Gegeven het feit dat het proces van *financial close* een doorlooptijd van ongeveer één jaar heeft en de ondersteuning een belangrijk element is voor de *bankability* van een *offshore* project, moet de ondersteuning gekend zijn op 1 januari 2014 voor Norther en Rentel en op 1 januari 2015 voor Mermaid en Seastar.

V.2 Voorstel CREG

V.2.1 Basisidee

96. De CREG werkt hierna een hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie uit. Deze hervorming is geldig voor de laatste vier domeinconcessies (Norther, Rentel, Seastar en Mermaid) die nog geen *financial close* gerealiseerd hebben.

97. Het klassieke *LCOE* systeem, zoals voorgesteld in de nota Dralans, heeft zijn voordelen bij een snel wijzigende technologie. Door om de twee jaar een *LCOE* te bepalen op basis van een referentiekader wordt de kostenevolutie door technologische vooruitgang mee in rekening genomen. Zoals reeds gemeld, acht de CREG sterke kostendalingen door technologische vooruitgang op korte termijn niet mogelijk. Daarom verkiest de CREG de huidige ondersteuning als vertrekbasis.

98. Een van de sterktes van de huidige ondersteuning is de duidelijkheid en eenvoud van het systeem: iedere domeinconcessie krijgt per geproduceerde MWh een ondersteuning van 107 EUR of 90 EUR. De gemiddelde ondersteuning bedraagt 102,24 EUR/MWh voor een park van 300 MW. Het is belangrijk dat na de eventuele hervormingen het ondersteuningssysteem transparant en stabiel is. Aangezien *offshore* projecten worden gefinancierd op basis van projectfinanciering met zijn hoge schuldfinanciering, zijn de banken eisende partij voor een duidelijk systeem.

99. De CREG heeft de onrendabele top voor *offshore* windenergie gereconstrueerd in haar studie (F)111027-CDC-1061 op basis van beschikbare informatie van de Belgische *offshore* windturbineparken en internationale studies. Deze bedraagt 102,11 EUR/MWh voor een park

van 300 MW. De assumpties waarop deze berekening zijn gebaseerd worden weergegeven in tabel 3.

100. De CREG stelt vast dat, anno 2013, deze onrendabele top representatief is voor de kosten in de sector en stelt bijgevolg geen oversubsidiëring vast. Niettemin zijn er enkele evoluties waaraan de ondersteuning moet aangepast worden.

101. Ten eerste stelt de CREG vast dat de regering aan Elia heeft gevraagd een stopcontact op zee uit te bouwen. De kosten voor de hoogspanningskabel, de *onshore* aansluiting en de transformatorstations zullen niet meer gedragen worden door de laatste vier domeinconcessies, maar door Elia. Zoals uiteengezet in randnummers 69-72 schat de CREG de impact van BOG op 12 EUR/MWh, op voorwaarde dat de kabelsubsidie van 25.000.000 EUR wordt geschrapt. Bijgevolg dient de huidige ondersteuning hiervoor aangepast te worden.

102. Daarnaast stelt de CREG vast dat verschillende partijen voorstander zijn van het invoeren van een link tussen de ondersteuning en de elektriciteitsprijs. De nota Dralans is hierop gebaseerd. Consumenten willen een daling van de ondersteuning bij stijgende elektriciteitsprijzen, terwijl investeerders in *offshore* wind zekerheid willen bij lage elektriciteitsprijzen.

V.2.2 Voorstel waarde ondersteuning

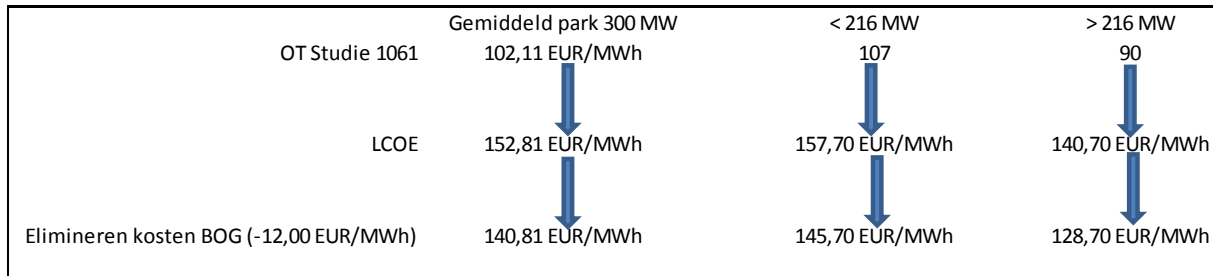
103. Hierna werkt de CREG haar voorstel van hervorming van de ondersteuning van *offshore* windenergie uit op basis van bovenstaande principes.

104. De onrendabele top geeft weer hoeveel steun *offshore* windenergie nodig heeft om een bepaald rendement te behalen. In studie 1061 is de onrendabele top vastgelegd op 102,11 EUR/MWh. Bij de berekening van de onrendabele top is ook de opbrengst van de verkoop van de geproduceerde elektriciteit opgenomen. Indien deze opbrengst uit de berekening wordt gehaald, bekomt men de *LCOE* voor *offshore* windenergie. Gegeven het feit dat de waarde van elektriciteit is ingeschat op 50,70 EUR/MWh in studie (F)111027-CDC-1061⁶⁸, bedraagt de *LCOE* voor *offshore* windenergie 152,81 EUR/MWh. Dit komt

⁶⁸ Op p. 10-13 van de studie (F)111027-CDC-1061 worden de assumpties van de OT toegelicht, onder meer de elektriciteitsprijs.

overeen met een LCOE van 157,70 EUR/MWh voor de eerste 216 MW geïnstalleerd vermogen en met een LCOE van 140,70 EUR/MWh voor het bijkomend geïnstalleerd vermogen. Deze LCOE's worden als startbasis gebruikt voor de berekening van de flexibele ondersteuning.

Figuur 2: Aanpassing ondersteuning *offshore* windenergie



105. Zoals reeds eerder aangegeven moeten de kosten voor *BOG* geëlimineerd worden, aangezien deze kosten gedragen zullen worden door Elia en niet door de laatste vier domeinconcessies. Hierdoor verlaagt de LCOE met 12 EUR/MWh (op voorwaarde dat ook de kabelsubsidie van 25.000.000 geschrapt wordt).

106. De CREG bepaalt de waarde van de LCOE op:

- 145,70 EUR/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- 128,70 EUR/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

Deze LCOE is geldig voor de laatste vier domeinconcessies.

De ondersteuning per MWh zal maandelijks bepaald worden als het verschil tussen de LCOE en de elektriciteitsreferentieprijs, zijnde de PPA. De nota Dralans verwijst naar de CREG om de marktconformiteit van de PPA contracten te beoordelen.

Vooreerst merkt de CREG op dat er geen markt van PPA contracten bestaat. Wel heeft de CREG kennis van al de afgesloten PPA contracten en kan zij alleen maar bevestigen dat een PPA contract prijs (rekening houdend met *balancing*kosten en de volatiliteit van de windenergie) van Endex Cal+1 min 12% door haar beoordeeld kan worden als een PPA

contract dat voldoet aan de gangbare (prijs) praktijken. Indien echter de ondersteuning van de *offshore* bepaald wordt door de *LCOE* prijs te verminderen met deze PPA prijs, dan is de motivatie voor windpark beheerders bijzonder klein om een prijs te bekomen die hoger ligt dan de 'door de CREG als gangbare praktijk' aanvaarde prijs. Een hogere of lagere PPA prijs dan degene die door de CREG erkend wordt als overeenstemmend met de gangbare praktijken, is nagenoeg onverschillig voor de eindverbruiker. Het kan daarom aangewezen zijn de windparkbeheerder te stimuleren zijn energie zo hoog mogelijk te verkopen door hem het eventuele overschot (PPA groter dan Endex Cal+1 min 12%) toe te kennen.

De groenestroomcertificaten worden toegekend voor een periode van 20 jaar.

V.2.3 Nodige wijzigingen in wetgevend kader

107. De CREG somt hierna op welke wijzigingen op wetgevend vlak nodig zijn indien de ondersteuning voor *offshore* windenergie wijzigt.

V.2.3.1 Aanpassing Elektriciteitswet

108. Artikel 7, §1 van de Elektriciteitswet stelt een systeem van groenestroomcertificaten vast en het legt een verplichting aan de netbeheerder op om deze certificaten aan te kopen tegen een vastgestelde minimumprijs. Indien de ondersteuning voor *offshore* wind variabel wordt op basis van de elektriciteitsprijs, dient onderzocht te worden op welke manier artikel 7, §1 dient aangepast te worden.

109. Artikel 7, § 2 van de elektriciteitswet bepaalt dat, voor nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden waarin België zijn rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6, de netbeheerder instaat voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel met een maximumbedrag van €25.000.000,00 voor een project van 216 MW of meer. Dit bedrag omvat de aankoop, de levering en de plaatsing van de onderzeese kabel alsmede de aansluitingsinstallaties, de uitrustingen en de aansluitingsverbindingen van voormelde productie-installaties. Deze financiering van €25.000.000,00 wordt naar rato verminderd wanneer het project minder dan 216 MW bedraagt.

De CREG stelt vast dat aan Elia is gevraagd een stopcontact op zee te bouwen. De concessies die nog gebouwd worden, zouden aansluiten op het stopcontact. Bijgevolg hebben Norther, Rentel, Seastar en Mermaid geen recht meer op de kabelsubsidie. Artikel 7, §2 dient hieraan aangepast te worden.

110. Artikel 7, §3, bepaalt het systeem van productiefwijkingen voor installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden. Indien dit systeem gewijzigd wordt, dient artikel 7, §3 aangepast te worden.

V.2.3.2 Aanpassingen Koninklijk Besluit van 16 juli 2002

111. Artikel 14 van het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 legt de minimumprijs voor groenestroomcertificaten voor *offshore* windenergie vast. Dit artikel kan gewijzigd worden na voorstel van de CREG.

VI. BESLUIT

Op vraag van de Staatssecretaris voor Energie, heeft de CREG de nota Dralans en de analyse van het kabinet van de Staatssecretaris voor Energie en de FOD Economie over de nota Dralans geanalyseerd. Hierbij heeft ze opmerkingen geformuleerd en de haalbaarheid van de verschillende elementen nagegaan:

- draagvlak: randnummers 32-34
- referentiekader: randnummers 36-38
- *LCOE* op 15 of 20 jaar: randnummers 39-42
- windgarantie en correctiemechanisme: randnummers 44-46
- systeem van productieafwijkingen: randnummers 53-55
- aangepast *LCOE* systeem: randnummers 58-60
- referentie elektriciteitsprijs: randnummers 61-68
- stopcontact op zee: randnummers 69-72
- staatsgarantie: randnummers 73-76

De CREG stelt vast dat het doel van de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie een aanzienlijke besparing te realiseren is door middel van het invoeren van een link tussen de elektriciteitsprijs en de ondersteuning en de daling van de *LCOE* door technologische vooruitgang. De CREG acht een aanzienlijke besparing op korte termijn niet mogelijk. Vooreerst is de elektriciteitsprijs zeer laag vandaag. Een variabele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs zal op korte termijn duurder zijn dan de huidige ondersteuning. Daarnaast acht de CREG een sterke daling van de *LCOE* door technologische vooruitgang op korte termijn ook niet mogelijk (randnummers 80-95).

De CREG stelt vast dat, anno 2013, de huidige ondersteuning representatief is voor de kosten in de sector en stelt bijgevolg geen oversubsidiëring vast. Niettemin zijn er enkele evoluties waaraan de ondersteuning moet aangepast worden. Zo zal Elia een stopcontact op zee uitbouwen. De kosten voor de hoogspanningskabel, de *onshore* aansluiting en de transformatorstations zullen niet meer gedragen worden door de vier laatste domeinconcessies, maar door Elia. De CREG schat de impact van BOG op 12 EUR/MWh, op voorwaarde dat de kabelsubsidie van 25.000.000 EUR geschrapt wordt. Bijgevolg dient de huidige ondersteuning hiervoor aangepast te worden.

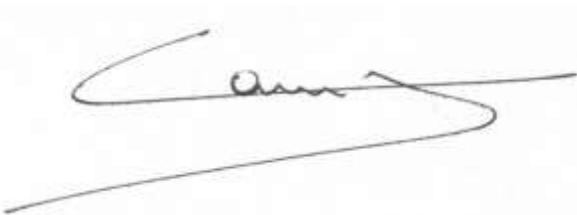
Daarnaast stelt de CREG vast dat verschillende partijen voorstander zijn van het invoeren van een link tussen de ondersteuning en de elektriciteitsprijs. De nota Dralans is hierop gebaseerd. Grootverbruikers willen een daling van de ondersteuning bij stijgende elektriciteitsprijzen, terwijl investeerders in *offshore* wind zekerheid willen bij lage elektriciteitsprijzen. De CREG heeft bovenstaande principes toegepast en heeft een *LCOE* berekend met als waarde:

- 145,70 EUR/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- 128,70 EUR/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

De ondersteuning per MWh zal (voor Norther, Rentel, Seastar en Mermaid) maandelijks bepaald worden als het verschil tussen de *LCOE* en de elektriciteitsreferentieprijs. Als referentie voor de elektriciteitsprijs kiest de CREG voor de *PPA* die elke domeinconcessie afsluit op voorwaarde dat deze overeenstemt met gangbare prijspraktijken. Daarnaast worden de mogelijke verkoopopbrengsten van de garanties van oorsprong mee in rekening (randnummers 96-106).

////

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Voorzitter van het Directiecomité