

# Studie

(F)1568

19 december 2016

Studie over de analyse van ondersteuning van *offshore* windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor *offshore* windenergie

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

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INLEIDING .....	4
1. ANTECEDENTEN.....	5
2. DEEL I: RECENTE MARKTEVOLUTIES.....	6
2.1. Tender Borssele I+II .....	6
2.1.1. De tender Borssele .....	6
2.1.2. Toelichting bij de Tender Borssele door Ministerie van Economische Zaken.....	7
2.1.3. Het winnende bod van DONG Energy .....	8
2.1.4. Vergelijking tussen Borssele en de Belgische parken.....	10
2.1.5. Omzetting van het resultaat in Borssele naar Belgische omstandigheden.....	11
2.2. Merkur.....	14
2.3. Dalende trend.....	16
2.4. Tender Borssele III+IV.....	17
2.4.1. De tender.....	17
2.4.2. Het winnende bod.....	18
3. DEEL II.....	19
3.1. Omzetting van het resultaat van de Borssele tender III+IV naar een ondersteuning voor de laatste drie domeinconcessies .....	19
3.1.1. Analyse uitgevoerd door Northwester 2 .....	20
3.1.2. Analyse uitgevoerd door de CREG.....	22
3.2. Juridische analyse.....	24
4. CONCLUSIE .....	25

## EXECUTIVE SUMMARY

Op vraag van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling en in het kader van haar wettelijke verplichtingen heeft de CREG de recente marktevoluties op het vlak van ondersteuning voor *offshore* windenergie onderzocht.

Deel I van deze studie beschrijft de CREG de resultaten van de toekenning van de tender van Borssele I+II. Daarbij werd de beschikbare informatie over het winnende bod van DONG voor de kavels Borssele I en II in model gebracht. Vervolgens werd de ondersteuning voor het Borssele project omgezet naar de Belgische omstandigheden.

De methodologie van voorliggende studie is bijgevolg verschillend van deze in studie (F)151015-CDC-1462. Voorliggende studie is gebaseerd op de winnende bieding van DONG die omgezet werd op basis van objectief vaststelbare feiten (zoals densiteit, fiscale aspecten, ...). In studie (F)151015-CDC-1462 heeft de CREG onder meer de LCOE berekend voor de windmolenparken van Rentel en Norther op basis van de toen beschikbare informatie die werd aangeleverd door de betrokken domeinconcessiehouders.

Verder wordt in deel I van de studie ook kort, zonder gedetailleerde analyse, de ondersteuning voor het Duitse Merkur project dat financial close bereikte in augustus 2016 en de dalende trend in de *offshore* ondersteuning toegelicht met onder andere de resultaten van de tenders Danish North Sea en Kriegers Flak. Tenslotte eindigt deel I met de bespreking van het resultaat van de tender Borssele III+IV en wordt het winnende bod in model gebracht.

In deel II van voorliggende studie heeft de CREG getracht het resultaat van de Borssele tender III+IV om te zetten naar een ondersteuning die representatief is voor de laatste drie domeinconcessies (Northwester 2, Seastar en Mermaid). Hierbij werden objectief vaststelbare verschillen tussen Nederland en België mee in rekening genomen.

# INLEIDING

1. De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: de CREG) heeft de bevoegdheid om op basis van artikel 23, §2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de Elektriciteitswet) op eigen initiatief of op verzoek van de Minister of van een gewestregering onderzoeken en studies in verband met de elektriciteitsmarkt uit te voeren. Op basis van artikel 7, §1bis van de Elektriciteitswet stelt de CREG ook jaarlijks een verslag op over de doeltreffendheid van de minimumprijs van *offshore* windenergie.

2. De CREG ontving op 12 juli 2016 een schrijven van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling. In die brief vraagt de Minister de CREG een analyse te maken van recente marktevoluties voor *offshore* windenergie. De opdracht is als volgt geformuleerd:

*“De Federale regering besliste op de ministerraad van 8 juni 2016 om: De Minister van energie te belasten om voor de parken die hun financial close realiseren na 31 december 2016, een nieuw ondersteuningskader uit te werken op basis van de voorliggende wijzigingen en op basis van een nauwe opvolging van de evolutie in de buurlanden. Het nieuwe ondersteuningskader zal een perspectief bieden voor de verdere ontwikkeling van de offshore parken, de consument en de regering.”*

*In het kader van de uitvoering van deze beslissing wens ik u te vragen om voor 31 augustus 2016 mij een analyse te bezorgen die de recente marktevoluties (onder meer in Nederland-Borssele) vertalen naar Belgisch model. Een analyse die onder andere rekening houdt met de verschillende niet limitatieve karakteristieken zoals de manier van aanbesteden, de duurtijd, de dichtheid van de parken, enz.”*

Daarnaast werd op 24 augustus 2016, per email, gevraagd door het kabinet om in de gevraagde analyse ook het *offshore* windpark Merkur te betrekken.

3. Voorliggende studie bestaat uit 2 delen. Het eerste deel geeft een beschrijving van recente marktevoluties weer, zoals de resultaten van de tenders Borssele I+II, Borssele III+IV, Danish North Sea en Kriegers Flak alsook het Merkur project. In het tweede deel wenst de CREG de vastgestelde marktevoluties te vertalen naar de individuele Belgische *offshore* windmolenparken.

4. Deel I van deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité van 29 september 2016, uitgezonderd randnummer 57 en hoofdstuk II.4. Deze werden toegevoegd bij de redactie van deel II dat goedgekeurd werd tijdens de uitzonderlijke vergadering van 19 december 2016.

# 1. ANTECEDENTEN

5. Het koninklijk besluit van 16 juli 2002 werd het laatst aangepast door het koninklijk besluit van 4 april 2014 houdende de wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, waarbij een variabel ondersteuningsmechanisme op basis van de LCOE werd ingevoerd voor nieuwe *offshore* windmolenparken.
6. De Ministerraad heeft op 9 juni 2016 een beslissing genomen ter herziening van het mechanisme voor de ondersteuning van de *offshore* elektriciteitsproductie. De wettelijke en reglementaire wijzigingen ten gevolge van deze beslissing zijn tot op heden niet doorgevoerd, van kracht noch uitgevoerd.
7. Op 6 juli 2016 heeft de Belgische Staat het nieuwe ondersteuningsmechanisme zoals beslist door de Ministerraad van 9 juni 2016 evenals de toepassing van dit mechanisme, met name op de toekomstige *offshore* parken van Rentel en Norther, overeenkomstig artikel 108, §3, van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) aangemeld bij de Europese Commissie.
8. Met haar schrijven van 11 juli 2016 heeft de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Energie de CREG gevraagd een analyse te maken die de recente marktevoluties voor *offshore* windenergie vertalen naar Belgisch model.
9. Op 15 juli 2016 heeft het BOP een analyse van 3E over Borssele aan de CREG voorgesteld.
10. Op 24 augustus 2016 heeft het kabinet van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Energie per e-mail gevraagd het *offshore* park Merkur op te nemen in de gevraagde analyse.
11. Op 26 juli, 23 augustus, 8 en 19 september 2016 heeft de CREG een vergadering gehad met vertegenwoordigers van het project Northwester 2.
12. Op 31 augustus 2016 heeft de CREG een vergadering gehad met vertegenwoordigers van het project Mermaid.
13. Op 6 september 2016 heeft de CREG de analyse van 3E besproken met vertegenwoordigers van BOP en 3E.
14. Op 19 september 2016 heeft de CREG een vergadering gehad met vertegenwoordigers van het project Seastar.
15. Op 20 september heeft de CREG de Borssele tender besproken met het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken en met de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.
16. Deel I van deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité van 29 september 2016 en overgemaakt aan de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Energie op 30 september 2016<sup>1</sup>.
17. Op 24 oktober, 27 oktober, 15 november en 25 november 2016 heeft de CREG samen gezeten met vertegenwoordigers van het project Northwester 2 voor de omzetting van recente marktevoluties naar een ondersteuning die representatief is voor Belgische parken.

---

<sup>1</sup> Randnummer 57 van deel I, waarin het resultaat van de tender van het park Kriegers Flak wordt toegelicht, en hoofdstuk II.4 werden toegevoegd bij de redactie van deel II van voorliggende studie.

18. Op 8 december 2016 keurde de Europese Commissie het nieuwe ondersteuningsmechanisme, zoals beslist op de Ministerraad van 9 juni 2016, goed alsook de toepassing van dit mechanisme op Northen en Rentel.

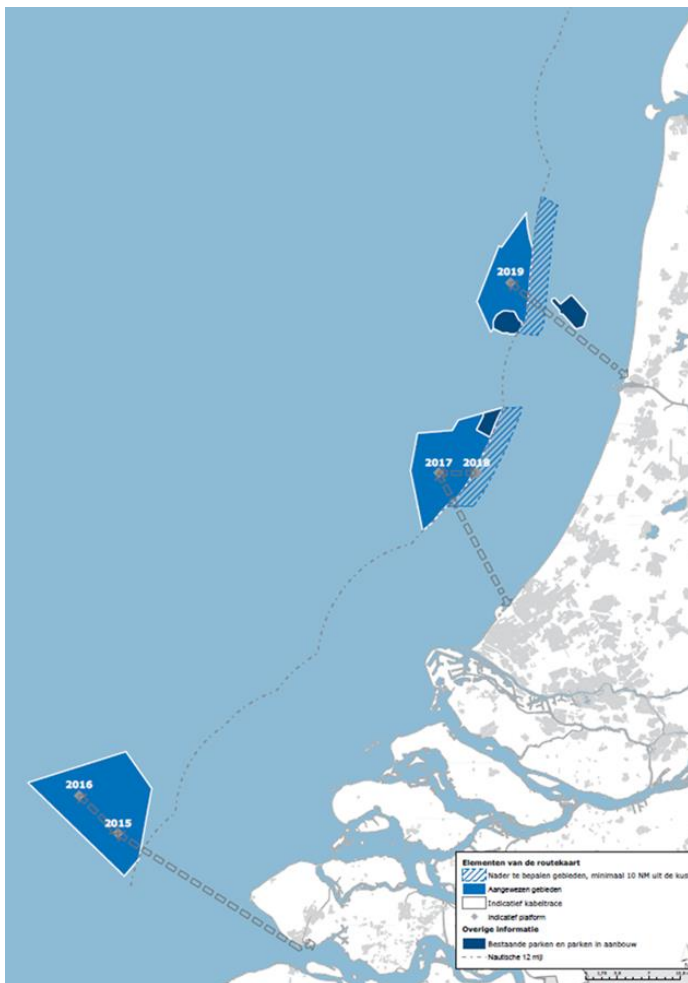
## 2. DEEL I: RECENTE MARKTEVOLUTIES

### 2.1. TENDER BORSSELE I+II

#### 2.1.1. De tender Borssele

19. In Nederland werd in september 2013 het “Energieakkoord voor duurzame groei”<sup>2</sup> afgesloten tussen de overheid en marktpartijen. Belangrijk onderdeel van dit Energieakkoord is de routekaart windenergie. Deze kaart geeft vijf windgebieden aan en beschrijft hoe het windvermogen op zee van 1.000 MW naar 4.500 MW in 2023 wordt verhoogd. Ook werd in het Energieakkoord afgesproken dat het kostenniveau van windenergie op zee uiterlijk in 2023 met 40 procent omlaag moet.

Figuur 1: Overzicht vijf windgebieden Nederland



<sup>2</sup> <http://www.energieakkoordser.nl/>

20. In 2014 werd beslist een nieuw systeem voor de uitrol van windenergie op zee in te voeren. In dit systeem wordt de subsidie voor specifieke locaties voor windparken door de overheid via een tender toegekend. De vergunning wordt gekoppeld aan de subsidie. Daarnaast zal TenneT als netbeheerder op zee verantwoordelijk worden voor de aansluiting van de windparken, hetgeen in België niet het geval is met betrekking tot ELIA. De financiële impact wordt in voorliggende analyse niet in rekening gebracht.

21. Bij het uitschrijven van de tenders per kavel zijn er voorwaarden opgesteld. Elke partij die de subsidie wil aanvragen, kan een bod indienen per kavel. Het bod is het bedrag per kWh waarvoor de partij het windpark op de kavel wil realiseren. Eén van de voorwaarden is dat het bod niet hoger mag zijn dan het maximum tenderbedrag. Dit maximum tenderbedrag wordt per kavel vastgelegd op basis van berekeningen van ECN en de afspraken uit het Energieakkoord. Daarnaast zijn er flexibele voorwaarden opgenomen betreffende het ontwerp van het windpark.

22. Voor de tender van Borssele I+II werd een subsidieplafond van 5 miljard EUR vastgelegd. Dit bedrag is gebaseerd op een situatie waarin de subsidiebehoefte maximaal zou zijn, namelijk het maximaal geïnstalleerd vermogen (760 MW), een hoog aantal vollasturen (4.500), een lage lange termijn elektriciteitsprijs (29 EUR/MWh) en het maximumtenderbedrag van 124,00 EUR/MWh voor een periode van 15 jaar.

23. De SDE+ subsidie en de vergunning tender voor de kavels Borssele I en II werd opgestart in 2016. Tot 2 mei 2016 konden alle geïnteresseerden hun bod overmaken voor de eerste 2 kavels van het windenergiegebied Borssele, dat op meer dan 22 kilometer uit de Zeeuwse kust ligt en nabij de grens met de Belgische exclusieve economische zone. Beide kavels bieden elk ruimte voor een vermogen van minimaal 350 MW en maximaal 380 MW.

24. Op 5 juli 2016 heeft de Minister van Economische Zaken<sup>3</sup> bekend gemaakt dat DONG Energy Borssele 1 B.V. de winnaar is van de SDE+ subsidie en de vergunning voor de kavels I en II van het windenergiegebied Borssele. Het Deense bedrijf DONG Energy bracht van alle 38<sup>4</sup> biedingen het laagste en daarmee winnende bod uit. Voor een tenderbedrag van 72,70 EUR/MWh wil DONG Energy de kavels realiseren. Dit bedrag is substantieel lager dan het maximumbedrag van 124,00 EUR/MWh dat voor de tender is vastgesteld en levert een besparing op het maximale subsidiebudget op van ongeveer 2,7 miljard EUR. Hiermee is, volgens de Minister van Economische Zaken van Nederland, de afspraak uit het Energieakkoord om het kostenniveau van windenergie op zee uiterlijk in 2023 met 40 procent omlaag te brengen nu al gehaald<sup>5</sup>.

### **2.1.2. Toelichting bij de Tender Borssele door Ministerie van Economische Zaken**

25. Op 20 september 2016 heeft de CREG samen met AD Energie en het kabinet van de Staatssecretaris voor de Bestrijding van sociale fraude, Privacy en Noordzee een werkvergadering gehad bij het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken over de toekenning van de tender Borssele I+II.

26. Volgende toelichtingen en verduidelijkingen werden gemaakt.

---

<sup>3</sup> <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/sde/windenergie-op-zee/windgebied-borssele-i-en-ii>

<sup>4</sup>

[http://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/08/Gerangschikte%20aanvragers%20tender%20windenergiegebied%20Borssele%20kavels%20I%20en%20II.RHS\\_1.pdf](http://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/08/Gerangschikte%20aanvragers%20tender%20windenergiegebied%20Borssele%20kavels%20I%20en%20II.RHS_1.pdf)

<sup>5</sup> <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/07/05/kamerbrief-wind-op-zee>

### Solvabiliteit aanbieder

Voor de Nederlandse overheid was de laagste kostprijs het belangrijkste. Enkel op basis van dit criterium werd de tender toegekend. Teneinde onrealistische lage biedingen te vermijden die vervolgens niet tot de realisatie van het project zouden leiden, werden enkele toetsen uitgevoerd om de solvabiliteit van de aanvragers te verzekeren.

Bij de indiening van de tender moest elke aanvrager kunnen aantonen in staat te zijn het project te kunnen financieren door middel van minstens 10% van het nodige investeringsbedrag als eigen vermogen op de balans te hebben. Daarnaast moest ook aangetoond worden dat er externe financiering kan aangetrokken worden door middel van een bankbrief of door 20% van het investeringsbedrag als eigen vermogen op de balans te hebben.

Tenslotte dient na de selectie van de winnaar van de tender, volgende bankgaranties afgeleverd te worden:

- binnen één maand na toekenning van de tender: bankgarantie van 10 miljoen EUR per kavel;
- na één jaar wordt de bankgarantie verhoogd naar 35 miljoen EUR per kavel.

Wanneer het *offshore* park volledig operationeel is, vervalt de bankgarantie van 35 miljoen EUR per kavel. De exploitant dient dan echter een nieuwe bankgarantie te geven voor de ontmantelingskosten van de kavels. Dit is vastgelegd op 120.000 EUR/MW. Voor Borssele I+II is dit dus een totaal bedrag van 84 tot 91 miljoen EUR afhankelijk van de totale capaciteit van het twee windmolenparken.

### Vollasturen of verwachte productie

Iedere deelnemer aan de tender moet naast een prijs ook de verwachte windproductie inschatten. Hiervoor moet een windrapport, opgesteld door een externe consultant, opgeleverd worden waarin de P50 windproductie wordt ingeschat op basis van een gecertificeerde windturbine of een prototype. De deelnemer kan wel nog een wijziging van de turbine voorstellen om te kunnen inspelen op technologische innovaties.

#### **2.1.3. Het winnende bod van DONG Energy**

27. Niet alle elementen over de winnende bieding die DONG uitbracht zijn publiek beschikbaar. Gezien het aantal ongekende parameters – en bijgevolg het groot aantal mogelijke combinaties- is het onmogelijk om met zekerheid de winnende bieding in een model op correcte wijze te reproduceren.

28. Hierna worden de elementen van het DONG-bod gegeven die als correct kunnen worden bestempeld:

- 1) Ondersteuningsbedrag = 72,7 EUR/MWh (te verminderen met de elektriciteitsprijs);
- 2) Looptijd van de ondersteuning 16 jaar. Hoewel de theoretische ondersteuningsduur beperkt is tot 15 jaar, werd bevestigd in de “Vragen en Antwoorden” op de site van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland dat de binnen de 15 jaar niet geproduceerde subsidiale MWh gerecupereerd kan worden in het 16de jaar<sup>6</sup>;
- 3) Duur van de concessie: 30 jaar vanaf midden 2016 tot midden 2046;

---

<sup>6</sup> Zie antwoord op vraag 15 in de “Vragen en Antwoorden (slotversie)” voor het windenergiegebied Borssele I en II, <http://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/05/Vragen%20SDE%20categorie%20Windenergie%20op%20Zee.pdf>



- 4) De totale uitbatingsduur bedraagt 24 à 25 jaar, rekening houdend met 4 à 5 jaar voor de realisatie en 1 jaar voor de ontmanteling. 25 jaar lijkt dan ook een aannemelijke hypothese;
- 5) Indienstneming van het windmolenpark tussen 2020 en 2021. De weerhouden indiener dient zijn park in dienst te nemen binnen de 5 jaar (dus tegen midden 2021). Het TenneT-netwerk op zee zal pas in 2019 worden gerealiseerd. Verder stelt DONG dat het Borssele project niet behoort tot haar pré 2020 projecten<sup>7</sup>;
- 6) De LCOE (inclusief netaansluiting) voor het Borssele-project ligt onder de 100 EUR/MWh;
- 7) De OPEX-kosten dienen lager te liggen dan de voorziene inkomsten uit de elektriciteitsprijs na afloop van de gesubsidieerde periode: gezien de lage ondersteuning tijdens de eerste 15 jaren dient er in de jaren 16 t.e.m. 25 ook netto-inkomsten gegenereerd te worden om de rentabiliteit van het project te garanderen;
- 8) Vermogen van de gekozen windturbine: 7 à 8 MW;
- 9) Ontmantelingskosten in het 26ste jaar: 42 Miljoen EUR.

29. Een aantal elementen zijn minder zeker en worden afgeleid uit onder meer het interview dat CEO Hendrik Poulsen van DONG aan Platts Power in Europe gaf:

- 1) CAPEX voor Borssele project significant lager dan 22 à 24 Mio DK/MW. (prijsvork voor de CAPEX voor de pré-2020 projecten overeenkomend met 2,959 à 3,228 miljoen EUR/MW). De CREG meent dat een verlaging tussen de 10 à 20 % als significant kan worden beschouwd. Voor introductie in het model gaat de CREG uit van een daling van 15% ten opzichte van de onderkant van de vork, wat leidt tot een CAPEX van 2,515 miljoen EUR/MW.
- 2) OPEX: Voor haar bestaande windmolenprojecten stelt DONG dat de operationele kosten zich situeren binnen een prijsvork van 15 à 17 Mio DK/MW (= 2,017 à 2,286 miljoen EUR/MW) over de verwachte levensduur voor windmolenparken met turbines tussen de 2 en 3,6 MW. De CREG meent dat deze OPEX deels uit een vaste en deels uit een variabele component bestaat. Er wordt uitgegaan van een 50/50 verdeling<sup>8</sup>. Een omrekening per MWh levert bij een *load factor* van 48% en een levensduur van het park van 25 jaar een OPEX van 9,59 EUR/MWh (variabel) + 40.350 EUR/MW/jaar (vaste component).

DONG kondigt aan dat de OPEX kosten voor Borssele aanzienlijk lager zullen liggen door het veel groter vermogen per windmolen, namelijk tussen 7 en 8 MW/WTG, en dus veel minder windturbines. Voor introductie in het model gaat de CREG uit van een daling van 25% waardoor de CREG de OPEX-kost voor het Borssele-project op gemiddeld 14,40 EUR/MWh inschat.

- 3) *Load factor*/vollasturen: DONG beweert dat voor de pre-2020 projecten (waar Borssele niet toe behoort) de *load factor* 48 à 50% bedraagt. Voor het Borssele-project gaat de CREG uit dat de *load factor* op 50% ligt.

---

<sup>7</sup> Interview met CEO Henrik Poulsen van DONG in Platts Power in Europe, issue 732/ August 29, 2016

<sup>8</sup> Deze 50/50 verdeling is arbitrair gekozen.

30. De prijs voor de verkoop van elektriciteit wordt in het model op 30,00 EUR/MWh ingesteld (deze waarde ligt lager dan de huidige elektriciteitsprijs en veel lager dan de aanname van 80,00 EUR/MWh tegen 2040 die door Duistland als spotprijs werd voorzien bij de aanmelding van het ondersteuningsmechanisme bij de EC<sup>9</sup>).

31. De financiering van het project door DONG is voor de CREG niet duidelijk. Rekening houdend evenwel met bovenstaande parameters, een verhouding van Eigen vermogen/Vreemd Vermogen = 30/70 en een financieringskost van het vreemd vermogen van 2,5 %, bekomt de CREG in haar model een vergoeding op eigen vermogen (RoE) van 10% voor DONG bij een bod van 72,70 EUR/MWh. Deze waarde van 10% komt overeen met wat Bloomberg ook inschat als kost van het eigen vermogen voor DONG<sup>10</sup>.

#### 2.1.4. Vergelijking tussen Borssele en de Belgische parken

32. De CREG vergelijkt hierna de geografische en andere kenmerken van de Borssele kavels met de Belgische parken.

33. Op geografisch vlak is er weinig verschil tussen de Belgische parken en de Borssele kavels. De waterdiepte is vergelijkbaar tussen de Belgische en Nederlandse kavels.

De afstand tot de kust bedraagt minstens 22 kilometer zowel voor de Belgische als Nederlandse parken. Het park dichtst bij de Belgische kust, Norther, ligt op vergelijkbare afstand als Borssele II. De parken Mermaid, Northwester 2 en Seastar liggen op vergelijkbare afstand als Borssele IV. Daarnaast kan men ook vaststellen dat de windsnelheid vergelijkbaar is (8 à 9 m/s).

In onderstaande tabel wordt, op basis van publiek beschikbare gegevens, de afstand tot de kust alsook de waterdiepte gegeven voor Borssele en de Belgische domeinconcessies.

Tabel 1: Overzicht waterdiepte en afstand tot de kust per park<sup>11</sup>

	Afstand tot de kust (km)	Minimum waterdiepte (m)	Maximum waterdiepte (m)
Borssele Kavel I + II	22	18	38
Norther	24	16	33
C-Power	27	12	28
Rentel	33	22	36
Northwind	37	16	29
Seastar	39	22	38
Belwind	45	15	24
Nobelwind	44	28	38
Northwester 2	48	25	40
Mermaid	52	24	40

<sup>9</sup> Zie JOCE C/292/2015 en beslissing over diverse cases op [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/255126/255126\\_1663511\\_220\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/255126/255126_1663511_220_2.pdf)

<sup>10</sup> Bloomberg New Energy Finance, 6 juli 2015, Analyst Reaction

<sup>11</sup> Bron: <http://www.4coffshore.com>

34. Een belangrijk verschil tussen de Belgische en Nederlandse *offshore* parken is de dichtheid. In Nederland is de verhouding geïnstalleerd vermogen/km<sup>2</sup> kleiner dan in België. De dichtheid in de Belgische parken ligt, afhankelijk van het betrokken park, tot ongeveer 2 keer hoger dan in Nederland. De dichtheid heeft vooral een impact op de interne wake-effecten. Deze zullen in België hoger liggen dan in Nederland waardoor de geproduceerde energie voor eenzelfde rotoroppervlakte (of voor eenzelfde geïnstalleerd vermogen) lager is. Bij de berekening van de ondersteuning zal dit een impact hebben.

De karakteristieken van de Borssele Kavel I + II sluiten het nauwst aan met het nog te bouwen windmolenpark van Norther.

35. Naast geografische kenmerken zijn er ook kenmerken (zoals bijvoorbeeld het belastingregime) die rechtstreeks een impact hebben op de hoogte van de ondersteuning. Onder andere volgende verschillen tussen België en Nederland kunnen objectief vastgesteld worden:

- 1) de vennootschapsbelasting bedraagt in Nederland 25% en in België 33,99%;
- 2) in België wordt er een investeringsaftrek voor hernieuwbare projecten toegekend, in Nederland niet;
- 3) door de toekenningsprocedure zijn de ontwikkelingskosten voor de projectontwikkelaar in België hoger dan in Nederland. In Nederland krijgt de winnaar van de tender automatisch alle vergunningen alsook de resultaten van bepaalde bodemonderzoeken. Dit spaart enkele jaren van projectontwikkeling.

#### **2.1.5. Omzetting van het resultaat in Borssele naar Belgische omstandigheden**

36. De CREG tracht hierna het resultaat van de Borssele tender I+II om te zetten naar een ondersteuning die representatief is voor de Belgische omstandigheden. Hierbij zullen de geografische en andere objectief vaststelbare verschillen tussen de twee landen in rekening worden genomen.

37. De ondersteuning voor Borssele I+II is 72,70 EUR/MWh. Om dit cijfer om te zetten naar Belgische omstandigheden zullen volgende parameters voor de berekening van de ondersteuning aangepast worden.

38. De vollasturen voor Borssele I+II zullen hoger liggen dan in België. Ondanks dezelfde windsnelheid zal de geproduceerde energieopbrengst lager zijn in België door de hogere dichtheid (MW/km<sup>2</sup>) van de windparken. De vollasturen voor Borssele I+II worden ingeschat op 4.383, die voor de Belgische parken op 4.015. Hierbij is de gemiddelde opbrengst van het best presterende Belgische windpark (namelijk Northwind) als standaard genomen. De nieuwe Belgische *offshore* parken dienen minstens even performant te zijn als Northwind oordeelt de CREG, rekening houdend met het feit dat de verschillen in dichtheid en wake effecten gecompenseerd kunnen worden door betere karakteristieken van de toekomstige windmolens en beter operationeel beheer van de windmolenparken.

39. Daarnaast dient er een aanpassing te gebeuren van de investeringskosten voor de ontwikkelingskosten. In Nederland wordt een groot gedeelte van de ontwikkelingskosten (zoals bodemonderzoeken) gedragen door de overheid. De Belgische *offshore* parken dragen deze kosten

zelf. Door 3E wordt het verschil in ontwikkelingskosten ingeschat op 18.571.429 EUR<sup>12</sup>. De investeringskosten worden dan ook verhoogd met 61,90 EUR/kW.

40. Verder wordt een aanpassing gedaan voor fiscale aspecten. De investeringsaftrek van 13,50% wordt toegevoegd (deze bestaat niet in Nederland) en de vennootschapsbelasting wordt verhoogd van 25% naar 33,99%.

41. Ook wordt de ontmantelingsprovisie gecorrigeerd op basis van het bedrag opgenomen in studie (F)151015-CDC-1462.

42. Ook de looptijd van de ondersteuning wordt aangepast (van 16 jaar in Nederland naar 19 jaar in België).

43. De ondersteuning voor de Borssele-kavels wordt toegekend op basis van het in het *offshore* net van TenneT geïnjecteerd vermogen. De ondersteuning in België wordt toegekend op basis van de nettoproductie vóór transformatie, met ander woorden in de top van de windmolen na aftrek van het eigen verbruik voor de functionele installaties van de windmolen. De impact wordt door de CREG op 1,3% geraamd. Deze impact wordt via de verhoging van de vollasturen in rekening gebracht.

44. Het bestaande ondersteuningsmechanisme in België houdt er rekening mee dat er subsidie wordt toegekend indien de onevenwichtsprijs voor een positief onevenwicht lager dan -20 EUR/MWh bedraagt en dit gedurende de eerste 288 kwartieren die aan deze voorwaarden voldoen van elk jaar. Gezien dergelijke negatieve onevenwichtsprijzen niet altijd samenvallen met een grote productie van *offshore* wind, dienen niet de volle 72 uren te worden meegenomen voor de berekening van de impact op de nodige ondersteuning in België. De CREG heeft berekend dat de impact ongeveer 50% bedraagt, waardoor de vollasturen met 36 uren wordt verminderd om realistisch rekening te houden met het effect van de 72-urenregeling. Bovendien wordt in Nederland geen vergoeding betaald als de *day ahead*-prijzen meer dan 6 uur negatief zijn. Gezien dit vrij zelden voorkomt heeft de CREG dit risico niet gecompenseerd.

45. Verder meent de CREG dat de projectontwikkelaars in Belgische windmolenparken een groter risico dienen te nemen dan bij de Nederlandse parken. De Nederlandse parken worden immers aangesloten op een netwerk in zee dat door TenneT wordt uitgebaat en waarbij eventuele onbeschikbaarheden van de netaansluiting ten laste zijn van de transmissienetbeheerder TenneT. De Belgische parken dienen dit risico zelf te dragen. BOP heeft het risico voor de Belgische parken een half procent hoger ingeschat dan de Nederlandse parken (RoE in NL 10% t.o.v. 10,5% voor de Belgische parken). De CREG heeft dit risico tot op heden nog niet kunnen evalueren en neemt in deze berekening de door het BOP voorgestelde waarde over.

46. De OPEX kost voor de Belgische *offshore* parken bestaat uit een variabele component die gelijk blijft aan die van Borssele, namelijk 7,19 EUR/MWh, en een vaste component die gelijk is aan 30.262,50 EUR/MW/jaar. De gemiddelde OPEX-kost (rekening houdende met de vollasturen zoals hierboven bepaald) komt op 14,70 EUR/MWh<sup>13</sup>.

47. Op basis van bovenstaande assumpties wordt de prijs van de ondersteuning voor Borssele I+II aangepast. Onderstaande tabel geeft de samenvatting weer.

---

<sup>12</sup> 3E heeft, in opdracht van BOP, het resultaat van de Borssele tender onderzocht en een LCOE-vergelijking tussen België en Nederland gemaakt. 3E schat de ontwikkelingskosten in op 21.428.571 EUR voor een park van 300 MW in Nederland. Voor België worden de ontwikkelingskosten geschat op 40.000.000 EUR.

<sup>13</sup> Wanneer de OPEX kosten als 100% vast worden beschouwd (zonder de variabele component) komt de gemiddelde OPEX kost op 15,01 EUR/MWh.

Tabel 2: Aanpassing bod DONG aan Belgische kenmerken

	EUR/MWh
Borssele	<b>72,70</b>
Aanpassing vollasturen (4383 naar 4015)	78,20
Verhoging investeringskosten voor ontwikkelingskosten (2515 naar 2577)	79,89
Investeringsaftrek toevoegen 13,5%)	77,01
Aanpassing vennootschapsbelasting	79,61
Ontmantelingsprovisie	80,12
Aanpassing looptijd (16 jaar naar 19 jaar)	76,89
Meetpunt verschillend +1.3%	76,07
72 negatieve uren (50% vollast)	76,64
RoE+0,5%	77,95
OPEX aanpassing	<b>78,27</b>

Daarnaast stelt de CREG vast dat volgende correcties gemaakt kunnen worden voor prijsrisico en schaalvoordelen.

#### Correctie 1: in rekening nemen van prijsrisico

48. Het Nederlandse ondersteuningssysteem voorziet dat een basiselektriciteitsprijs wordt bepaald, waardoor maximale steun gelijk is aan het verschil tussen het tenderbedrag en deze basiselektriciteitsprijs. Met andere woorden, als de elektriciteitsprijs onder de basisprijs komt, dan wordt de gehele onrendabele top niet meer volledig vergoed. De investeerder in Nederland loopt hierdoor een prijsrisico. De basiselektriciteitsprijs werd door de Nederlandse overheid bepaald op 29,00 EUR/MWh. De waardering van dit risico werd door ECN op 2,00 EUR/MWh ingeschat. ECN heeft het tenderplafond van 124,00 EUR/MWh bepaald rekening houdende met dit prijsrisico van 2,00 EUR/MWh. Voor de CREG is het echter onduidelijk hoe DONG Energy met dit prijsrisico heeft rekening gehouden in zijn bod en of dit prijsrisico gelijk is aan 2,00 EUR/MWh voor DONG. Anderzijds is het prijsrisico door ECN berekend toen de elektriciteitsprijzen hoger waren, wat betekent dat het risico dat de elektriciteitsprijs onder de basislastprijs komt nu hoger is, met als gevolg een hoger prijsrisico. Omwille van de moeilijkheid van de waardering van het prijsrisico in hoofde van DONG, heeft de CREG dit prijsrisico niet in bovenstaande tabel opgenomen. Het prijsrisico kan meer of minder dan 2 EUR/MWh bedragen. In ieder geval is het bestaan van dit prijsrisico een gegeven en vertegenwoordigt dit een kost die hoger is dan 0 (nul) EUR/MWh en die dus bij omzetting naar Belgische omstandigheden tot een verlaging van de nodige ondersteuning leidt.

#### Correctie 2: in rekening brengen van schaalvoordelen

49. Een tweede correctie die hieraan toegevoegd kan worden heeft betrekking op de mogelijke schaalvoordelen die DONG heeft. De schaalvoordelen hebben niet enkel betrekking op de onderhandelingspositie van DONG met toeleveranciers en aannemers in het kader van de realisatie van het windmolenpark, maar ook met de operationele kostenbesparingen gedurende de ganse levensduur van het project. DONG<sup>14</sup> geeft aan schaalvoordelen te kunnen realiseren voor het volgende bod (wellicht wordt hier dan Borssele III en IV bedoeld) van 6,00 EUR/MWh voor een project van 330 MW. De CREG erkent het bestaan van schaalvoordelen, maar meent dat er ook schaalnadelen kunnen bestaan bij de realisatie van grootschalige windmolenparken. Als mogelijk schaalnadeel ziet

<sup>14</sup> Presentatie DONG energy (september 2016), Cost of *offshore* wind energy after the latest Dutch auction.

de CREG onder meer het gebrek aan diversificatie (alle eieren in één mand) waardoor de impact van conceptuele fouten onmiddellijk een grotere impact hebben.

In België werd van in het begin geopteerd voor windmolenparken met een relatief beperkt vermogen. Twee domeinconcessies kozen voor een opsplitsing of fasering van hun project<sup>15</sup>. Maar, anno 2016, stelt de CREG ook vast dat de grootte van de huidige domeinconcessies het gevolg is van een toekenningsprocedure en criteria bepaald begin jaren 2000. Op basis van de toenmalige criteria zijn er beslissingen genomen waardoor de huidige domeinconcessies kleiner zijn dan deze in Borssele en er bijgevolg schaalnadelen kunnen zijn. Door de relatief kleine domeinconcessies hebben Belgische *offshore* parken niet dezelfde schaalvoordelen als DONG. Indien deze schaalvoordelen significant positief zouden zijn, is er niets dat de parken belet samen te werken om de efficiëntie te verhogen. De CREG meent dat indien de schaalvoordelen groter zijn dan de schaalnadelen (dus bij een netto schaalvoordeel) de samenwerking tussen de windmolenparken gestimuleerd dient te worden. Een verhoging van de ondersteuning voor de toekomstige Belgische parken omwille van het ontbreken van netto schaalvoordelen zou net het tegenovergestelde effect bewerkstelligen.

Er kan geopteerd worden om deze schaalnadelen in rekening te nemen voor de Belgische parken door een toevoeging van 6,00 EUR/MWh.

50. Het resultaat van tabel 2 kan gewijzigd worden door het in rekening brengen van correcties 1 en 2. Hierdoor varieert het resultaat tussen 76,27 EUR/MWh en 84,27 EUR/MWh zoals blijkt uit de volgende tabel.

Tabel 3: Aanpassing resultaat tabel 2 op basis van de hierboven beschreven correcties

EUR/MWh		Schaalnadelen	
		Nee (+0EUR/MWh)	Ja (+6EUR/MWh)
prijsrisico	Nee (+0EUR/MWh)	78,27	84,27
	Ja (-2 EUR/MWh)	76,27	82,27

## 2.2. MERKUR

51. Er werd de CREG gevraagd om ook het Merkur-project in deze studie op te nemen (zie randnummer 10). De CREG wenst voorafgaandelijk op te merken dat het Merkur-project moeilijk vergelijkbaar is met de Belgische domeinconcessies omwille van diverse redenen. Vooreerst merkt de CREG op dat het Merkur-project op relatief grote afstand van de Belgische domeinconcessies gelegen is, waardoor de locatiegebonden parameters (windklimaat, geotechnische karakteristieken, ...) sterk kunnen afwijken van deze bij de Belgische parken. Verder werd de ondersteuning voor het Merkur-project niet op basis van een tender bepaald (zie verder). De informatie die verstrekt werd door de Nederlandse overheid in het kader van de Borssele tender is bovendien niet beschikbaar voor het Merkur-project. Om bovenvermelde redenen en ook omwille van de timing van de gestelde vraag, heeft de CREG het Merkur-project minder uitgebreid geanalyseerd dan het Borssele-project.

52. Merkur is een Duits *offshore* windpark gelegen op ongeveer 45 km ten Noorden van de eilanden Borkum in de Duitse Noordzee. Voor 2015 was dit project enkel in handen van Windreich en werd het

<sup>15</sup> Bij de opsplitsing en verdeling van het Mermaid project onder 2 projectontwikkelaars, worden mogelijke schaalvoordelen die Mermaid had kunnen realiseren teniet gedaan. Dit was een vrijwillige keuze en maakt het redelijkerwijs aannemelijk dat de netto-schaalvoordelen negatief waren. Ook de initiële domeinconcessie van Belwind (330 MW) werd opgesplitst in een eerste Belwind fase en het in aanbouw zijnde Nobelwindpark, hoewel hier, door samenwerking van Belwind en Nobelwind, een aantal mogelijke schaalvoordelen kunnen behouden blijven

“MEGI” genoemd. Op 17 juni 2015 is DEME ingestapt via joint-venture voor de bouw van het Merkur project.

Het Merkur project heeft een geplande capaciteit van 396 MW<sup>16</sup>. De dichtheid van de concessie is 10,42 MW/km<sup>2</sup> en de voorziene elektriciteitsopbrengst is 1.750 GWh/jaar<sup>17</sup>. De waterdiepte is 27 à 33 meter en het *offshore* park ligt op 61 km van de kust.

Op 12 augustus 2016 werd de financial close gerealiseerd. De bouw is gepland in de periode 2017-2018. De volledige indienstname van het park is voorzien voor Q1 2019. De aansluiting gebeurt op een *offshore* station beheerd door de transmissienetbeheerder.

53. Merkur geniet ondersteuning via het Duitse *offshore* feed-in tarief. De ondersteuning voorzien voor het Merkur project is niet het resultaat van een tender, maar werd wettelijk vastgelegd in 2014<sup>18</sup>. Op 31 oktober 2014 notificeerde Duitsland een aantal state-aid cases, waaronder het Merkur project (voormalig MEGI<sup>19</sup>). De Europese Commissie nam een positieve beslissing op 16 april 2015<sup>20</sup>.

54. Het Duitse feed-in tarief is een variabele ondersteuning op basis van de elektriciteitsprijs voor een periode van 20 jaar:

$$\text{Market premium} = \text{Referentiewaarde} - \text{Marktwaaarde elektriciteit}$$

De maximale referentiewaarde (= de standaardwaarde), is afhankelijk van het startjaar<sup>21</sup> van productie en wordt toegekend voor 12 jaar. Daarna wordt de referentiewaarde 39 EUR/MWh. De standaardwaarde kan echter verlengd worden met 0,5 maanden voor elke zeemijl verder dan 12 zeemijl van de kust en vermeerderd met 1,7 maanden voor elke meter dieper dan 20 meter. Men kan ook kiezen voor een alternatief systeem waarin gedurende 8 jaar een hogere standaardvergoeding wordt gegeven, op voorwaarde dat het park binnen de bepaalde termijnen wordt gerealiseerd.

Voor Merkur gelden volgende referentiewaarden.

---

<sup>16</sup> 66 windturbines van 6 MW (Haliade van Alstom-GE)

<sup>17</sup> Dit komt overeen met een *load factor* van 50,4% of 4.419 vollasturen.

<sup>18</sup> De ondersteuning werd vastgelegd op basis van volgende studie die uitgevoerd werd op 2013 data door IE Leipzig (juli 2014)

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

<sup>19</sup> State aid case nummer SA.39738

<sup>20</sup> Beslissing C(2015) 2580.

<sup>21</sup> Deze bedraagt 154 EUR/MWh in 2017 en 139 EUR/MWh in 2020.

Tabel 4: Overzicht ondersteuning Merkur

EUR/MWh	Standaard	“Stauchungsmodell”
Y1	149	184
Y2	149	184
Y3	149	184
Y4	149	184
Y5	149	184
Y6	149	184
Y7	149	184
Y8	149	184
Y9	149	149
Y10	149	149
Y11	149	39
Y12	149	39
Y13	149	39
Y14	149	39
Y15	39	39
Y16	39	39
Y17	39	39
Y18	39	39
Y19	39	39
Y20	39	39
<b>Rekenkundig Gemiddelde</b>	116	108

Indien men een vergelijking wil maken met andere ondersteuningssystemen dient men rekening te houden met actualisatie van de bedragen.

### 2.3. DALENDE TREND

55. Ter informatie wenst de CREG ook de aandacht te vestigen op twee andere tenders, namelijk Danish North Sea en Kriegers Flak, die de daling van de nodige ondersteuning voor *offshore* windmolenparken bevestigen.

56. In september 2016 heeft Vattenfall<sup>22</sup> de tender gewonnen voor de bouw van twee *offshore* windparken in de Deense Noordzee, Vesterhav Syd en Vesterhav Nord. De totale capaciteit van beide parken bedraagt 350 MW. Voor een subsidiebedrag van 60,00 EUR/MWh wil Vattenfall beide projecten bouwen. De bouw start in 2019 en de eerste productie wordt verwacht in 2020.

De site is *near shore* gelegen, wat leidt tot lagere kosten voor de realisatie alsook voor de operationele kosten. Desondanks kan men vaststellen dat bij een tweede markttest de drastische daling, die vastgesteld werd bij de Borssele tender, bevestigd werd.

<sup>22</sup> <https://corporate.vattenfall.com/globalassets/cision/documents/2016/20160912-vattenfall-wins-danish-near-shore-wind-tender-en-0-2300609.pdf>



57. In november 2016 heeft Vattenfall<sup>23</sup> een tweede tender gewonnen, namelijk de concessie voor een nieuw *offshore* windpark Kriegers Flak in Denemarken. Voor een subsidiebedrag van 49,90 EUR/MWh wil Vattenfall het park van 600 MW bouwen. Dit bedrag is exclusief de aansluitingskosten en wordt niet geïndexeerd<sup>24</sup>. De lage prijs kan onder meer verklaard worden door positieve geografische kenmerken zoals een lage dichtheid<sup>25</sup> van de windturbines. Daarnaast mikt Vattenfall rond 2021 ook op de volgende generatie technologie waarbij door grotere nieuwe turbines te gebruiken fors bespaard kan worden op de installatie en het onderhoud.

## 2.4. TENDER BORSSELE III+IV

### 2.4.1. De tender

58. De SDE+subsidie en de vergunning tender voor de kavels Borssele III+IV werd opgestart in september 2016. Tot 29 september 2016 konden alle geïnteresseerden hun bod overmaken voor kavels III+IV van het windenergiegebied Borssele. Het vermogen van kavel III bedraagt minimaal 330 MW en maximaal 360 MW. Het minimale vermogen van kavel IV is 350 MW en maximaal 380 MW. Het maximum aan te vragen bedrag voor deze tender bedroeg 119,75 EUR/MWh.

59. In totaal waren er 26 biedingen van 7 partijen of consortia, waaronder biedingen op elk van de kavels afzonderlijk alsook voor de combinatie van de twee kavels. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) heeft gecontroleerd of de biedingen voldoen aan de gestelde criteria en vervolgens de biedingen gerangschikt, waarbij het laagste geboden bedrag bovenaan de ranglijst kwam.

60. Op 12 december 2016 heeft de Minister van Economische Zaken<sup>26</sup> bekend gemaakt dat de winnende bieding is gedaan door het Nederlandse consortium bestaande uit Shell, Van Oord, Eneco en Diamond Generating Europe Limited<sup>27</sup> (hierna; het Nederlandse consortium). Het Nederlandse consortium bracht het laagste bod uit, namelijk voor tenderbedrag van 54,50 EUR/MWh wil het consortium beide kavels realiseren. Dit bedrag ligt ruim 65,00 EUR/MWh onder het maximum tenderbedrag.

61. De SDE+ regeling vergoedt het verschil tussen het bedrag van de winnende bieding en het correctiebedrag, die gelijk is aan de elektriciteitsprijs op de markt min een afslag voor profiel- en onbalanskosten. De totale subsidie-uitgaven zijn dus afhankelijk van de evolutie van de elektriciteitsprijs. De Minister van Economische Zaken stelt dat, op basis van de huidige prognoses opgesteld door de Nationale Energieverkenning, de windparken deels subsidievrij zullen produceren. Mocht deze prognose werkelijkheid worden, meldt de Minister dat slechts voor de eerste helft van de subsidieperiode van 15 jaar subsidie nodig is. Op basis van deze uitspraken stelt de CREG vast dat de Nationale Energieverkenning dus uitgaat van elektriciteitsprijzen die hoger dan 60,00 EUR/MWh liggen vanaf 2030<sup>28</sup>.

---

<sup>23</sup> <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/vattenfall-wins-tender-to-build-the-largest-wind-farm-in-the-nordics/>

<sup>24</sup> Tender conditions for Kriegers Flak Offshore Wind Farm, tender documentation, p. 16: "The tenderer is to quote a kWh price to be paid for 30 TWh (corresponding to 50,000 full-load hours for 600 MW). The price tendered is to be a fixed "øre" amount (constant in current prices) and will not be indexed."

<sup>25</sup> Kriegers Flak heeft bestaat uit 2 deelgebieden; het eerste gebied met 200 MW op een oppervlakte van 69km<sup>2</sup> en het tweede gebied met 400 MW op een oppervlakte van 110km<sup>2</sup>.

<sup>26</sup> <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2016/12/12/nederlandse-consortium-bouwt-tweede-windpark-borssele-nog-goedkoper>

<sup>27</sup> Diamond Generating Europe Limited is een volle dochteronderneming van Mitsubishi Corporation en legt zich toe op het ontwikkelen en financieren van duurzame energieprojecten in Europa, het Midden-Oosten en Afrika.

<sup>28</sup> Aangezien Borssele III+IV operationeel dient te zijn vanaf begin 2022.

62. Het lage *tendering* bedrag is, volgens Minister van Economische Zaken<sup>29</sup>, het gevolg van de lage rente, de concurrentie tussen windmolenfabrikanten en innovatie in de sector. Naast economische factoren verklaart ook de langetermijnvisie van Nederlands systeem voor *offshore* windenergie het lage resultaat volgens de Minister.

#### 2.4.2. Het winnende bod

63. Net zoals het winnende bod van DONG bij de *tendering* van Borssele I+II, zijn niet alle elementen over de winnende bieding van het Nederlandse consortium publiek beschikbaar. Gezien het aantal onbekende parameters – en bijgevolg het groot aantal mogelijke combinaties- is het onmogelijk om met zekerheid alle verschillende parameters van de winnende bieding in een model afzonderlijk op correctie wijze te reproduceren. Daarnaast was er door de korte periode tussen de publicatie van de winnaar van de tender (12 december) en de beslissing van voorliggende studie weinig informatie beschikbaar op de markt.

64. Hierna worden de elementen van het bod van het Nederlandse consortium gegeven die als correct kunnen worden bestempeld:

- 1) Ondersteuningsbedrag = 54,50 EUR/MWh – correctiebedrag (=de elektriciteitsprijs op de markt min een afslag voor profiel- en onbalanskosten);
- 2) Looptijd van de ondersteuning is 16 jaar;
- 3) Duur van de concessie: 30 jaar vanaf begin 2017 tot begin 2047;
- 4) De totale uitbatingsduur bedraagt 24 à 25 jaar, rekening houdend met 4 à 5 jaar voor de realisatie en 1 jaar voor de ontmanteling. 25 jaar lijkt dan ook een aannemelijke hypothese;
- 5) Indienstneming tussen 2021 en 2022. De weerhouden indiener dient zijn park in dienst te nemen binnen de 5 jaar (dus tegen ten laatste begin 2022);
- 6) Ontmantelingskosten in het 26ste jaar: Dit bedrag is vastgelegd op 120.000 EUR/MW. Voor Borssele III+IV is dit dus een bedrag van 81,60 tot 88,80 miljoen EUR afhankelijk van de totale capaciteit van de twee windmolenparken.

65. De andere parameters in het model heeft de CREG als volgt vastgelegd:

- 1) CAPEX is vastgelegd op 2,480 miljoen EUR/MW. Volgens de Minister van Economische Zaken is het lage tenderbedrag ondermeer het resultaat van een concurrentie tussen windmolenfabrikanten en innovatie in de sector. DE CREG acht een aanzienlijke daling van de CAPEX ten opzichte van de resultaten van de tender Borssele I+II eerder onwaarschijnlijk en heeft daarom de CAPEX kosten maar iets lager ingeschat dan deze voor het DONG bod (zie randnummer 29);
- 2) De CREG schat de OPEX-kost voor het Borssele III+IV model in op 14,40 EUR/MWh;

---

<sup>29</sup> Kamerbrief van 12 december 2016 over “de uitslag van de tweede tender windenergie op zee voor kavels III en IV van het windenergiegebied Borssele”.

- 3) Loadfactor/vollasturen: Volgens Minister Kamp<sup>30</sup> zullen de windparken jaarlijks tussen circa 2,8 miljoen en 3,3 miljoen MWh aan elektriciteit produceren. Bij een geïnstalleerd vermogen van 680 MW variëren de vollasturen dan tussen 4.117 en 4.852. De CREG gaat uit van een loadfactor van 53,65% ofwel 4.700 vollasturen.

66. Voor de elektriciteitsprijs en de *Return on Equity* heeft de CREG gewerkt met twee verschillende scenario's in haar model.

In scenario 1 wordt de prijs voor de verkoop van elektriciteit in het model ingesteld op 60,00 EUR/MWh (zie randnummer 61) op basis van de assumpties van *Nederlandse Nationale Energieverkenning*. Rekening houdend met bovenstaande parameters, een verhouding van Eigen vermogen/Vreemd vermogen = 30/70 en een financieringskost van het vreemd vermogen van 2,5%, bekomt de CREG in haar model een vergoeding op het eigen vermogen van 7,00% bij een bod van 54,50 EUR/MWh.

In scenario 2 wordt de prijs voor de verkoop van elektriciteit in het model ingesteld op 30,00 EUR/MWh voor vandaag (zie randnummer 0) en die jaarlijks geïndexeerd wordt met 2%. Rekening houdend met bovenstaande parameters, een verhouding van Eigen vermogen/Vreemd vermogen = 30/70 en een financieringskost van het vreemd vermogen van 2,5%, bekomt de CREG in haar model een vergoeding op het eigen vermogen van 5,70% bij een bod van 54,50 EUR/MWh. Een lagere vergoeding op het eigen vermogen bij een lagere toekomstige elektriciteitsprijs is verantwoord gezien de mogelijke financiële *upside* van het project indien de elektriciteitsprijs toch hoger zou uitkomen.

## 3. DEEL II

### 3.1. OMZETTING VAN HET RESULTAAT VAN DE BORSSELE TENDER III+IV NAAR EEN ONDERSTEUNING VOOR DE LAATSTE DRIE DOMEINCONCESSIES

67. Northwester II is het eerste park dat na 31 december 2016 wenst *financial close* te behalen. Momenteel ligt de ondersteuning voor de drie laatste parken (Northwester 2, Mermaid en Seastar – met een totaal vermogen van +/- 700 MW, gelijkaardig aan Borssele III+IV) nog niet vast. Op basis van de vastgestelde marktevoluties, die besproken werden in deel I van deze studie, tracht de CREG hierna een ondersteuning uit te werken die representatief is voor de laatste drie domeinconcessies.

68. Als vergelijkingsbasis heeft de CREG gekozen voor de resultaten van de laatste markttest, namelijk de tender Borssele III+IV. Door de ligging van deze concessies en vergelijkbare geografische omstandigheden als in België is dit een goede vertrekbasis. De CREG wenst echter een belangrijke kanttekening te maken bij deze werkwijze. Het resultaat van de Borssele tender III+IV (54,50 EUR/MWh) is van toepassing op een park dat gebouwd zal worden in de periode 2020-2022. De drie laatste Belgische domeinconcessies zouden gebouwd worden in de periode 2018-2020 teneinde de Belgische doelstellingen uit het Europees Klimaat- en Energiepakket 2013-2020 te behalen. De huidige planning van Northwester 2 (hierna; NW2) houdt rekening met [vertrouwelijk]. De andere parken hebben nog geen indicatie gegeven van de datum van *financial close*.

---

<sup>30</sup> Kamerbrief van 12 december 2016 over “de uitslag van de tweede tender windenergie op zee voor kavels III en IV van het windenergiegebied Borssele”.

69. Voor de omzetting van het resultaat van de Borssele tender III+IV naar een ondersteuning die representatief is voor Belgische parken, heeft de CREG zich gebaseerd op informatie aangeleverd door NW2. De andere parken, Seastar en Mermaid, kunnen tot op heden nog geen informatie overmaken.

### 3.1.1. Analyse uitgevoerd door Northwester 2

70. Op 24 oktober, 27 oktober, 15 november en 25 november 2016 heeft de CREG samen gezeten met vertegenwoordigers van het project NW2 voor de omzetting van recente marktevoluties naar een ondersteuning die representatief is voor dit park.

71. Tijdens deze vergaderingen heeft NW2 de verschillen tussen de Borssele site en het eigen project opgelijst en de impact op de ondersteuning gekwantificeerd. Volgende verschillen heeft NW2 vastgesteld:

- 1) **Size:** door de hogere dichtheid (en de daarbij horende “wake” effecten) zal de energieproductie voor NW2 lager zijn dan voor Borssele. NW2 schat de vollasturen in op [vertrouwelijk] voor haar domeinconcessie of [vertrouwelijk] uren lager dan Borssele. Deze cijfers zijn gebaseerd op een studie die [vertrouwelijk] simuleerde. De *baseline* of berekeningswijze van deze studie zijn onbekend voor de CREG<sup>31</sup>.
- 2) **Permits & insurance:** de kosten voor vergunningen en verzekeringen (tijdens de constructiefase) liggen hoger in België dan in Nederland. Zo gelden er bepaalde bijdragen voor rapporteringen (bijvoorbeeld BMM) die niet bestaan in Nederland. Daarnaast is de verzekering tijdens constructie (CAR) in België hoger omdat de installatie van het hoogspanningsstation en de hoogspanningskabel mogelijks in de scope van de projectontwikkelaar zitten, in tegenstelling tot in Nederland. Hierdoor is de CAPEX [vertrouwelijk] miljoen EUR hoger in België volgens NW2.
- 3) **EPCI:** door de grootte van de domeinconcessie (bijvoorbeeld 300/700 MW versus 224 MW) bestaat er een eerste schaalvoordeel voor de EPCI. Onafhankelijk van de grootte van het project zijn bepaalde vaste kosten dezelfde (zoals het mobiliseren van een schip, bepaalde overhead, ...). Daarnaast zullen, volgens NW2, de funderingen voor NW2 in verhouding duurder zijn dan voor Borssele [vertrouwelijk] wegens de hogere dichtheid in België, in tegenstelling tot Nederland. De impact op de CAPEX wordt door NW2 ingeschat op [vertrouwelijk] miljoen EUR.
- 4) **Turbines:** een tweede schaalvoordeel kan gerealiseerd worden bij de aankoop van de turbines. De aankoop van meer turbines leidt tot een korting van [vertrouwelijk] miljoen EUR/MW. De turbines van NW2 zullen daardoor, volgens NW2, duurder zijn dan voor Borssele aangezien zij dit schaalvoordeel niet hebben.
- 5) **OPEX:** een derde schaalvoordeel kan gerealiseerd worden op OPEX. Op basis van de cijfers van NW2 stelt de CREG vast dat, volgens NW2, de OPEX [vertrouwelijk] EUR/jaar hoger is in België.
- 6) **Insurance (tijdens de operationele fase):** volgens NW2 zal de kost voor de verzekeringen [vertrouwelijk] miljoen EUR/jaar hoger liggen dan in Borssele. De oorzaak hiervan is de OHVS en de export kabel die in de scope van de projectontwikkelaar zitten. Daarnaast is er in Nederland een voordelig compensatiemechanisme door TenneT.

---

<sup>31</sup> [vertrouwelijk].

- 7) **Injectietarief:** in tegenstelling tot in Nederland, betalen de Belgische parken injectietarieven. NW2 schat het injectietarief in op [vertrouwelijk] EUR/MWh gemiddeld over 20 jaar.
- 8) **Risk:** volgens NW2 is het risico in België hoger dan in Nederland door:
- Onzeker regulatorisch kader
  - Geen steun gedurende 72 uren met negatieve prijzen
  - 20 dagen onderhoud voor Elia
  - *Delay payments* door Elia (2 à 3 maanden)
  - Exploitatie gedurende 22 jaren in NL
  - *Higher energy density, higher wear and tear, higher O&M cost*
- 9) **Duration:** in Nederland wordt de ondersteuning toegekend gedurende 16 jaar, in België gedurende 19 jaar.
- 10) **Impact ontwikkelingskosten & [vertrouwelijk]:** in Nederland neemt de overheid een stuk van de ontwikkelingskosten op zich die in België ten laste zijn van de *offshore* parken. NW2 schat de impact hiervan op [vertrouwelijk] en kwalificeert deze impact ook als schaalvoordelen. Als laatste impact neemt NW2 [vertrouwelijk]. [vertrouwelijk].

72. Voor elk verschilpunt heeft NW2 de impact gekwantificeerd ten opzichte van de ondersteuning in Nederland. Als vertrekbasis voor Nederland neemt NW2 [vertrouwelijk]. [vertrouwelijk]. De tabel hierna geeft de impact weer.

Tabel 5: Berekening impact door NW2

	Cijfers NW2		
	Cijfers 24/10/2016	Cijfers 27/10/2016	Cijfers 15/11/2016
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
Borssele	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Size	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Permits + insurance	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Electrical infrastructure	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
EPCI	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Turbines	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
OPEX WTG SAA	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Insurance	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Injection tariff	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Risk	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Duration	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Impact ontwikkelingskosten	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Totaal	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Exclusief aansluiting	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Exclusief schaalvoordelen	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]

73. [vertrouwelijk]

74. [vertrouwelijk]

### 3.1.2. Analyse uitgevoerd door de CREG

75. De CREG heeft de informatie aangeleverd door NW2 geanalyseerd maar kon niet verifiëren of er naast schaalvoordelen ook schaalnadelen zijn. Nochtans zijn schaalnadelen niet onwaarschijnlijk aangezien in het verleden de aandeelhouders van NW2 en aandeelhouders van andere domeinconcessies vrijwillig gekozen hebben om domeinconcessies te splitsen of gefaseerd te realiseren. Het resultaat van de Borssele tender III+IV heeft de CREG omgezet, op basis van het klassieke gebruikte model van de “onrendabele toppen” en de cijfers van NW2, naar een ondersteuning die representatief moet zijn voor NW2.

76. Het vertrekpunt van de omzetting is het resultaat van de Borssele tender III+IV (54,50 EUR/MWh). Op basis van de beschikbare informatie over het winnende bod voor de kavels Borssele III+IV heeft de CREG het resultaat van de tender in model gebracht in deel I van deze studie. Dit model is de basis van de omzetting waarbij bepaalde parameters zullen aangepast worden, zoals hierna toegelicht:

- 1) Betreffende het verschilpunt **size** sluit de CREG zich aan bij de assumptie van NW2 dat de vollasturen van NW2 lager zullen zijn. Gezien de CREG geen inzage heeft in de baseline en berekeningen van de windstudie van [vertrouwelijk] en gezien de gesimuleerde waarden door [vertrouwelijk] lager liggen dan momenteel wordt ingeschat, neemt ze niet de assumptie van NW2 over. De vollasturen heeft ze verlaagd met 8,4% op basis van de vaststellingen uit deel I van de studie (zie randnummer 38).
- 2) **Permits & Insurance**: de CREG kan zich vinden in de argumentatie van NW2 dat de kosten in België hoger liggen dan in Nederland en rekent met een verhoging van de CAPEX met [vertrouwelijk] miljoen EUR. In haar model heeft de CREG de parameter CAPEX verhoogd met [vertrouwelijk] EUR/kW<sup>32</sup>.
- 3) **EPCI**: indien de schaalvoordelen mee in rekening worden genomen, heeft de verhoging van de kosten van de EPCI met [vertrouwelijk] miljoen EUR een impact op de CAPEX. In het model modellen werd de CAPEX verhoogd met [vertrouwelijk]EUR/kW.
- 4) **Turbines**: indien de schaalvoordelen mee in rekening worden genomen, wordt de CAPEX verhoogd met [vertrouwelijk] EUR/kW voor de hogere kost van de turbines.
- 5) **OPEX**: indien de schaalvoordelen voor OPEX worden mee in rekening genomen, zijn de OPEX kosten [vertrouwelijk] miljoen EUR duurder per jaar.
- 6) **Insurance**: de CREG heeft in deze simulatie de hogere kosten voor *insurance* meegerekend (op voorwaarde dat er geen compensatiemechanisme wordt uitgewerkt zoals momenteel wel geldt in Nederland) en verhoogt de OPEX kosten met [vertrouwelijk] miljoen EUR/jaar.
- 7) **Injectietarief**: de CREG heeft in deze simulatie de kosten van het injectietarief in de operationele kosten meegerekend en neemt de inschatting van NW2 over.
- 8) **Risk**: de CREG gaat niet akkoord met een aantal van de aangehaalde argumenten van NW2 over het hogere risico in België. De CREG bevestigt dat er inderdaad in België geen steun

---

<sup>32</sup> = [vertrouwelijk]

wordt toegekend gedurende 72 uren met negatieve prijzen. Volgens de CREG zal echter tijdens die 72 uren de windproductie niet op 100% vollast draaien. Daarnaast wordt dit negatieve effect volledig gecompenseerd door, voor een windpark, positievere meetmethode in België dan in Nederland. Net zoals in Nederland, kunnen Belgische parken een langere exploitatieperiode dan 20 jaar hebben. In haar berekeningen heeft de CREG de ROE verhoogd met 0,5% voor het hogere risico.

- 9) **Duration:** de langere periode van toekenning van de steun in België verlaagt de ondersteuning. De CREG neemt dit, net zoals NW2, op in haar berekeningen.
- 10) **Impact ontwikkelingskosten & [vertrouwelijk]:** de CREG gaat akkoord met het argument dat de ontwikkelingskosten in Nederland lager zijn doordat de overheid deze deels op zich neemt. NW2 schat de impact hiervan in op [vertrouwelijk] EUR/MWh op de ondersteuning. Op basis van de inschattingen van BOP/3E (zie randnummer 45) heeft de CREG de impact berekend.

Als laatste impact neemt NW2 [vertrouwelijk]. [vertrouwelijk].

Voor elk verschilpunt heeft de CREG de impact gekwantificeerd ten opzichte van het bod van Borssele III+IV. De tabel hierna geeft het resultaat weer.

Tabel 6: Omzetting door de CREG van de Borssele tender naar een resultaat representatief voor NW2

	Scenario 1 (Ep=60 EUR/MWh + RoE=7%)		Scenario 2 (Ep=+/-42 EUR/MWh + RoE=5,70%)	
	Met schaaleardeffecten	Zonder schaaleardeffecten	Met schaaleardeffecten	Zonder schaaleardeffecten
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
<b>Borssele</b>	<b>54,50</b>	<b>54,50</b>	<b>54,50</b>	<b>54,50</b>
Size	[3-5]	[3-5]	[3-5]	[3-5]
Permits + insurance	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-1]
EPCI	[3-5]		[3-5]	
Turbines	[1-3]		[1-3]	
OPEX WTG SAA	[8-10]		[8-10]	
Insurance	[2-4]	[2-4]	[2-4]	[2-4]
Injection tariff	[1-3]	[1-3]	[1-3]	[1-3]
Risk	[1-3]	[1-3]	[1-3]	[1-3]
Duration	[-2-0]	[-2-0]	[-4-2]	[-4-2]
Impact ontwikkelingskosten	[1-3]		[1-3]	
<b>Northwester 2 (Exclusief aansluiting)</b>	<b>80,45</b>	<b>64,14</b>	<b>78,42</b>	<b>62,14</b>

77. Op basis van de door NW2 aangeleverde informatie (die bijna volledig werd overgenomen uitgezonderd enkele punten – zie toelichting vorige paragraaf) stelt de CREG vast dat een ondersteuning van 78,42-80,45 EUR/MWh representatief is voor de drie laatste parken indien men rekening houdt met het ontbreken van schaalvoordelen ten gevolge van de kleinere domeinconcessies en ervan uitgaat dat er geen schaalnadelen zijn.

78. Net zoals in deel I, stelt de CREG echter vast dat er kan gekozen worden om deze schaaleardeffecten niet te compenseren. Op basis van de door NW2 aangeleverde informatie schat de CREG de impact van schaalvoordelen in op +/-16,30 EUR/MWh<sup>33</sup>. De CREG is echter van mening dat het ontbreken van schaalvoordelen niet gecompenseerd moet worden om volgende redenen. De oorspronkelijk grootste domeinconcessie, Mermaid met een geïnstalleerd vermogen van +/- 450 à 500 MW, werd bewust gesplitst in 2012 tussen de projecten Mermaid en NW2 met elk de helft van de oorspronkelijke capaciteit. Er is bewust gekozen voor kleinere projecten die geen voordeel hebben door de schaalgrootte. Bovendien kan er gekozen worden voor samenwerking (met respect van de bestaande

<sup>33</sup> Dit is de som van EPCI, turbines, OPEX en ontwikkelingskosten uit tabel 6.



regelgeving inzake mededingingsrecht). De CREG is van mening dat de Belgische elektriciteitsverbruiker, die de kost van de ondersteuning voor de *offshore* parken doorgerekend krijgt in de elektriciteitsfactuur, hiervoor niet moet opdraaien.

Daarnaast vindt de CREG dat de Belgische domeinconcessies moeten aangespoord worden om samen te werken teneinde deze schaalvoordelen te behalen. Dit kan enkele indien de ondersteuning de meerkost voor het ontbreken van schaalvoordelen niet compenseert.

Ten slotte is er de mogelijkheid dat er schaalnadelen zijn bij het ontwikkelen van de *offshore* projecten. De keuzes die domeinconcessiehouders in het verleden maakten (zie hierboven) geven hiervoor evidentie.

Indien men kiest om de schaaleardeffecten niet te compenseren, stelt de CREG vast dat een ondersteuning van 62,14-64,14 EUR/MWh representatief is.

79. Naast schaaleardeffecten kan er ook een correctie gemaakt worden voor het in rekening nemen van prijsrisico. Zoals aangehaald in deel I (randnummer 48), heeft de Nederlandse investeerder in *offshore* windenergie een prijsrisico dat de Belgische investeerder niet kent. Omwille van de moeilijkheid van de waardering van dit risico heeft de CREG dit niet opgenomen in bovenstaande tabel. Het prijsrisico kan meer of minder dan 2,00 EUR/MWh bedragen. In ieder geval is het bestaan van dit een prijsrisico een gegeven en vertegenwoordigt dit een kost die hoger is dan 0,0 EUR/MWh en die dus bij de omzetting naar Belgische omstandigheden tot een verlaging van de nodige ondersteuning leidt.

## **3.2. JURIDISCHE ANALYSE**

80. Het ondersteuningsmechanisme voor windparken op zee is ingesteld door artikel 7 van de Elektriciteitswet, dat de concrete uitwerking ervan delegeert aan de Koning. Het voorziet in de toekenning van groenestroomcertificaten aan de windparken en de verplichte aankoop ervan door de netbeheerder tegen een vastgestelde minimumprijs (artikel 2 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (hierna: KB Hernieuwbare Energie). Volgens het bij de Europese Commissie aangemelde en goedgekeurde wijzigingsontwerp, hebben toekomstige windparken recht op de minimumprijs vastgesteld krachtens het ontworpen artikel 14, § 1, tweede lid, 1<sup>o</sup>ter van het KB Hernieuwbare Energie, met als uitgangspunt de LCOE.

81. De LCOE wordt gedefinieerd als het geheel van de jaarlijkse kosten, berekend over een termijn van twintig jaar en gestandaardiseerd op basis van een algemeen geldend technologisch referentiekader, die zijn vereist om 1 MWh elektriciteit te produceren en die onder meer de investeringskosten en de kosten van exploitatie en onderhoud omvatten alsook de financieringskosten, berekend met actualisering van de financiële stromen (ontworpen art. 1, § 1, 10<sup>o</sup> van het KB Hernieuwbare Energie).

De berekening is per windpark geïndividualiseerd, waarbij de waarde van de correctiefactor voor elke domeinconcessie jaarlijks door de CREG gewijzigd kan worden, zonder terugwerkende kracht (ontworpen art. 14, § 1ter/1 van het KB Hernieuwbare Energie).

82. De wet voorziet in een jaarlijkse evaluatie van het door de Koning uitgewerkte steunmechanisme door de CREG (art. 7, § 1bis). Met name kan de CREG advies uitbrengen over de wenselijkheid om de hoogte van de minimumprijs te wijzigen. Een wijziging van het steunmechanisme is dus expliciet door de wet voorzien en niets staan eraan in de weg dat de Koning zou beslissen om de hoogte van de minimumprijs vast te stellen op een bedrag dat rekening houdt met de schaalvoordelen zoals ze uit deze studie naar voren komen.



83. In een snel evoluerend marktlandschap is het risico op oversubsidiëring reëel en blijft het van cruciaal belang dat het subsidie-instrument de flexibiliteit bezit om zo nodig in te spelen op nieuwe fenomenen of trends. Het terugschroeven van toekomstige steun is volstrekt wettelijk. Het gaat immers niet om een subsidiebedrag dat definitief is toegekend via een eenzijdige rechtshandeling van het bestuur met individuele draagwijdte. Zowel een beperking in de tijd als een verlaging van de minimumprijs zijn denkbaar.<sup>34</sup>

84. De voorgestelde aanpassing van de regelgeving situeert zich op het niveau van het KB Hernieuwbare Energie, meer bepaald zijn artikel 14 en in de definitie van artikel 1, § 1, 10°. Ze moet ertoe strekken de LCOE-berekening voor toekomstige windparken zodanig aan te passen dat de schaalvoordelen van onderlinge samenwerking tussen de verschillende domeinconcessies mee in rekening worden gebracht, zoals in deze studie gebeurd is voor de nog drie laatste te ontwikkelen parken. Dit neemt niet weg dat de berekening nog steeds geïndividualiseerd blijft per domeinconcessie.

## 4. CONCLUSIE

Op vraag van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling en in kader van haar wettelijke verplichtingen heeft de CREG de recente marktevoluties op het vlak van ondersteuning voor *offshore* windenergie onderzocht.

De CREG heeft in deel I de tender van Borssele en het bod van DONG onderzocht. Op basis van publiek beschikbare informatie heeft ze getracht de winnende bieding in een model te reproduceren. Daarna heeft de CREG het resultaat van de Borssele tender I+II omgezet naar een ondersteuning die representatief is voor de Belgische omstandigheden door geografische en andere objectief vaststelbare verschillen tussen de twee landen in rekening te nemen. De methodologie van voorliggende studie is bijgevolg verschillend van deze in studie (F)151015-CDC-1462. Voorliggende studie is gebaseerd op de winnende bieding van DONG die omgezet werd op basis van objectief vaststelbare feiten (zoals densiteit, fiscale aspecten, ...). In studie (F)151015-CDC-1462 heeft de CREG onder meer de LCOE berekend voor de windmolenparken van Rentel en Norther op basis van de toen beschikbare informatie die werd aangeleverd door de betrokken domeinconcessiehouders.

Volgende aanpassingen heeft de CREG gemaakt;

- verlaging van het aantal vollasturen door de hogere densiteit van de Belgische windparken (4.015 in plaats van 4.383);
- verhoging van de investeringskosten voor de ontwikkelingskosten (+61,90 EUR/kW);
- aanpassing voor fiscale aspecten (vennootschapsbelasting = 33,99% + investeringsaftrek = 13,50%)
- verhoging van de ontmantelingsprovisie;
- verhoging van de looptijd van de ondersteuning (19 jaar in plaats van 16 jaar);
- in rekening nemen van het meetpunt + impact negatieve uren;

---

<sup>34</sup> Voor een tijdsbeperking, zie bv. het decreet van 13 juli 2012 houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de milieuvriendelijke energieproductie (B.S. 20 juli 2012).

- een aanpassing van de OPEX-kosten ten gevolge de lagere vollasturen in België;

Op basis van deze assumpties wordt de ondersteuning van Borssele I+II (72,70 EUR/MWh) omgezet naar 78,27 EUR/MWh bij Belgische omstandigheden.

De CREG merkt op dat eventueel twee bijkomende correcties (prijsrisico en schaaffecten) kunnen gemaakt worden, waardoor het resultaat kan variëren tussen 76,27 EUR/MWh en 84,27 EUR/MWh.

Daarnaast wordt ook de ondersteuning toegelicht voor het Duitse Merkur project, dat financial close bereikte in augustus 2016 en de resultaten van de tenders Kriegers Flak en Danish North Sea besproken. Tenslotte eindigt deel I met de bespreking van het resultaat van de tender Borssele III+IV en wordt het winnende bod in model gebracht.

In deel II van de studie heeft de CREG het Borssele bod III+IV (54,50 EUR/MWh) omgezet naar een ondersteuning die representatief is voor de laatste drie domeinconcessies. Op basis van de door NW2 aangeleverde informatie stelt de CREG vast dat een ondersteuning van 78,42-80,45 EUR/MWh representatief is indien men rekening houdt met het ontbreken van schaalvoordelen ten gevolge de kleinere domeinconcessie. Net zoals in deel I, stelt de CREG echter vast dat er kan gekozen worden om deze schaaffecten niet te compenseren, waardoor het resultaat kan variëren tussen 62,14 EUR/MWh en 64,14 EUR/MWh. De CREG is van mening dat moet overwogen worden om het gebrek aan schaalvoordelen van de Belgische domeinconcessies niet te compenseren omwille van de hierboven aangehaalde redenen, zonder rekening te houden met het prijsrisico.

\*\*\*

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Andreas TIREZ  
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER  
Voorzitter van het Directiecomité