

# Studie

(F)2247

17 juni 2021

Studie inzake de aan te bevelen ontvankelijkheids- en toekenningscriteria en de financiële voorwaarden voor de concurrerende inschrijvingsprocedure voor de *tendering* van de Prinses Elisabethzone

Artikel 23, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijke versie

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INLEIDING .....	4
1. BEST PRACTICES VAN DE <i>OFFSHORE TENDERS</i> UITGEVOERD IN DE ANDERE LIDSTATEN VAN DE EU....	5
1.1. Nederland.....	5
1.1.1. Algemeen.....	5
1.1.2. Wijziging van de Wet “Windenergie op Zee” .....	6
1.1.3. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure Hollandse Kust Noord .....	7
1.2. Denemarken .....	9
1.2.1. Algemeen.....	9
1.2.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure.....	10
1.3. Duitsland.....	14
1.3.1. Algemeen.....	14
1.3.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure.....	15
1.4. Frankrijk.....	16
1.4.1. Algemeen.....	16
1.4.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure.....	17
1.5. Het Verenigd koninkrijk.....	21
1.5.1. Algemeen.....	21
1.5.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure.....	24
1.6. Vergelijking tussen de landen .....	26
2. OVERZICHT VAN DE MOGELIJKE PREKWALIFICATIE- EN TOEKENNINGSCRITERIA EN FINANCIËLE TENDEROPTIES.....	27
2.1. Prekwalificatiecriteria.....	27
2.2. Toekenningscriteria .....	28
2.3. Financiële tenderopties.....	29
2.3.1. Berekening van de steun .....	29
2.3.2. Impact van het gekozen subsidiesysteem op de financiering.....	30
2.3.3. Impact van het gekozen subsidiesysteem op het aantal kandidaat-tenderaars.....	31
2.3.4. <i>Return</i> voor de maatschappij .....	32
2.3.5. Voorspelbaarheid van de kosten voor de maatschappij.....	32
3. AANBEVELINGEN VAN DE CREG .....	32
3.1. Het ondersteuningssysteem.....	32
3.2. Prekwalificatiecriteria.....	34
3.3. Gunningscriteria .....	34
3.4. Aandachtspunten .....	35
4. CONCLUSIE.....	37

## EXECUTIVE SUMMARY

Op vraag van de minister van Energie heeft de CREG de concurrerende inschrijvingsprocedure voor *offshore* wind onderzocht in Nederland, Denemarken, Frankrijk, Duitsland en het VK. De CREG stelt vast dat alle landen uitgezonderd Nederland gebruik maken van een variabele prijspremie of *Contract for Difference* (hierna: CfD) als financiële tenderoptie. Denemarken, Frankrijk en het VK maken gebruik van een *2-sided* CfD, terwijl Duitsland een *1-sided* CfD toepast. In Nederland wordt de domeinconcessie toegekend in de procedure zonder subsidie.

Alle onderzochte landen gebruiken prekwalificatiecriteria om de financiële draagkracht en de technische capaciteit van de kandidaten te toetsen. De gunning zelf gebeurt in Denemarken, Duitsland en het VK op basis van één criterium, nl. prijs. In Frankrijk heeft prijs een doorslaggevende rol (70 %), naast financiële robuustheid van het project (10 %), impact op milieu (9 %) en optimalisatie ruimtegebruik (11 %). In Nederland gebeurt de gunning op basis van 6 kwalitatieve criteria.

In Nederland, Denemarken en het VK wordt geen subsidie voor *offshore* windenergie uitbetaald tijdens uren met negatieve prijzen. In Duitsland wordt er geen vergoeding betaald voor de periode wanneer de marktprijzen op de spotmarkt gedurende ten minste 4 uur negatief zijn. In Frankrijk wordt er geen ondersteuning uitbetaald tijdens de 40 eerste uren met negatieve spotprijzen.

In alle landen wordt gewerkt met boetes of waarborgsommen om de tijdige realisatie van de *offshore* parken te bewerkstelligen.

De CREG maakt volgende aanbevelingen voor de concurrerende inschrijvingsprocedure voor de *tendering* van de Prinses Elisabethzone. Ze kiest voor een "*2-sided*" CfD als financiële tenderoptie waarbij de variabele prijspremie wordt berekend als verschil tussen "*strike price*" en de referentieprijs. Als gunningscriteria verkiest de CREG de prijs: de kandidaat die de laagste "*strike price*" biedt, wint de *tender* en krijgt dus de domeinconcessie.

Om ernstige biedingen te bevorderen, beveelt de CREG enkele selectie- of prekwalificatiecriteria aan om de technische capaciteit en financiële draagkracht te toetsen zoals het aantonen van technische ervaring (minstens 300 MW aan *offshore* windenergie gerealiseerd hebben) en het opleggen van een waarborgsom van € 70 miljoen.

Ten slotte merkt de CREG op dat volgende elementen mogelijk een nadelig effect hebben op de uitkomst van de *tender*: de onzekerheid over de aansluiting (*timing* en eventuele *curtailment*), een korte bouwfase en een mogelijk zeer hoge dichtheid van de Prinses Elisabethzone.

# INLEIDING

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.

De CREG ontving op 6 november 2020 een schrijven van de minister van Energie. In die brief vraagt de minister de CREG een studie uit te voeren inzake de aan te bevelen ontvankelijkheids- en toekenningscriteria en de financiële voorwaarden voor de concurrerende inschrijvingsprocedure voor de *tendering* van de Prinses Elisabethzone. De opdracht is als volgt geformuleerd:

*Teneinde de Koning een grondig doordachte en behoorlijk gemotiveerde beslissing te kunnen laten nemen op grond van voornoemd artikel 6/3, §3, van de elektriciteitswet, wordt de CREG hierbij verzocht om een studie te verrichten die onder meer omvat:*

- 1) een overzicht van de mogelijke ontvankelijkheids- en toekenningscriteria en financiële tenderopties met voor- en nadelen. Voor laatstgenoemde wordt onder meer gedacht aan een subsidieregime, 'zero-subsidy', te betalen vergoeding en gecombineerde biedingen. Wat een subsidieregime betreft, ontvang ik in ieder geval graag een analyse van de voor- en nadelen van het mechanisme van een 'contract for difference met een strike price' (stabilisering van financiële risico's enz.) en een voorstel tot alternatief regime indien mogelijk;*
- 2) aanbevelingen inzake de te verkiezen ontvankelijkheids- en toekenningscriteria en de financiële tenderopties (subsidieregime / zero subsidy / te betalen vergoeding / nog andere opties) voor de concurrerende inschrijvingsprocedure op basis van:*
  - a. de doelstelling tot het bevorderen van een maximale vrije mededinging en schaalvergroting;*
  - b. de implicaties voor de maatschappelijke kosten en baten in het licht van de doelstelling van een maximale energieopbrengst en een minimale kost voor de Belgische energieconsument. In dat opzicht wordt de CREG eveneens verzocht om aanbevelingen te doen inzake de wijze waarop de meest optimale densiteit kan worden bereikt, waarbij de densiteit van de te installeren capaciteit zou verlaagd worden, waarbij de energieopbrengst zo hoog mogelijk is en waarbij de windpark ontwikkelaars toch nog een zeker ondernemingsvrijheid behouden*
  - c. de doelstelling van het leveren van netondersteunende diensten van de nieuwe productiecapaciteit van.*
  - d. een vergelijkende analyse en best practices van offshore tenders uitgevoerd in andere lidstaten van de EU (zoals Nederland, Denemarken, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk).*

Voorliggende studie bestaat uit drie delen. In het eerste hoofdstuk wordt een vergelijking gemaakt van de toegepaste *tendering* procedures in Nederland, Duitsland, Denemarken, Frankrijk en Groot-Brittannië. In hoofdstuk 2 wordt een overzicht gegeven van de verschillende prekwificatie- en toekenningscriteria en financiële tenderopties met zijn voor- en nadelen. In het laatste hoofdstuk formuleert de CREG haar aanbevelingen.

Deze studie werd goedgekeurd door het directiecomité van de CREG tijdens zijn vergadering van 17 juni 2021.

# 1. BEST PRACTICES VAN DE OFFSHORE TENDERS UITGEVOERD IN DE ANDERE LIDSTATEN VAN DE EU

## 1.1. NEDERLAND

### 1.1.1. Algemeen

1. In het klimaatakkoord is afgesproken dat 49 TWh duurzame elektriciteit wordt opgewekt met windenergie op zee in 2030. Om dat doel te behalen heeft de overheid in de routekaart 2030 gebieden op de Noordzee gekozen waar nieuwe windparken worden gebouwd. Op grond van de elektriciteitswet 1998<sup>1</sup> is TenneT aangewezen als de beheerder van het net op zee voor het transport van met windenergie opgewekte elektriciteit naar het landelijk hoogspanningsnet.

Windenergiegebied Hollandse Kust (west) is één van de gebieden die de overheid heeft gekozen om nieuwe windparken te bouwen en is het volgende te tenderen windenergiegebied. In dit gebied (50 kilometer ten westen van de kust van Noord-Holland) worden twee windparken gebouwd met een gezamenlijk vermogen van 1.400 MW. Ontwikkelaars van windparken op zee kunnen een vergunning aanvragen voor de ontwikkeling van dit gebied. Naar verwachting wordt de *tender* gepubliceerd in het vierde kwartaal van 2021. De winnaar wordt aangeduid in Q2 2022. Het windpark dient tegen 2025-2026 operationeel te zijn.

2. In Nederland is het wettelijke kader als volgt vastgelegd. De eerste stap in het traject is het aanwijzen van een gebied op zee dat geschikt is voor windenergie in de wet 'Windenergie op zee'<sup>2</sup>. Het uitgangspunt van de wet is dat windparken alleen gebouwd mogen worden indien daartoe een vergunning is verleend ten behoeve van kavels die zijn aangewezen in een kavelbesluit.

In de tweede stap, wordt in het kavelbesluit bepaald waar en onder welke voorwaarden een windpark gebouwd en geëxploiteerd mag worden. Het kavelbesluit bepaalt niet wie het recht heeft om op die locatie daadwerkelijk een windpark te bouwen en te exploiteren. Na het vaststellen van een kavelbesluit volgt nog de procedure van vergunningverlening. De houder van de vergunning krijgt het exclusief recht om over te gaan tot de bouw en exploitatie van het park. De wet regelt niet alleen dat het verboden is om zonder vergunning een windpark te bouwen en te exploiteren<sup>3</sup>, maar ook dat voor één kavel slechts één vergunning kan worden verleend<sup>4</sup>. Buiten de kavels mogen bovendien geen windparken worden gebouwd.

De vergunning is vooral bedoeld om de winnaar van de SDE<sup>5</sup>-subsidietender de exclusieve aanspraak te geven om binnen het kavel een windpark te bouwen. De vergunning wordt gelijktijdig met de SDE-subsidie aangevraagd<sup>6</sup> en wordt verleend aan de marktpartij waaraan ook de SDE-subsidie wordt verleend. De verdeling van de SDE-subsidie gaat via een *tender*. De *tender* is geregeld in het Besluit stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie en een ministeriële regeling.

In de derde stap van het traject wordt een vergunning verleend op grond van de Wet windenergie op zee. Alleen de houder van die vergunning heeft het recht om op de locatie van de kavel een windpark

---

<sup>1</sup> Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit

<sup>2</sup> [wetten.nl - Regeling - Wet windenergie op zee - BWBR0036752 \(overheid.nl\)](https://wetten.nl/Regeling-Wet-windenergie-op-zee-BWBR0036752)

<sup>3</sup> artikel 12 Wet windenergie op zee

<sup>4</sup> artikel 13 Wet windenergie op zee

<sup>5</sup> SDE = Stimulering Duurzame Energieproductie

<sup>6</sup> artikel 20 Wet windenergie op zee

te bouwen en te exploiteren. Wie uiteindelijk een vergunning voor het bouwen van een windpark krijgt, wordt bepaald in een (subsidie)tender.

3. Bij het verlenen van de vergunningen zijn er twee soorten procedures: een procedure met subsidie en een procedure zonder subsidie. In 2015 en 2016 zijn de vergunningen in het windenergiegebied Borssele verleend via een procedure met subsidieverlening. In 2018 en 2019 zijn de vergunningen verleend via een procedure zonder subsidie voor de kavels binnen het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid). De tendering van het laatste park in 2020, windenergiegebied Hollandse Kust (noord), gebeurde ook volgens de procedure zonder subsidie.

Momenteel is er in Nederland een debat over de aanpassing van de Wet “Windenergie op Zee”.

### **1.1.2. Wijziging van de Wet “Windenergie op Zee”**

4. Momenteel wordt in Nederland het debat gevoerd over de aanpassing<sup>7</sup> van de Wet windenergie op zee. De kern van de wet zelf blijft ongewijzigd, maar toch zijn er enkele belangrijke wijzigingen op komst.

5. De eerste wijziging heeft betrekking op het verbeteren van de verdeelmethodes in een *tender* voor situaties waarin nog maar weinig of geen subsidie nodig is. Zoals vermeld in paragraaf 2 valt de procedure voor het verlenen van de vergunning samen met de procedure voor subsidieverlening. Beiden worden verstrekt aan de aanvrager die de minste subsidie vraagt. Deze procedure blijft bestaan. Indien op voorhand beslist wordt dat subsidie nodig is voor realisatie van het windpark, kan dus voor deze procedure worden gekozen.

Maar er kunnen zich ook situaties voordoen waarin duidelijk is dat er geen subsidie meer nodig is. Goede gunningscriteria zijn dan belangrijk en de huidige worden dan ook gewijzigd. De vergelijkende toets wordt verbeterd en er wordt een mogelijkheid toegevoegd om te kunnen veilen. Per windpark wordt in een ministeriële regeling gekozen uit één van deze procedures:

#### 1) Verbeteren van de vergelijkende toets om de vergunning te verlenen:

Indien meerdere aanvragen geprekwalificeerd worden, wordt de vergunning verleend aan de aanvrager van wie de aanvraag het hoogst is gerangschikt. Dit is de vergunningverlening via de weg van de vergelijkende toets, geregeld in artikel 24 van de huidige wet. De in het wetsvoorstel opgenomen gunningscriteria voorziet wijzigingen in:

- de zekerheid van realisatie van het windpark; en
- de bijdrage van het windpark aan de energievoorziening (zie artikel 24, lid 2 van het wetsvoorstel).

Daarnaast wordt de mogelijkheid gegeven om via een ministeriële regeling extra gunningscriteria uit te werken en toe te voegen<sup>8</sup>. Dit zouden criteria kunnen zijn op het gebied van natuur, aquacultuur, visserij, veiligheid of scheepvaart. Een natuur inclusief ontwerp van een windpark dat natuur proactief bevordert en/of daarmee samenhangende waterbouwkundige innovaties of een ontwerp dat meer mogelijkheden biedt voor de scheepvaart zou dan hoger gerangschikt kunnen worden.

---

<sup>7</sup> [Eerste Kamer der Staten-Generaal - Ondersteunen opgave windenergie op zee \(35.092\)](#)

<sup>8</sup> zie artikel 24, lid 3 wetsvoorstel  
[vlg9eysvxikc\\_opgemaakt.pdf \(eerstekamer.nl\)](#)

- 2) In de huidige wet is het niet mogelijk de rangorde bij een vergelijkende toets mede te bepalen aan de hand van een financieel bod op de vergunning. Het wetsvoorstel maakt het mogelijk dat de inhoudelijke toezeggingen uit de vergelijkende toets in combinatie met het financiële bod de rangschikking bepalen.
- 3) De procedure van een veiling is in het wetsvoorstel opgenomen in de artikelen 25d – 25f. Het wetsvoorstel voorziet in de mogelijkheid om de wijze waarop een bod in een veiling wordt uitgebracht en het tijdstip van betalen nader te kunnen bepalen in de ministeriële regeling (zie artikel 25e). Artikel 25f van het wetsvoorstel bepaalt dat de minister de vergunning verleent aan de aanvrager met het hoogste bod. Een aanvraag, zonder bod, wordt afgewezen (artikel 25d wetsvoorstel).

6. De tweede wijziging heeft betrekking op het definiëren van andere energiedragers. De huidige Wet gaat er vanuit dat met de windturbines elektriciteit wordt opgewekt en dat de opgewekte elektriciteit wordt geïnjecteerd in het elektriciteitsnet. Elektriciteit is echter niet de enige energiedrager die met windturbines kan worden gegenereerd. De geproduceerde energie kan immers omgezet worden in waterstof of andere energiedragers die vervolgens vervoerd worden. Om deze ontwikkeling mogelijk te maken is de definitie van een windpark aangepast.

7. De laatste wijziging heeft ten slotte betrekking op de verlenging van de vergunningsduur. De huidige versie van de wet voorziet 30 jaar. Aangezien de levensduur van de turbines steeds toeneemt, wordt voorzien in een verlenging van de vergunningsduur met 10 jaar<sup>9</sup>.

### **1.1.3. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure Hollandse Kust Noord**

8. De “Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 13 december 2019, nr. WJZ/ 19201387, houdende nadere regels tot vergunningverlening windenergie op zee voor het kavel V van het windenergiegebied Hollandse Kust (noord)<sup>10</sup>” (hierna: regeling vergunningverlening Hollandse Kust (noord)) bepaalt dat de vergunning wordt toegekend volgens de procedure zonder subsidie. Deze regelgeving legt de spelregels vast voor de aanvraag, de beoordeling en de criteria voor de rangschikking van de aanvragen.

#### **1.1.3.1. Prekwalificatie**

9. Aanvragen dienen eerst de haalbaarheidstoets te doorstaan en te voldoen aan de aanvraagvereisten vooraleer ze worden meegenomen in de vergelijkende toets.

10. Een vergunning wordt slechts verleend als de bouw en exploitatie van het windpark uitvoerbaar is, technisch, financieel en economisch haalbaar is, voldoet aan het kavelbesluit en gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk wordt<sup>11</sup>.

Bij de beoordeling van de financiële haalbaarheid wordt onder meer gekeken naar de omvang van het eigen vermogen. De bouw en de exploitatie van een windpark worden slechts financieel haalbaar geacht indien uit de aanvraag blijkt dat het eigen vermogen van de aanvrager ten minste 20 % van de totale investeringskosten voor het windpark omvat.

Alle aanvragen die voldoen aan deze eisen worden meegenomen in de vergelijkende toets.

---

<sup>9</sup> zie artikel 15, lid 1 van het wetsvoorstel.

<sup>10</sup> Raadpleegbaar op [wetten.nl - Regeling - Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavel V Hollandse Kust \(noord\) - BWBR0043064 \(overheid.nl\)](https://wetten.nl - Regeling - Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavel V Hollandse Kust (noord) - BWBR0043064 (overheid.nl))

<sup>11</sup> Zie artikel 14 van de Wet Windenergie op Zee

11. Voor de tender Hollandse Kust Noord kwamen twee aanvragen binnen van:

- Blue Champion CV (Orsted)
- Cross Wind CV (Shell, Eneco)

Beide aanvragen voldeden aan de eisen.

#### 1.1.3.2. Het gunningscriterium

12. De verlening van de vergunning vindt plaats volgens de rangschikking op basis van zes kwalitatieve criteria die opgenomen zijn in artikel 24 van de Wet windenergie op zee. De aanvragen worden beoordeeld op basis van volgende criteria en weging<sup>12</sup>.

Criteria	Weging
de kennis en ervaring van de betrokken partijen	Maximaal 10 punten
de kwaliteit van het ontwerp voor het windpark	Maximaal 10 punten
de capaciteit van het windpark	Maximaal 10 punten
de maatschappelijke kosten	Maximaal 30 punten
de kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's	Maximaal 10 punten
de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie	Maximaal 30 punten

Volgens de toelichting bij de Regeling vergunningverlening Hollandse Kust (noord) wordt het meeste gewicht toegekend aan de criteria die bijdragen aan het verkrijgen van zekerheid van tijdige inbedrijfstelling van het windpark, de continuïteit in de exploitatie en de vermindering van de maatschappelijke kosten. Daarom krijgen 'de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie' (maximaal 30 punten) en 'maatschappelijke kosten' (maximaal 30 punten) een hoger gewicht dan de overige criteria (ieder maximaal 10 punten). De beoordeling van de criteria wordt als volgt uitgelegd.

*Bij het criterium 'kennis en ervaring van de betrokken partijen' wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de belangrijkste betrokken partijen bij de bouw en exploitatie van het windpark ervaring hebben met het realiseren van een windpark op zee. Bij het criterium 'de kwaliteit van het ontwerp voor het windpark' wordt de planning van het project beoordeeld waarbij voor de rangschikking wordt gekeken naar de termijn waarbinnen de realisatieovereenkomst, alsmede de aansluit- en transportovereenkomst met de netbeheerder van het net op zee, TenneT, kunnen worden gesloten. Dit is een belangrijke eerste stap op weg naar realisatie van het windpark.*

*Bij het criterium 'de capaciteit van het windpark' wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate er – binnen de grenzen van het kavelbesluit – meer geïnstalleerd vermogen wordt gerealiseerd. Het is aannemelijk dat meer geïnstalleerd vermogen bijdraagt aan een hogere energieproductie van het windpark.*

*Bij het criterium 'maatschappelijke kosten' wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de verwachte jaarlijkse elektriciteitsproductie van het windpark hoger is, naarmate het windpark eerder in gebruik wordt genomen en elektriciteit levert aan het net dan de maximaal toegestane ontwikkeltermijn in de vergunning, naarmate er in het windpark of in onmiddellijk daarmee verbonden middelen op kavel V innovaties worden ontwikkeld die (op termijn) bijdragen aan meer flexibiliteit in het aan het net te leveren*

<sup>12</sup> Bijlage behorende bij artikel 5, eerste lid, van de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavel V Hollandse Kust (noord)



*profiel van windparken in de toekomst en naarmate de kennis en ervaring met betrekking tot deze innovaties publiek worden gedeeld. Maatschappelijke kosten worden namelijk verminderd naarmate doelmatiger gebruik wordt gemaakt van het net op zee dat gefinancierd door publieke middelen wordt aangelegd door TenneT.*

*Bij het criterium 'kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's' wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de kwaliteit van de analyse van een hoger niveau is. Bij het criterium 'kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie' wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de kwaliteit van de voorgenomen maatregelen van een hoger niveau zijn om de geïdentificeerde risico's te ondervangen of mitigeren.*

*Om voldoende onderscheidend te kunnen zijn, worden de criteria 'maatschappelijke kosten' voor wat betreft het stimuleren van innovatie, 'kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's' en 'kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie' gewogen op basis van een continuuschaal in procenten. Bij de overige criteria zijn stapsgewijze schalen aangehouden voor maximale transparantie voor aanvragers.*

13. Op 29 juli 2020 werd bekendgemaakt dat de vergunning voor kavel V van windenergiegebied Hollandse Kust (noord) is toegekend aan CrossWind C.V., een consortium van Shell en Eneco.

#### 1.1.3.3. De uitbetaling van subsidies tijdens negatieve uren

14. Aangezien er geen subsidie wordt uitbetaald, is dit niet van toepassing.

#### 1.1.3.4. Boetes en waarborgsom

15. Bij niet-nakoming van deze verplichtingen<sup>13</sup> is de Minister bevoegd om een last onder bestuursdwang of een last onder dwangsom op te leggen, en eventueel de vergunning in te trekken. Op dit punt wijkt de Regeling vergunningverlening windenergie op zee Hollandse Kust (zuid) en Hollandse Kust (Noord) af van bij de windparken bij Borssele. Hier werd nakoming van de afspraken afgedwongen door een expliciet systeem van boetes en daaraan gekoppelde bankgaranties.

16. Bij de regelgeving voor de Hollandse Kust West zal men waarschijnlijk terugkeren naar het systeem van Borsele, met een waarborgsom van 70 miljoen per kavel<sup>14</sup>.

## 1.2. DENEMARKEN

### 1.2.1. Algemeen

17. In 2018 sloten alle politieke partijen in het Deense parlement een energieakkoord om de groene transitie te waarborgen en zekerheid te bieden voor langetermijninvesteringen. Als onderdeel van het Energieakkoord<sup>15</sup> werd besloten om voor 2030 drie nieuwe *offshore* windparken in Deense wateren te realiseren. Hierdoor wordt de *offshore* capaciteit met ten minste 2.400 MW verhoogd. Het eerste van de drie aan te besteden windparken is Thor Offshore Wind Farm, met een capaciteit tussen 800 en 1.000 MW.

In het Energieakkoord van 2018 werd ook beslist dat voor het eerst het *offshore* onderstation en de netaansluiting van het windpark naar de *onshore* aansluiting worden opgenomen in de scope van de

---

<sup>13</sup> [Finale versie QA Hollandse Kust zuid kavels I en II.pdf \(rvo.nl\)](#) (vraag 9)

<sup>14</sup> [Tender HKW Update 16 april 2021 \(rvo.nl\)](#), slide 4

<sup>15</sup> [Energy Agreement of 28 June 2018, Energy Agreement \(kefm.dk\)](#)

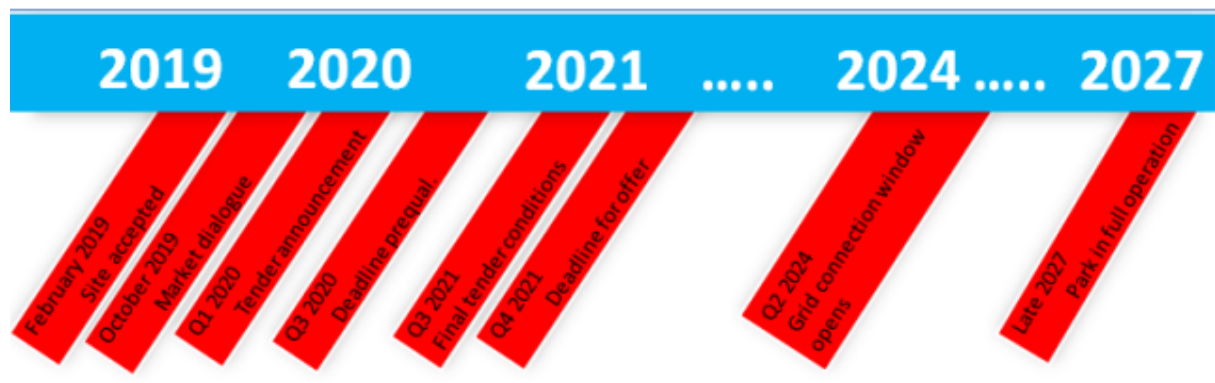
aanbesteding. De Deense TSO Energinet was daarvoor verantwoordelijk voor de bouw en exploitatie van het *offshore* onderstation en de exportkabels en heeft tot dusver de kosten gefinancierd via de tarieven. De *offshore* aansluiting zal nu onder de verantwoordelijkheid van de winnaar vallen als onderdeel van de *scope* van het project en zal worden gefinancierd samen met de algemene subsidies voor de oprichting van het windpark.

De *onshore* aansluiting wordt uitgevoerd door de transmissienetbeheerder en is gegarandeerd voor 1 januari 2025.

18. Dezelfde aanbestedingsprocedure zal gebruikt worden als bij eerdere Deense *offshore* parken zoals Kriegers Flak: de concurrerende aanbesteding met prekwificatie en onderhandeling. Deze aanbestedingsprocedure is succesvol geweest in het verleden om een optimale risicoverdeling te waarborgen en uiteindelijk tot zeer concurrerende inschrijvingsprijzen te komen. Bovendien wordt de geselecteerde locatie vóór de uiterste termijn voor het indienen van offertes aan een vooronderzoek onderworpen om het risico voor de ontwikkelaar tot een minimum te beperken.

De aanbestedingsprocedure voor Thor is opgestart in 2020 met het publiceren van de *tender*. De winnaar van de *tender* wordt aangeduid aan het einde van 2021.

Figuur 1: Tijdslijn aanbesteding Thor<sup>16</sup>



## 1.2.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure

### 1.2.2.1. Prekwificatie

19. Voor de prekwificatie worden kandidaten beoordeeld op basis van economische en financiële draagkracht, technische bekwaamheid en uitsluitingsgronden. De minimumvereisten om in aanmerking te komen voor de onderhandelingen zijn als volgt<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> Thor offshore wind farm tender, Tender for 800-1000 MW Thor offshore wind farm, Denmark, [brief tender for thor offshore wind farm\\_30march2019.pdf \(ens.dk\)](#)

<sup>17</sup> Energistyrelsen (Danish Energy Agency) Tender material – Tender for Thor Offshore Wind Farm: Annex 1: Prequalification document

Voor economische en financiële draagkracht, zijn de minimumvereisten:

- de aanvrager moet aantonen dat zijn totale jaaromzet minimaal DKK 26,4 miljard (= +/- € 3,55 miljard) . Deze jaaromzet wordt berekend als een gemiddelde van de laatste drie beschikbare boekjaren;
- de aanvrager moet een solvabiliteitsratio (totaal eigen vermogen / totale activa x 100) hebben van 20 % OF een huidige langetermijnschuldration van BBB- of hoger (*Standard & Poors* en *Fitch*) en/of Baa3 of hoger (*Moody's*) of een gelijkwaardige actuele *rating* van een ander gerenommeerd internationaal kredietbeoordelingsbureau.

Om zijn technische en professionele draagkracht aan te tonen, moet de aanvrager:

- minstens één referentie hebben voor de ontwikkeling van een *offshore* windpark met een capaciteit van 150 MW of meer tijdens de afgelopen vijf jaar;
- minstens één referentie hebben met betrekking tot de ontwikkeling van een *offshore* AC-substation voor een *offshore* windmolenpark dat in de afgelopen vijf jaar is voltooid.

Tenslotte zijn er ook uitsluitingsgronden van toepassing zoals deelname aan criminele organisatie, fraude, corruptie, terrorisme, ...

Als meer dan 10 aanvragers voldoen aan bovenstaande minimumvereisten en niet vallen onder één van de toepasselijke uitsluitingsgronden, worden de aanvragers geëvalueerd op basis van de meest relevante referenties voor vergelijkbare werken.

20. Op 14 januari 2021<sup>18</sup> maakte het Danish Energy Agency (hierna: DEA) bekend dat ze zes aanvragen heeft ontvangen voor de concurrerende aanbestedingsprocedure. De zes aanvragers voldoen allemaal aan de minimumvereisten en werden bijgevolg allemaal geprekwalificeerd. Deze zes partijen worden dus uitgenodigd voor de volgende fase:

- *SSE Renewables Offshore Windfarm Holdings Limited and Thor OFW K/S (owned by Copenhagen Infrastructure IV Thor OFW ApS and Andel Holding A/S) on behalf of a not yet established subsidiary;*
- *Swan Wind P/S (ultimately owned by Eneco Wind B.V. and European Energy A/S);*
- *Thor Wind Farm I/S (owned by RWE Wind Holding A/S and RWE Offshore Wind A/S);*
- *Total Renewables S.A.S and Iberdrola Renovables Internacional S.A.U on behalf of a not yet established entity;*
- *Vattenfall Vindkraft A/S on behalf of a not yet established entity;*
- *Ørsted Wind Power A/S.*

21. Deze zes partijen hebben een eerste bod uitgebracht op 12 maart 2021. Vervolgens is een onderhandelingsprocedure opgestart met elke partij apart. Op 8 november 2021 brengen de kandidaten hun finale bod uit. De bekendmaking van de winnaar is momenteel voorzien voor begin december 2021.

---

<sup>18</sup> [Great interest in building the Danish Thor Offshore Wind Farm | Danish Energy Agency \(mynewsdesk.com\)](https://www.mynewsdesk.com/denmark/danish-energy-agency/newsroom/1422246-great-interest-in-building-the-danish-thor-offshore-wind-farm)

### 1.2.2.2. Het ondersteuningssysteem en gunningscriterium

22. De winnaar van de *tender* zal subsidies ontvangen in de vorm van een prijspremie volgens een *2-sided Contract-for-Difference* (hierna *2-sided CfD*) regeling. Er is gekozen voor CfD in twee richtingen met plafonds<sup>19</sup> voor zowel de betaling van de Deense staat aan de concessiehouder als de betaling van de concessiehouder aan de Deense staat. Zo dragen geen van beide het volledige risico dat de elektriciteitsprijs zich fundamenteel anders ontwikkelt dan voorspeld.

De vergunning voor elektriciteitsproductie wordt verleend voor 30 jaar met de mogelijkheid van verlenging met 5 jaar. De subsidies worden toegekend voor een periode van 20 jaar. Deze periode start wanneer de laatste turbine de eerste kWh levert met als uiterste startdatum 31 december 2027.

De concessiehouder zelf moet de elektriciteit op de elektriciteitsmarkt verkopen en zal verantwoordelijk zijn voor de bijbehorende kosten. Er zullen geen bijkomende vergoedingen toegekend voor de balanceringskosten van de elektriciteit van de windturbines.

23. De prijspremie wordt berekend als volgt

$$\text{Prijspremie} = \text{geboden biedprijs} - \text{referentieprijs}$$

De biedprijs is een vaste prijs zoals geboden door de aanvrager en zal niet geïndexeerd worden. De referentieprijs wordt berekend voor een periode van 12 maanden en wordt door het DEA berekend als een gemiddelde van de elektriciteit spotprijzen<sup>20</sup> in het voorgaande kalenderjaar, dat loopt van 1 januari tot en met 31 december.

De totale subsidie voor een bepaald uur is gelijk aan:

$$\text{prijspremie} * \text{gemeten elektriciteitsproductie}$$

De berekening gebeurt op maandelijkse basis.

24. Het gunningscriterium is "prijs". De inschrijver moet een offerte indienen voor Thor Offshore Windpark met een opgave van de capaciteit die tussen 800 en 1.000 MW moet liggen, alsook een biedprijs in "øre"<sup>21</sup> per kWh.

Indien het bod met de laagste geboden prijs in "øre" per kWh en de hierbij horende totale subsidiekosten<sup>22</sup> over de periode van 20 jaar periode lager is dan de budgettaire evaluatiedrempel van DKK 3,7 miljard (= € 0,5 miljard) (prijzen 2018), wordt de opdracht gegund aan de bieder met de laagste prijs per kWh. Als er twee of meer biedingen zijn met exact dezelfde biedprijs, wordt de bieding met de hoogste capaciteit (MW) gekozen. Als deze biedingen exact dezelfde biedprijs per kWh en exact dezelfde capaciteit hebben, wordt de winnende bieder via loting gekozen.

---

<sup>19</sup> Om het risico voor de staat en de concessiehouder te beperken, is de totale nettowaarde van de betalingen zowel voor de staat als voor de concessiehouder gemaximeerd. Het plafond voor de betalingen van de staat aan de concessiehouder bedraagt DKK 6,5 miljard en het maximum van de concessiehouder voor betalingen aan de staat is vastgesteld op DKK 2,8 miljard in totaal. Deze bedragen zijn onafhankelijk van de capaciteit die het windpark zal hebben.

<sup>20</sup> De spotprijzen per uur in de elektriciteitsprijzone DK1, zoals gepubliceerd door de Noordse elektriciteitsbeurs Nord Pool. Uren met prijzen van nul of minder (d.w.z. niet-positieve prijzen) worden ook opgenomen in de berekening van de referentieprijzen.

<sup>21</sup> 1 Deense Kroon bestaat uit 100 øre

<sup>22</sup> De totale verwachte subsidiekost wordt berekend door DEA op basis van enkele vastgelegde parameters zoals *full load hours* (4605). De *Net present Value* van de verwachte subsidiebetalingen worden vergeleken met de budgettaire evaluatiedrempel.

[Public material \(ethics.dk\)](#) Annex 11 examples of bids and their calculation.

Als de totale subsidiekosten van alle offertes liggen boven de budgettaire evaluatiedrempel, wordt de opdracht gegund aan de inschrijver waarvan de biedprijs leidt tot de laagste verwachte totale subsidiekost over 20 jaar. In dit geval is echter ook een goedkeuring nodig van de partijen die het Energieakkoord goedgekeurd hebben. Indien zij de kostprijs te hoog achten, gebeurt er geen toekenning van de *tender*.

#### 1.2.2.3. De uitbetaling van subsidies tijdens negatieve uren

25. Overeenkomstig de regels voor *State Aid*<sup>23</sup> wordt er geen subsidie uitbetaald in uren met negatieve prijzen op de spotmarkt in Nord Pool prijszone DK1. Dit betekent dat de premie in elk uur met negatieve prijzen zal worden stopgezet, in tegenstelling tot de regeling in sommige landen waar de subsidie pas na zes opeenvolgende uren wordt stopgezet<sup>24</sup>. In Denemarken is gekozen om deze zes-uren-clausule niet toe te passen omdat dit de elektriciteitsproductie aanmoedigt, zelfs wanneer de marktprijs negatief is.

26. De EU-verordening inzake staatssteun bepaalt ook dat geen subsidies mogen worden verleend nadat het *offshore* windmolenpark volledig is afgeschreven. Als vuistregel heeft het DEA een afschrijvingsduur van 20 jaar gehanteerd en dit is opgenomen in alle recente nationale wetgeving inzake subsidies voor hernieuwbare energiebronnen. Dit wordt ook toegepast in de Thor-aanbesteding, namelijk de subsidieperiode van 20 jaar. Daarom acht het DEA het ook niet mogelijk om extra maanden toe te voegen aan de subsidieperiode van 20 jaar, ter compensatie van de uren zonder subsidies als gevolg van negatieve elektriciteitsprijzen. Zoals blijkt uit hoofdstuk 1.3.2.3 van deze studie volgt de Duitse wetgever dit principe niet.

#### 1.2.2.4. Boetes en waarborgsom

27. Indien de concessiehouder niet overgaat tot de bouw en aansluiting van het *offshore* windpark of indien de werken niet aangevat zijn voor 1 januari 2026, is een “boete voor gebrekkige uitvoering” onmiddellijk opeisbaar<sup>25</sup>. Deze contractuele boete wordt vastgelegd op DKK 1,2 miljard (= +/- € 161 miljoen).

Deze boete voor gebrekkige uitvoering dekt de volledige en definitieve regeling van elke vordering die het DEA op grond van de concessieovereenkomst tegen de concessiehouder kan vorderen indien de concessiehouder in gebreke nalaat het *offshore* windmolenpark en de aansluiting ervan op het net te bouwen. Na het winnen van de *tender* en bij de ondertekening de concessieovereenkomst, moet de concessionaris een garantie van DKK 1,2 miljard geven als waarborg voor betaling van deze boete.

28. Om te stimuleren dat het volledige *offshore* park wordt opgeleverd voor 31 december 2027 wordt een *incentive*<sup>26</sup> toegekend. Deze *incentive* wordt toegekend in de vorm van een boete waarvan de hoogte als volgt is vastgesteld:

- indien 95 % van de uiteindelijk overeengekomen capaciteit van het windpark niet is aangesloten op het net op 31 december 2027, is de Concessiehouder vanaf 1 januari 2028 een boete verschuldigd voor de niet voltooiing van het Thor Offshore Windpark;
- de boete bedraagt een vast bedrag van DKK 280 miljoen voor de eerste 6 maanden na 31 december 2027. De boete van DKK 280 miljoen (= +/- € 37 miljoen) moet worden

---

<sup>23</sup> Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 (2014/C 200/01).

<sup>24</sup> Net zoals in België voor de huidige parken die onder het LCOE mechanisme vallen.

<sup>25</sup> Zie hoofdstuk 3 van *Draft agreement on obligation to establish Thor Offshore Wind Farm and connect it to the grid*.

<sup>26</sup> Zie hoofdstuk 3 van *Draft agreement on obligation to establish Thor Offshore Wind Farm and connect it to the grid*.

betaald ongeacht wanneer, binnen de periode van zes maanden, 95 % van de capaciteit op het net wordt aangesloten;

- vervolgens zal elke zes maanden een extra boete van DKK 280 miljoen worden opgelegd, te beginnen op 1 juli 2028.

## 1.3. DUITSLAND

### 1.3.1. Algemeen

29. De bouw en de operationele werking van *offshore* windparken, die opgeleverd worden na 31 december 2020, vallen onder het *Offshore Wind Energy Act* (of: *Windenergie-auf-See-Gesetz*). Deze wet (WindSeeG 2017<sup>27</sup>), die van toepassing is sinds 1 januari 2017, is gebaseerd op een gecentraliseerd model, waarbij de staat specifieke locaties voor de ontwikkeling van *offshore* windenergie vooraf selecteert en aanbesteedt. De steun zal worden verleend in de vorm van een premie bovenop de prijs op de elektriciteitsmarkt, die zal worden vastgesteld op basis van het laagste bod in open en transparante concurrerende aanbestedingen. De voorwaarden voor de steun worden verder uitgewerkt in de *Renewable Energies Act* of *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (hierna: EEG).

Dit gecentraliseerd model betekent dat na succesvolle deelname aan de aanbestedingsprocedure, de winnaar niet alleen het exclusieve recht krijgt om het project te ontwikkelen, maar ook het recht op het ontvangen van financiering (in de vorm van een zogenaamde marktpremie) en een gegarandeerde netaansluiting.

30. In 2020 werden de WindSeeG<sup>28</sup> en EEG<sup>29</sup> aangepast. Het klimaatbeschermingsprogramma 2030 van de Duitse regering heeft als doel de doelstelling voor *offshore* windenergie te verhogen van 15 tot 20 GW tegen 2030. De gewijzigde WindSeeG stelt deze uitbreiding veilig, biedt zo de marktpelers op lange termijn voorspelbaarheid en ondersteunt de klimaat- en milieubescherming. Bovendien voorziet de gewijzigde WindSeeG in een uitbreidingsdoelstelling op lange termijn van 40 GW tegen 2040. Om deze verhoogde doelstellingen te halen voorziet WindSeeG 2020 in een jaarlijkse tendering op 1 september. De jaarlijks te tenderen capaciteiten zijn:

- 2021-2023: 1 GW;
- 2024: 3 GW;
- 2025: 5 GW.

Naast de verhoogde vastgelegde capaciteit voor *offshore* windenergie, zijn volgende wijzigingen aangebracht in 2020:

- 1) *pre-tender* evaluatie door BNetzA van de verwachte oplevering van de netaansluiting:  
de tijdige oplevering van de nodige aansluitingsinfrastructuur is van cruciaal belang voor de aansluiting van de *offshore* parken. Om te trachten deze processen te synchroniseren, introduceert de herziene WindSeeG een extra beoordelingsstap. Vooraleer de aanbesteding voor een locatie aan te kondigen, controleert BNetzA of de netcapaciteit die nodig is voor de aansluiting van het *offshore* park tijdig gebouwd en opgeleverd zal worden;

---

<sup>27</sup> Engelstalige versie beschikbaar op: [Microsoft Word - 2017-06-26\\_WindSeeG\\_engl.docx \(bmwi.de\)](#)

<sup>28</sup> [Bundesgesetzblatt \(bgbl.de\)](#)

<sup>29</sup> [EEG\\_2021.pdf \(gesetze-im-internet.de\)](#)

- 2) om de doelstelling van 20 GW tegen 2030 te halen en de *offshore* capaciteit te maximaliseren, werden de bouwtermijnen aangescherpt en de boetes voor niet oplevering verhoogd.
- 3) verhogen van de maximale *bid* waarde:  
  
in 2017 en 2018 werden voor het eerst biedingen van € nul ingediend. In de vorige versie van de WindSeeG moest de maximumwaarde in toekomstige aanbestedingen overeenstemmen met de laagste inschrijvingswaarde die een gunning kreeg in de inschrijvingsronde van 1 april 2018. Met het oog hierop hadden in toekomstige aanbestedingsrondes alleen biedingen van € nul kunnen worden ingediend. Vanwege de relatief sterke concurrentie in de *offshore* windsector valt te verwachten dat inschrijvers in toekomstige tenderrondes opnieuw € nul biedingen zullen indienen. Maar niet elk *offshore* project is echter economisch haalbaar zonder extra financiering wanneer rekening wordt gehouden met de verschillen tussen de locaties waarvoor een aanbesteding wordt uitgeschreven. De maximale *bid value* is verhoogd in het kader van de nieuwe WindSeeG en is vastgesteld op basis van economische berekeningen waarbij rekening is gehouden met de technologiekosten en de kenmerken van de desbetreffende locaties. Voor de inschrijvingsronde 2021 bedraagt de maximale biedwaarde € 73/MWh, die voor de daaropvolgende inschrijvingsrondes wordt verlaagd tot € 64/MWh voor 2022 en tot € 62/MWh vanaf 2023<sup>30</sup>;
- 4) de aanbestedingsprocedure verloopt volgens een basisprincipe: de projecteigenaar met het laagste bod krijgt de opdracht. Indien meerdere partijen een *zero bid* doen, wordt de winnaar aangeduid via loting. In 2022 zal de Duitse regering onderzoeken of er behoefte is aan verdere aanpassingen. De Duitse autoriteiten hebben zich er ook toe verbonden onmiddellijk op te treden indien meervoudige inschrijvingen van € nul voorkomen bij de volgende aanbestedingen; overwogen opties zijn onder meer een dynamische procedure en "*Contracts for Difference*"<sup>31</sup>.

31. Op 29 maart 2021 heeft de Europese Commissie, op basis van de EU-staatssteunregels, haar goedkeuring gegeven voor het Duitse ondersteuningssysteem voor Offshore windenergie (gewijzigde WindSeeG en EEG). Het ondersteuningssysteem is goedgekeurd tot 2026.

### **1.3.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure**

#### **1.3.2.1. Prekwalificatie**

32. Naast de veeleer technische voorwaarden voor deelname aan de tendering is een belangrijke voorwaarde voor het uitbrengen van een bod het neerleggen van een waarborgsom die overeenstemt met een bedrag € 200 per kW geïnstalleerd vermogen<sup>32</sup>. Deze waarborg dient als garantie voor mogelijke vorderingen van de TNB wegens boetes indien de uitvoeringstermijnen niet gerespecteerd worden.

---

<sup>30</sup> Artikel 22, lid 1 WindSeeG 2020.

<sup>31</sup> *State Aid SA.57610 (2020/N) – Germany – Modified offshore wind support*, paragraaf 43-44.

<sup>32</sup> Artikel 31 WindSeeG

### 1.3.2.2. Het ondersteuningssysteem en gunningscriterium

33. De winnaar van de *tender* zal subsidies ontvangen in de vorm van een variabele prijspremie.

De prijspremie wordt berekend als volgt

$$\text{Prijspremie} = \text{de referentiewaarde ('der anzulegende Wert')} - \text{marktprijs elektriciteit}$$

De referentiewaarde is een vaste prijs zoals geboden door de aanvrager en zal niet geïndexeerd worden.

De subsidie wordt uitbetaald op basis van de geïnjecteerde elektriciteitsproductie.

De marktprijs wordt bepaald als een gewogen maandelijkse gemiddelde spotmarktprijs. Voor de berekening van de gemiddelde prijs worden de uurprijzen gewogen met de hoeveelheid elektriciteit van *offshore* windturbines die in dat uur is opgewekt. Voor tenders na 2022 zal de marktprijs worden bepaald als een gewogen jaargemiddelde.

34. Het gunningscriterium is "prijs": de partij die de laagste referentieprijzen biedt, wint de *tender*. Indien er meerder partijen een *zero bid* doen, wordt de winnaar voorlopig aangeduid per loting.

### 1.3.2.3. De uitbetaling van subsidies tijdens negatieve uren

35. Artikel 51 van EEG2021 bepaalt dat wanneer de marktprijzen op de spotmarkt gedurende ten minste 4 uur negatief zijn, er geen vergoeding wordt betaald voor de periode waarin de prijzen negatief waren. Deze regel is niet van toepassing op proefinstallaties voor *offshore* windenergie. Voor installaties die in het kader van aanbestedingen worden gegund, worden de uren gedurende welke geen vergoeding wordt betaald wegens negatieve prijzen, aan het einde van de steunperiode bijgeteld<sup>33</sup>.

36. Voor bestaande *offshore* parken blijft de 6-urenregel van toepassing zoals vastgelegd in EEG2017.

### 1.3.2.4. Boetes en waarborgsom

37. Nadat een offerte is aanvaard, moet het project worden uitgevoerd binnen een periode van 6 maanden na de bindende einddatum voor de *offshore* netverbinding. De projecteigenaar kan onder bepaalde omstandigheden een verlenging van de uitvoeringstermijn aanvragen. Deze verlenging mag echter niet langer duren dan 18 maanden. Indien het windpark niet tijdig wordt ontwikkeld, verliest de projectontwikkelaar de toewijzing of betaalt hij een boete die wordt gewaarborgd door de garantiebetalings, die € 200/kW bedraagt.

## 1.4. FRANKRIJK

### 1.4.1. Algemeen

38. Het meerjarig energieprogramma (*La programmation pluriannuelle de l'énergie* of PPE)<sup>34</sup>, stelt een ontwikkelingsdoelstelling voor de productie van hernieuwbare elektriciteit op zee van 2,4 gigawatt

---

<sup>33</sup> Zie artikel 51a van de EEG2021

<sup>34</sup> gepubliceerd bij decreet nr. 2020-456 van 21 april 2020



(GW) geïnstalleerd vermogen tot 2023 en twee scenario's tegen 2028 (5,2 GW geïnstalleerd vermogen in lage optie en 6,2 GW geïnstalleerd vermogen in hoge optie). Begin 2021 is de *tendering* opgestart voor een *offshore* park van 1GW, op 32 km van de kust van Normandië.

39. Voor de selectie wordt gebruik gemaakt van een concurrerende inschrijvingsmethode met prekwalificatie en onderhandelingen. Deze bestaat uit 3 fases:

- 1) selectiefase van de kandidaturen;
- 2) fase van de concurrentiegerichte dialoog of onderhandelingen;
- 3) indiening van offertes en selectiefase.

Na prekwalificatie (zie hierna) worden de geselecteerde kandidaten uitgenodigd om deel te nemen aan de onderhandelingen. Het doel van deze onderhandelingen is met de gegadigden het bestek en de verdeling van de verantwoordelijkheden tijdens de bouw- en de exploitatiefase van het park vast te stellen. De uitnodiging bevat de ontwerpspecificaties en raadplegingsregels waarin de procedures voor de onderhandelingen worden gespecificeerd. Tijdens de onderhandelingen worden ook de voorstudies ter beschikking gesteld aan de kandidaten.

Op het einde van de onderhandelingen worden de kandidaten gevraagd hun offerte in te dienen.

40. De kandidaat die aan het einde van deze competitieve procedure wordt gekozen zal verantwoordelijk zijn voor de uitvoering van het Project, met inbegrip van de financiering, de ontwikkeling, het projecteigendom, het projectbeheer, het ontwerp, de bouw, exploitatie en onderhoud van het windmolenpark. De transmissienetbeheerder (RTE) is verantwoordelijk voor de aansluiting en er is een schadevergoeding wanneer de aansluiting niet tijdig gerealiseerd wordt.

Er zijn een aantal specifieke kenmerken bij deze procedure: alle documenten moeten in het Frans ingediend worden en de gekozen kandidaat (laureaat) moet een vennootschap oprichten in Frankrijk.

## **1.4.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure**

### **1.4.2.1. Prekwalificatie**

41. De prekwalificatie van kandidaten gebeurt op basis van technische en financiële vereisten.

Alvorens de aanvraag grondig te onderzoeken, moeten aan bepaalde minimale criteria voldoen zijn, zoniet wordt de kandidatuur verworpen.

Voor het aantonen van hun financiële draagkracht, dient iedere kandidaat te voldoen aan volgende minimale voorwaarden<sup>35</sup>:

- de gemiddelde jaaromzet over de laatste drie beschikbare boekjaren, of de enige afgesloten boekjaren indien de oprichtingsdatum korter is dan drie jaar, is hoger dan € 4 miljard exclusief belastingen;
- de aanvrager en de aandeelhouder met de uiteindelijke zeggenschap moet het certificaat verstrekken betreffende het ontbreken van de status van onderneming in moeilijkheden. In geval van een consortium moet elk lid voldoen aan deze vereiste.

---

<sup>35</sup> Document de consultation relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie, p.15.

Voor het aantonen van de technische capaciteiten, moeten volgende minimale criteria voldaan zijn:

- minstens 3 GW elektriciteitsopwekkingsprojecten ontwikkeld hebben met een capaciteit van 20 MW of meer waarvan de aanvrager rechtstreeks of middellijk meer dan 20 % van het kapitaal bezit of heeft bezeten gedurende de tien jaar voorafgaande aan de uiterste termijn voor de indiening van aanvragen; EN
- minstens 1,4 GW aan *offshore* windprojecten ontwikkeld hebben waarvan de aanvrager rechtstreeks of middellijk meer dan 20 % van het kapitaal bezit of heeft bezeten gedurende de tien jaar voorafgaande aan de uiterste termijn voor de indiening van aanvragen; OF
- minstens voor € 3,5 miljard (excl. taxen) aan *offshore* projecten in ontwikkeling of productie hebben waarvan de aanvrager rechtstreeks of rechtstreeks meer dan 20 % van het kapitaal bezit of heeft bezeten gedurende de tien jaar voorafgaande aan de uiterste termijn voor de indiening van aanvragen.

42. Vervolgens worden de referenties van de niet-uitgesloten kandidaat verder onderzocht op gebied van financiering en op technisch vlak. Hiervoor levert elke kandidaat volgende informatie aan:

- financiële referenties:
  - een nota van maximaal 15 pagina's waarin zij haar referenties vermeldt die zij in de loop van de tien jaar voorafgaand aan de uiterste termijn voor indiening van de aanvragen heeft verworven bij het opzetten van financieringen (balansfinancieringen of projectfinancieringen) voor *offshore* windprojecten, andere *offshore* infrastructuurprojecten of andere energieprojecten, waarvan de investeringskosten, geraamd op de datum van indiening van de aanvraag, meer dan € 500 miljoen exclusief belastingen bedragen;
  - een nota van maximaal 15 pagina's waarin minstens volgende elementen worden opgenomen:
    - indien beschikbaar, de laatste *rating* van de aanvrager door *Standard & Poor's*, *Fitch*, *Moody's* of een ander internationaal erkend financieel ratingbureau, samen met het volledige ratingrapport dat bij de desbetreffende *rating* is gevoegd. In het geval van een consortium moet deze informatie worden verstrekt voor elk lid van het aanvragende consortium;
    - de solvabiliteitsratio;
    - de financiering van het project waarbij het eigen vermogen minstens 20 % bedraagt;
    - de ervaring van de personen die de financiering zullen realiseren en de identiteit financiële en juridische adviseurs;
    - indien de aanvraag door een consortium gebeurt: de rol en de beoogde verdeling van de taken, verantwoordelijkheden en risico's tussen de leden voor de uitvoering en het behoud van de financiering tijdens de verschillende fasen van het project;
- technische referenties
  - een nota van maximaal 15 pagina's met vermelding van zijn referenties betreffende de ontwikkeling en exploitatie van *offshore* windmolenparken, andere *offshore* infrastructuur of andere elektriciteitsproductiefaciliteiten met een vermogen van

meer dan 20 MW en die hij het meest relevant acht voor het doel en de kenmerken van het project;

- een nota van maximaal 15 pagina's waarin minstens volgende elementen worden opgenomen:
  - de gebruikte methode en installaties om het projectbeheer te realiseren;
  - de technische middelen waarover de aanvrager beschikt om enerzijds het ontwerp en de bouw en anderzijds de exploitatie en het onderhoud van met het project vergelijkbare activiteiten te verzekeren;
  - de gebruikte methoden en de uitrusting waarover de aanvrager beschikt om de bouw, de exploitatie en de ontmanteling van met het project vergelijkbare activiteiten uit te voeren met een minimum aan nadelige milieueffecten;
  - in het geval van een consortium, de verdeling van de taken, risico's en verantwoordelijkheden tussen de verschillende leden van het consortium en, in voorkomend geval, de gezamenlijke ervaring van sommige of alle leden van het consortium met de uitvoering van met het project vergelijkbare operaties;

43. Deze eerste fase van prequalificatie van kandidaten, op basis van hun technische en financiële capaciteiten, is beëindigd. Zes kandidaten werden geselecteerd:

- *Eoliennes en Mer Manche Normandie, a project company of EDF Renouvelable and Maple Power, a joint venture of Enbridge and CPPIB;*
- *Iberdrola Renovables France;*
- *Ocean Winds;*
- *Shell;*
- *a consortium formed by the Total and RWE groups;*
- *a consortium of Vattenfall, wpd, and the Banque des Territoires.*

#### 1.4.2.2. Het ondersteuningssysteem en gunningscriterium

44. De winnaar van de *tender* zal subsidies ontvangen in de vorm van een prijspremie volgens een 2-sided CfD-regeling. De prijspremie wordt uitbetaald gedurende 20 jaar.

45. De subsidie wordt berekend als volgt:

$$CR = \left[ \sum_{i=1}^{i=12} E_i \times (T - M_{0,i}) \right] - Nb_{capa} \times Pr ef_{capa}$$

waarbij<sup>36</sup>:

- CR = het bedrag van de toeslag in € ;
- de index i staat voor een kalendermaand;

---

<sup>36</sup> Zie artikel 9.1 van "Annexe 4 AU CAHIER DES CHARGES Parc éolien de Dunkerque »

- $E_i$  is de som, over de uren met een positieve of nul prijs op de spotmarkt, van de elektriciteitsvolumes die door de exploitant worden geïnjecteerd in het *offshore* onderstation van RTE (netbeheerder);
- $T$  is het referentietarief in €/MWh;
- $M_{0,i}$  (€/MWh), is de elektriciteitsmarktprijs die berekend wordt op basis van spot prijs (als gewogen gemiddelde van de Franse windproductie);
- $Nb_{capa}$  is de capaciteitsgarantie, uitgedrukt in MW en constant over een kalenderjaar;
- $Pref_{capa}$  is de referentiemarktprijs van de capaciteit.

De term  $T$  is het referentietarief en wordt bepaald door de producent bij het indienen van zijn aanbod. Deze term wordt geïndexeerd<sup>37</sup>.

46. De offertes van de kandidaten worden beoordeeld op basis van de volgende criteria gerangschikt (in afnemende volgorde van belangrijkheid)<sup>38</sup>:

- 1) de economische en financiële waarde van het bod, met inbegrip van de voorgestelde prijs;
- 2) de impact op milieu;
- 3) de aandacht voor sociale en territoriale kwesties.

De scoringscriteria, alsmede de weging ervan, zullen worden opgenomen in het bestek dat aan het einde van de fase van de concurrentiegerichte dialoog zal worden opgesteld, overeenkomstig de bepalingen van artikel R. 311-25-12 van de Energiewet. Voor de *tender* van het *offshore* park voor de kust van Normandië zijn deze dus nog niet bekend. Voor de *tender* van het *offshore* park voor de kust van Duinkerke zijn volgende criteria en weging gebruikt<sup>39</sup>.

Criteria	Subcriteria	Weging
Prijs	Bedrag van het referentietarief	Maximaal 70 punten
	Robuustheid van de contractuele en financiële regelingen	Maximaal 10 punten
Optimalisatie van het ruimtegebruik	Recht van overpad van de installatie	Maximaal 7 punten
	Afstand van de kust	Maximaal 4 punten
Milieuvraagstukken in rekening nemen	Aantal windturbines	Maximaal 4 punten
	Bedrag voor milieumaatregelen en monitoring van het project	Maximaal 5 punten

#### 1.4.2.3. De uitbetaling van subsidies tijdens negatieve uren

47. In een exploitatiejaar ontvangt de exploitant geen vergoeding tijdens de eerste 40 uren met negatieve prijzen op de spotmarkt. Daarna ontvangt de exploitant wel de premie op voorwaarde dat hij niet produceert tijdens die negatieve uren. Zijn gemiste elektriciteitsproductie wordt dan theoretisch ingeschat en de vergoeding wordt bepaald door dit volume te vermenigvuldigen met het

<sup>37</sup> Zie artikel 9.2 van « Annexe 4 AU CAHIER DES CHARGES Parc éolien de Dunkerque »

<sup>38</sup> overeenkomstig artikel R. 311-25-1 van de Energiewet

<sup>39</sup> RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) du 06 juin 2019, Dialogue concurrentiel n°1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque

referentietarief T<sup>40</sup>. Indien het *offshore* park echter 4.300 vollasturen of meer produceert, ontvangt de exploitant geen subsidie tijdens de negatieve uren.

#### 1.4.2.4. Boetes en waarborgsom

48. Bij de *tender* van Duinkerke is een waarborgsom van € 140 miljoen gevraagd<sup>41</sup>. € 50 miljoen diende binnen de 15 dagen na de toekenning van de concessie betaald te worden en de overige € 90 miljoen bij de indiening van de vergunningsaanvragen.

49. Als het park te laat wordt opgeleverd (niet door overmacht of aansluitingsproblemen) wordt de duur van 20 jaar van de CfD verminderd met de periode van de vertraging.

## 1.5. HET VERENIGD KONINKRIJK

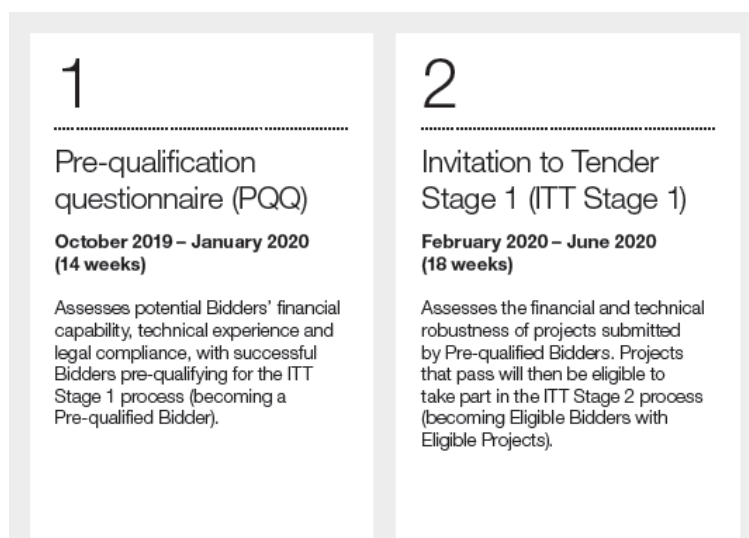
### 1.5.1. Algemeen

50. In tegenstelling tot de vorige landen, gebeurt de toekenning van het recht om een windmolenpark op zee te bouwen niet samen met de toekenning van de ondersteuning.

De exclusieve rechten voor de bouw, eigendom en exploitatie van een *offshore* windproject in Engeland en Wales wordt verkregen door het sluiten van een huurovereenkomst met *The Crown Estate*<sup>42</sup>. Deze huurovereenkomst of pachtovereenkomst wordt verkregen via een concurrerend veilingproces.

In september 2019 heeft *The Crown Estate Round 4* gelanceerd voor ten minste 7 GW aan *offshore* zones. Voor het eerst wordt voor de toewijzing van de nieuwe *offshore* zones een concurrerend veilingproces gebruikt waarbij investeerders vooraf een "optievergoeding" betalen voor het recht om projecten te ontwikkelen. Deze bestaat uit de volgende fases.

Figuur 1: Overzicht verschillende fases *Round 4*<sup>43</sup>



<sup>40</sup> Zie artikel 9.3 van « *Annexe 4 AU CAHIER DES CHARGES Parc éolien de Dunkerque* »

<sup>41</sup> Zie artikel 6.1 (ii) en (iii) van « *CAHIER DES CHARGES, Parc éolien de Dunkerque* »

<sup>42</sup> <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/energy/>

<sup>43</sup> *The Crown Estate, Information Memorandum, Introducing Offshore Wind Leasing Round 4, septembre 2019.*

# 3

## Invitation to Tender Stage 2 (ITT Stage 2)

**September 2020**  
(1 – 4 weeks)

A multi-cycle bidding process, using option fees bid by Eligible Bidders to determine award. One project will be awarded per daily Bidding Cycle, with Bidding Cycles continuing until the 7 GW has been awarded or exceeded (up to 8.5 GW). On winning a daily Bidding Cycle, a Bidder will need to enter into a Preferred Bidder Letter and pay an Option Fee Deposit.

# 4

## Plan-Level Habitats Regulations Assessment (HRA)

**Autumn 2020 – Summer 2021**

In accordance with our role as a Competent Authority under the Habitats Regulations, we will undertake a Plan-Level Habitats Regulations Assessment (HRA) to assess the possible impact of the awarded projects on relevant nature conservation sites of European importance.

# 5

## Agreement for Lease

**Autumn 2021**

We will enter into a Wind Farm Agreement for Lease with successful Bidders.

51. *The Crown Estate* heeft in februari 2021 de resultaten bekendgemaakt van ronde 4 van het *Offshore Wind Leasing* proces, voor de toekenning van rechten voor de ontwikkeling van *offshore* windenergie voor gebieden van de zeebodem. De winnende offertes variëren van £ 76/kW/jaar tot £ 154/kW/jaar<sup>44</sup>. De vergoedingen zullen jaarlijks worden betaald na de toekenning van de zeebodemrechten (naar verwachting in 2022) en totdat de bedrijven hun plannen voor de bouw van de nieuwe windparken hebben afgerond, tot een maximum van tien jaar.

De 6 geselecteerde projecten worden nu onderworpen aan een milieubeoordeling die bekend staat als een *Habitat Regulations Assessment (HRA)*. Dit proces beoordeelt de mogelijke gevolgen van deze projecten voor het Britse nationale netwerk van beschermde gebieden voor de meest waardevolle soorten en habitats. Het is een wettelijke vereiste die moet worden voltooid voordat *The Crown Estate* zeebodemrechten kan toekennen. Het HRA-proces zal naar verwachting in het voorjaar van 2022 worden afgerond. Afhankelijk van het resultaat krijgen ontwikkelaars dan een huurovereenkomst van *The Crown Estate*. De ontwikkelaar heeft dan het recht het project verder te ontwikkelen, tegen betaling van de jaarlijkse optievergoeding. Tijdens deze periode moet de ontwikkelaar een bouwvergunning aanvragen en verkrijgen, en een aansluiting op het net tot stand brengen - dit proces zal een aantal jaren in beslag nemen.

Wanneer het project klaar is om met de bouw te beginnen, kan de ontwikkelaar zijn optie uitoefenen en een huurovereenkomst voor 60 jaar aangaan met *The Crown Estate*. Op dat moment hoeft hij niet langer de jaarlijkse optievergoeding te betalen, maar is hij in plaats daarvan een jaarlijkse huur verschuldigd - tijdens de bouw bedraagt deze ongeveer £ 0,90 per MWh van de minimaal verwachte productie, en tijdens de exploitatie 2 % van de bruto-inkomsten.

52. Partijen die een domeinconcessie hebben gekregen kunnen vervolgens meedoen aan de veiling voor het verkrijgen van subsidie via de steunregeling CfD.

AFRY heeft een analyse gemaakt van de resultaten van de veiling<sup>45</sup>. Volgens hun analyse hopen de ontwikkelaars wellicht dat zij de kosten van de optievergoedingen kunnen terugverdienen via hun biedingen op de desbetreffende CfD-veiling. Indien producenten de kosten van optievergoedingen kunnen terugverdienen via hogere CfD-actieprijzen, zullen deze kosten effectief worden doorberekend

<sup>44</sup> [2021 - Offshore Wind Leasing Round 4 signals major vote of confidence in the UK's green economy | The Crown Estate](#)

<sup>45</sup> [Who will pay the price of entering the UK offshore wind sector? | AFRY](#)

aan de elektriciteitsverbruikers, aangezien CfD-subsidies worden gefinancierd door een heffing op de facturen van eindgebruikers. Dit zou resulteren in een situatie waarin de door de overheid ontvangen optievergoedingen daadwerkelijk worden gefinancierd door een belasting op de eindgebruikers.

Het alternatief is dat de optievergoedingen in feite worden gefinancierd door de ontwikkelaars, in de vorm van een lager dan verwacht rendement op investeringen. Veel van de winnende inschrijvers zijn relatief nieuwkomers in de Britse sector van *offshore* windenergieontwikkeling en hebben deze, volgens AFRY, wellicht een strategische beslissing genomen om een lager rendement te aanvaarden teneinde voet aan de grond te krijgen in een markt die zowel in het VK als wereldwijd een aanzienlijk groeitraject kent.

53. Eind 2021 zal de “*Contracts for Difference (CfD): Allocation Round 4*” opgestart worden. Er zal een tendering gebeuren in drie verschillende “pots”.

Voor het eerst zal er gewerkt worden met een afzonderlijke veiling voor *offshore* wind<sup>46</sup>. Door het scheiden van *offshore* windprojecten zullen meer geschikte parameters (bv. monetair budget, capaciteitsplafond, leveringsjaren) voor elk van de potten kunnen worden vastgesteld om de projectkenmerken te weerspiegelen en het risico te verminderen dat suboptimale veilingresultaten (zoals hogere uitoefenprijzen, en dus hogere kosten voor de consument dan nodig).

De Engelse overheid blijft bij haar standpunt dat een technologie neutrale veilingstructuur waarin alle in aanmerking komende technologieën met elkaar concurreren, het risico zou inhouden dat slechts enkele van de goedkoopste technologieën succes hebben bij een veiling. Hoewel dit gunstig kan zijn op korte termijn gunstig vanuit kosten oogpunt, zou dit er ook toe kunnen leiden dat technologieën die, op lange termijn, een aanzienlijk potentieel hebben om bij te dragen tot het koolstofarm maken van de economie en verdere kostenverlagingen te bewerkstelligen, niet succesvol zijn.

De pot structuur voor de volgende tendering is:

- *Pot 1 (established technologies): Onshore wind (>5MW), Solar Photovoltaic (PV) (>5MW), Energy from Waste with CHP, Hydro (>5MW and <50MW), Landfill Gas and Sewage Gas;*
- *Pot 2 (less established technologies): ACT, AD (>5MW), dedicated biomass with CHP, floating offshore wind (see following section), geothermal, remote island wind (>5MW), tidal stream, wave;*
- *Pot 3 (offshore wind): offshore wind.*

Veilingparameters voor de volgende toewijzingsronde (begrotingstoewijzingen en het gebruik van capaciteitsplafonds) zullen enkele maanden voor de opening van de tender worden vastgesteld.

---

<sup>46</sup> [Contracts for Difference: Government response to consultation on proposed amendments to the scheme \(publishing.service.gov.uk\)](https://publishing.service.gov.uk), p14.

## 1.5.2. Kenmerken van de aanbestedingsprocedure

### 1.5.2.1. Prekwalificatie

54. Een grondig onderzoek van de ontwikkelaars is reeds gebeurd in fase 1 van de aanbesteding van de toekenning van de domeinconcessie of *seabed lease*. Hierbij werden volgende prekwalficatiecriteria gebruikt:

- juridische vereisten: de inschrijvers zullen worden getoetst aan verplichte en discretionaire uitsluitingscriteria op vlak van anti-omkoping, fraudebestrijding en naleving van de belastingwetgeving;
- financiële vereisten: de kandidaat-ontwikkelaar heeft:
  - £ 70 miljoen aan netto activa; en
  - een gemiddelde jaaronzet van £ 600 miljoen, getoetst over de afgelopen drie jaar; en
  - ten minste £ 45 miljoen aan liquide middelen, kasequivalenten of toegezegde, niet-opgenomen kredietfaciliteiten van in aanmerking komende banken;
- technische vereisten: de kandidaat-ontwikkelaar moet aantonen dat hij de nodige technische bekwaamheid en de ervaring heeft om een *offshore* windmolenproject te ontwikkelen:
  - projectbeheer: directe ervaring hebben met het beheer van uitgaven van ten minste £ 25 miljoen voor een commercieel project in de ontwikkelings- of bouwfase;
  - *Health, Safety and Environmental (HSE) policies*: het beschikken over een ondertekend en actueel HSE-beleid dat op het project kan worden toegepast;
  - *Health and Safety regulatory action*: gegevens over regelgevende handhavingsmaatregelen die in de afgelopen drie jaar zijn genomen;
  - Netaansluiting: een netaansluitingsovereenkomst is gesloten voor een netgekoppeld elektriciteitsproject van ten minste 50 MW geïnstalleerd vermogen sinds 2009;
  - *Consent*: toezicht hebben uitgeoefend op een groot infrastructuurproject op het ogenblik van de indiening van de vergunning en de verlening van de vergunning, toegekend sinds 2009; en
  - *Management of Environmental Impact Assessment (EIA)*: heeft sinds 2009 een volledige MEB-procedure beheerd en een milieuverklaring ingediend voor een windenergieproject van minstens 50 MW en een relevant *offshore* infrastructuur- of -winningsproject.

Ontwikkelaars die reeds de rechten hebben gekregen voor de ontwikkeling van een *offshore* park zijn dus reeds gechallenged (gekwalficeerd) op hun financiële en technische mogelijkheden.



#### 1.5.2.2. Het ondersteuningssysteem en gunningscriterium

55. De winnaar van de *tender* zal subsidies ontvangen in de vorm van een prijspremie volgens een *2 sided CfD* regeling. De prijspremie wordt berekend als volgt

$$\text{Prijspremie} = \text{Strike price} - \text{referentieprijs}$$

De *strike price* is een vaste prijs zoals geboden door de aanvrager en zal geïndexeerd worden. De subsidie wordt uitbetaald over een periode van 15 jaar op basis van de elektriciteitsproductie. De referentieprijs wordt bepaald als een gemiddelde marktprijs voor elektriciteit op de markt.

56. Het gunningscriterium is "prijs": de partij die de laagste *strike price* biedt, wint de *tender*.

#### 1.5.2.3. De uitbetaling van subsidies tijdens negatieve uren

57. De *offshore* parken die steun krijgen onder "*Contracts for Difference (CfD): Allocation Round 4*" zullen geen ondersteuning uitbetaald krijgen wanneer de marktreferentieprijs negatief is. In het consultatieverslag<sup>47</sup> wordt vermeld dat het belangrijk is dat producenten worden gestimuleerd om te reageren op signalen van de markt en zich aan te passen aan de behoeften van het systeem. Indien de elektriciteitsverbruikers de producenten blijven betalen in perioden waarin het aanbod overvloedig is en de vraag laag, wordt deze prikkel belemmerd.

#### 1.5.2.4. Boetes en waarborgsom

58. Op zich is er geen boetesysteem voorzien, maar de ontwikkelaars betalen jaarlijks een optievergoeding totdat het *offshore* park gerealiseerd is. Gezien de hoge optievergoedingen die uit de veiling voortvloeiden, zullen ontwikkelaars duidelijk worden gestimuleerd om de periode waarvoor zij de vergoeding betalen zo kort mogelijk te houden.

---

<sup>47</sup> [Changes to Supply Chain Plans and the CfD contract: government response to consultation \(publishing.service.gov.uk\)](https://publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/674447/changes-to-supply-chain-plans-and-the-cfd-contract-gov-response-to-consultation.pdf)

## 1.6. VERGELIJKING TUSSEN DE LANDEN

59. De volgende tabel maakt een vergelijking tussen de landen op de belangrijkste punten.

	Nederland	Denemarken	Duitsland	Frankrijk	UK
Procedure	Concurrerende aanbesteding met prekwificatie	Concurrerende aanbesteding met onderhandeling en prekwificatie	Concurrerende aanbesteding met prekwificatie	Concurrerende aanbesteding met onderhandeling en prekwificatie	Concurrerende aanbesteding
Subsidiesysteem	Geen subsidie	2-sided CfD	1-sided CFD	2-sided CfD	2-sided CfD
Gunningscriteria	Rangschikking op basis van 6 kwalitatieve criteria	Prijs	Prijs	Prijs (70%), robuustheid financieel plan (10%), milieu (9%), optimalisatie ruimtegebruik (11%)	Prijs
Prekwificatiecriteria	Financiële draagkracht technische ervaring	Financiële draagkracht technische ervaring	Financiële draagkracht	Zeer uitgebreide analyse van financiële en technische draagkracht	Financiële en technische analyse van de ontwikkelaars reeds gebeurd bij de toekenning van de rechten om offshore park te ontwikkelen
Subsidie uitbetaald tijdens negatieve uren	NVT	NEE	JA tijdens de eerste 3 opeenvolgende uren met negatieve prijzen	JA na de 40 eerste uren met negatieve prijzen	NEE
Indexatie van toepassing	NVT	NEE	NEE	JA	JA
Subsidie berekend op basis van	NVT	Elektriciteitsproductie	Geïnjecteed elektriciteitsproductie	Geïnjecteed elektriciteitsproductie	Elektriciteitsproductie
Waarborgsom	Waarborgsom = 70 miljoen	Waarborgsom = 161 miljoen EUR	Waarborgsom = 200 EUR/kW (indicatief 140 miljoen EUR voor 700 MW)	Waarborgsom = 140 miljoen EUR	Het betalen van de jaarlijkse lease fee kan beschouwd worden als een waarborg
Gridconnectie gebouwd door	Netbeheerder	Projectontwikkelaar	Netbeheerder	Netbeheerder	Projectontwikkelaar
Bijzonderheden			Indien er meerdere zero bids zijn, wordt de winnaar voorlopig aangeduid per loting		Toekenning domeinconcessie en ondersteuning zijn 2 aparte processen

## 2. OVERZICHT VAN DE MOGELIJKE PREKWALIFICATIE- EN TOEKENNINGSCRITERIA EN FINANCIËLE TENDEROPTIES

### 2.1. PREKWALIFICATIECRITERIA

60. Prekwalificatiecriteria en boetes zijn twee *design* elementen van een *tender* die gebruikt kunnen worden om een hoge effectiviteit van een tender na te streven volgens *Soysal & Kurgpold*<sup>48</sup>. Onder een hoge effectiviteit wordt een hoge realisatiegraad van projecten verstaan. Deze kan enerzijds gerealiseerd worden door te zorgen voor ernstige biedingen en anderzijds door strategische biedingen, vertragingen en niet-realiseren van een project te vermijden. De verschillende doelstellingen kunnen behaald worden door specifieke prekwalificatiecriteria of boetes toe te passen.

Ernstige biedingen zijn biedingen die de voltooiing van het project technisch en economisch mogelijk maken. Ernstige biedingen zijn dan ook belangrijk voor de realisatiegraad van het project en kunnen bevorderd worden door het opnemen van prekwalificatiecriteria met betrekking tot de ervaring en financiële draagkracht van de ontwikkelaar in een tender. Maar ook boetes voor een laattijdige of niet-realiseren van een project dragen bij tot deze doelstelling, net zoals waarborgsommen.

Strategische biedingen kunnen dan weer vermeden worden door het opleggen van (hoge)boetes bij de niet-realiseren van een project. Vertragingen kunnen vermeden worden door boetes op te leggen bij niet tijdige realisatie. Ervaring van de ontwikkelaar kan ook het risico van vertragingen verminderen.

Daarnaast kunnen deze twee *design* elementen ook secundaire doelstellingen hebben zoals het promoten van bepaalde projectkenmerken, de ontwikkeling van een industrie bevorderen of het zorgen voor lokale verankering. Secundaire doelstellingen kunnen bereikt worden door het opnemen van sociale voorwaarden of clausules in een tender. Deze kunnen variëren van sociale voorwaarden, over arbeidsbepalingen, tot voorwaarden met betrekking tot het milieu. Deze secundaire doelstellingen maken geen deel uit van deze studie en zullen aan bod komen in de studie uitgevoerd door de Adviesraad van de CREG.

61. Prekwalificatiecriteria zijn eisen waaraan het project zelf of de projectontwikkelaar moeten voldoen om in aanmerking te komen voor deelname aan de veiling. De criteria kunnen van technische of financiële aard zijn en kunnen van toepassing zijn op het project zelf of op de ontwikkelaar.

De technische ervaring van de kandidaat-ontwikkelaar van het project is een standaardvoorbeeld van een prekwalificatiecriterium. Vereiste ervaring met soortgelijke projecten kan een manier zijn om het risico van vertraging en niet-voltooiing ten gevolge van een gebrek aan ervaring te verminderen. De vereiste ervaring kan uitgedrukt worden in geïnstalleerde of ontwikkelde capaciteit van een bepaalde technologie of het beschikken over gekwalificeerd personeel die al andere projecten hebben gerealiseerd. In Frankrijk en Denemarken wordt dit criterium gebruikt.

Een criterium van financiële aard is bijvoorbeeld de financiële draagkracht van de kandidaat-ontwikkelaar. Dergelijk criterium kan worden gebruikt om het risico te verminderen dat de winnende inschrijver er niet in slaagt de nodige financiering te vinden of dat de winnende inschrijver in financiële problemen komt, en mogelijk moet overgaan tot het aanvragen van een faillissement voordat het project is gerealiseerd. Het criterium kan uitgewerkt worden als een beperking, bijvoorbeeld door alleen ondernemingen met een minimale kredietwaardigheid of jaaromzet toe te staan om aan de

---

<sup>48</sup> Soysal, E.R & Krugpold, J. (2016). *Pre-qualification and penalties – AURES I project – Policy Memo 2*.

veiling deel te nemen. Het vragen van een waarborgsom is een ander voorbeeld van een financieel prekwalificatiecriterium.

Daarnaast kan het goed gedrag van de kandidaat-ontwikkelaar mee in rekening worden genomen. Bijvoorbeeld de kandidaat moet attesten opleveren met betrekking tot de naleving van de fiscale en sociale wetgeving en reglementeringen<sup>49</sup>.

62. Boetes kunnen opgelegd worden indien het project niet tijdig of niet wordt gerealiseerd. Om de betaling van de boete te garanderen, moet de inschrijver gewoonlijk een zekerheid stellen, in de vorm van bankgaranties of in contanten op een bankrekening. Indien deze zekerheid wordt gevraagd spreekt men eerder over een financieel prekwalificatiecriterium. Boetes kunnen ook uitgewerkt worden als vermindering van de ondersteuningsperiode bij niet tijdige oplevering.

63. Een mogelijk nadeel van te strenge prekwalificatiecriteria en boetes is de beperking van het aantal potentiële bidders en dus vermindering van de concurrentie in de aanbesteding. Bijvoorbeeld te strenge eisen inzake rating of omzet kunnen kleine projectontwikkelaars uitsluiten.

## 2.2. TOEKENNINGSCRITERIA

64. Prekwalificatiecriteria, die onder meer peilen naar de bekwaamheid van de kandidaten of inschrijvers, zijn te onderscheiden van toekenningscriteria (of ook gunningscriteria genoemd), die de intrinsieke waarde van de offerte betreffen. Dit leidt er ook toe dat selectiecriteria niet als gunningscriteria kunnen worden aangewend<sup>50</sup>.

65. Om tot een objectieve vergelijking van de offertes te kunnen komen en dus daadwerkelijke mededinging te verwezenlijken, moet de gunning van de opdracht gebeuren op basis van objectieve criteria die ervoor zorgen dat de beginselen inzake transparantie, non-discriminatie en gelijke behandeling in acht worden genomen. Om dit te verwezenlijken dienen vooraf de toekennings- of gunningscriteria in het bestek of de *tender documentation* te worden toegelicht. Indien er meerdere criteria worden gebruikt, moet het relatieve gewicht van elk criterium ook worden opgenomen.

66. Volgende gunningscriteria worden gebruikt voor de toekenning van de ondersteuning voor offshore windprojecten.

Het meest voorkomende gunningscriterium is prijs. Onder prijs wordt verstaan de laagste steun die gevraagd wordt voor het project. In Duitsland, Denemarken en Groot-Brittannië wordt dit criterium toepast als enige gunningscriterium, dus voor 100 %. In Frankrijk heeft prijs een doorslaggevende rol van 70 %. Daar wordt dit criterium aangevuld met sterkte financieel plan (10 %), impact op milieu (9 %) en optimalisatie ruimtegebruik (11 %).

In Nederland gebeurt de gunning op basis van 6 kwalitatieve criteria in de procedure zonder subsidie. Deze criteria hebben betrekking op:

- de kennis en ervaring van de betrokken partijen;
- de kwaliteit van het ontwerp voor het windpark;
- de capaciteit van het windpark;
- de maatschappelijke kosten;

---

<sup>49</sup> Hier wordt onder verstaan: geen fiscale schulden hebben of alle betalingen voor de sociale zekerheid uitgevoerd hebben.

<sup>50</sup> Af en toe worden referenties of ervaring ook gehanteerd als gunningscriterium, terwijl dit in principe betrekking heeft op de eigenlijke geschiktheid van de kandidaten/inschrijvers en dus kadert in de selectiefase.

- de kwaliteit van de inventarisatie;
- de analyse van de risico's en de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie.

De wijziging van de wet Windenergie op zee voorziet dat via een ministeriële regeling extra gunningscriteria kunnen uitgewerkt en toegevoegd worden. Dit zouden criteria kunnen zijn op het gebied van natuur, aquacultuur, visserij, veiligheid of scheepvaart. Een natuur-inclusief ontwerp van een windpark dat de natuur proactief bevordert en/of daarmee samenhangende waterbouwkundige innovaties of een ontwerp dat meer mogelijkheden biedt voor de scheepvaart zou dan hoger gerangschikt kunnen worden.

## 2.3. FINANCIËLE TENDEROPTIES

67. De richtsnoeren inzake staatssteun bepalen dat ondersteuning voor hernieuwbare energiebronnen enkel kan toegekend worden volgens een concurrerende inschrijvingsprocedure<sup>51</sup> op grond van duidelijke, transparante en niet-discriminerende criteria. Het toekennen van de steun is onder voorwaarde van volgende cumulatief vervulde voorwaarden<sup>52</sup>:

- de steun wordt toegekend als opslag bovenop de marktprijs waartegen de producenten hun elektriciteit rechtstreeks op de markt afzetten;
- begunstigen zijn aan standaardbalanceringsstaken onderworpen, tenzij er geen liquide *intraday* markten bestaan, en
- maatregelen zijn uitgewerkt om te garanderen dat producenten geen prikkel krijgen om elektriciteit te produceren tegen negatieve prijzen.

De ondersteuning zelf kan uitbetaald worden volgens verschillende systemen of financiële tenderopties. De meest voorkomende systemen zijn:

- de variabele prijspremie in de vorm van *1-sided CfD* (van toepassing in Duitsland);
- de variabele prijspremie in de vorm van *2-sided CfD* (van toepassing in het VK, Frankrijk en Denemarken zoals besproken in de studie, maar ook in Spanje en Polen);
- geen ondersteuning (van toepassing in Nederland).

Deze opties worden hierna besproken met hun voor- en nadelen.

### 2.3.1. Berekening van de steun

68. Bij een variabele prijspremie of *1-sided CfD* krijgt de ontwikkelaar van het park het verschil tussen de *strike price* en de elektriciteitsreferentieprijs. Indien de elektriciteitsreferentieprijs hoger is dan de *strike price* krijgt de ontwikkelaar geen ondersteuning, maar betaalt hij ook geen steun terug. Bij een *2-sided CfD* daarentegen zal het windmolenpark, wanneer de elektriciteitsprijs hoger is dan de *strike price*, het verschil terugbetalen. Dit betekent dat bij een *1-sided CfD* de producent een *upside* behoudt indien de referentieprijs hoger is dan de *strike price*.

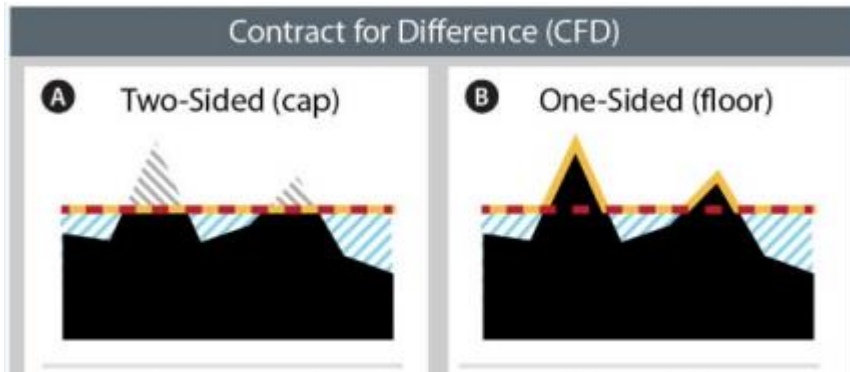
---

<sup>51</sup> §126 van de richtsnoeren

<sup>52</sup> §124 van de richtsnoeren

De volgende figuur geeft het verschil tussen beide opties visueel weer. De inkomsten uit de verkoop van elektriciteit worden weergegeven door de zwarte oppervlakte. De *strike price* wordt weergegeven door de rode-oranje lijn. De blauw gearceerde vlakken geven de betaling van de overheid weer wanneer de elektriciteitsreferentieprijs lager is dan de *strike price*. Wanneer de elektriciteitsprijs hoger is dan de *strike price*, zal de exploitant bij een *2-sided* CfD de steun terugbetalen (grijs gearceerd) terwijl bij een *1-sided* CfD de exploitant een *upside* heeft (de 2 zwarte driehoeken bovenop de *strike price*).

Figuur 2: Visuele voorstelling CfD<sup>53</sup>



We merken echter op dat *1-sided* CfD's ook kunnen leiden tot *zero* subsidies waarbij het niveau van de *strike price* tot nul daalt als gevolg van de sterke concurrentie tussen de bidders. Dit is gebeurd bij de *tendering* procedure in Duitsland in 2017<sup>54</sup> en 2018<sup>55</sup>. Hierdoor worden de winnende projecten in feite blootgesteld aan de schommelingen van de elektriciteitsmarktprijs aangezien zij geen subsidie ontvangen.

69. *Zero subsidy* betekent dat de winnaar geen rechtstreekse financiële subsidie ontvangt. De inkomsten van het project zijn dus volledig blootgesteld aan de marktprijzen.

### 2.3.2. Impact van het gekozen subsidiesysteem op de financiering

70. Kapitaalkosten zijn een van de belangrijkste kostenfactoren voor hernieuwbare energie projecten vanwege hun doorgaans hoge kapitaalintensiteit (grote initiële investering in vergelijking met de operationele kosten). De voorwaarden van de financiering van vreemd vermogen worden grotendeels beïnvloed door het ondersteuningssysteem aangezien die ondersteuning mee de cashflows bepaalt van projecten tijdens hun operationele levensduur.

71. Bij een CfD geeft de garantie van de elektriciteitsprijs de ontwikkelaar een grote mate van zekerheid over de toekomstige inkomsten. Deze zekerheid van inkomsten vermindert het risico voor kredietverstrekkers aanzienlijk. Door de verminderde volatiliteit van de toekomstige inkomsten en het corresponderende lagere risico, kunnen banken een lagere risicopremie op schulden bieden. *Wind Europe* schat dit effect in op 0,2 % - 0,3 %<sup>56</sup> voor een *2-sided* CfD.

<sup>53</sup> [Comparing Offshore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States \(figure 1\)](#)  
[Comparing Offshore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States \(nrel.gov\)](#)

<sup>54</sup> OWP Energy (240 MW ontwikkelaar Orsted), Borkum Riffgrund West 2 (240 MW ontwikkelaar Orsted) en He Dreiht (900 MW ontwikkelaar EnBW)

<sup>55</sup> Borkum Riffgrund West 1 (420 MW ontwikkelaar Orsted)

<sup>56</sup> WindEurope, *Two sided contract for Difference: the best way to finance wind energy*

Daarnaast is ook belangrijk dat banken door de grotere zekerheid over de inkomsten een groter deel van het totale vereiste kapitaal kunnen uitlenen. Een project met een *2-sided* CfD kan tot 80 % van de capaciteit met vreemd vermogen aantrekken. Aangezien de financiering van vreemd vermogen goedkoper is dan financiering met eigen vermogen, heeft dit een positief effect op de totale financieringskost.

72. Afstappen van steunregelingen zoals de CfD verhoogt het risico voor kapitaalverstrekkers. De evolutie van de toekomstige elektriciteitsprijzen zijn onzeker, wat betekent dat de inkomsten uit *offshore* windproductie minder voorspelbaar en minder stabiel zullen zijn in een nul-subsidieomgeving. PwC bevestigt in deze studie <sup>57</sup> dat het risicoprofiel van *offshore* windprojecten zal toenemen in nulsubsidie-omgeving. Investeerders zullen worden blootgesteld aan het risico van schommelende elektriciteitsprijzen. In het algemeen zal dit de kapitaalkosten voor *offshore* windprojecten doen stijgen. Anderzijds kunnen projecten met *zero subsidy* wel bijkomende inkomsten genereren gezien ze in aanmerking komen voor deelname aan capaciteitsvergoedingsmechanismen.

Volgens PwC blijkt uit hun marktbevraging dat de blootstelling aan het prijsrisico als een aanzienlijk risico wordt beschouwd. Indien het risico niet voldoende wordt beperkt, bijvoorbeeld via PPA's, kunnen meerdere partijen afhaken waardoor het beschikbare kapitaal afneemt. Dit is met name het geval voor meer risicomijdende kapitaalverschaffers, zoals banken en pensioenfondsen. Wanneer partijen bereid zijn zich bloot te stellen aan het risico van de handelsprijs, zullen de kapitaalkosten stijgen naarmate de toename van het risico. Dit maakt *offshore* windprojecten duurder. Daarnaast rapporteert PwC dat de geïnterviewde partijen bezorgd waren dat het moeilijk zal zijn om op basis van projectfinanciering<sup>58</sup> kapitaal aan te trekken voor aanbestedingen zonder subsidie. Concreet betekent dit dat alleen projectontwikkelaars met een sterke balans in staat zullen zijn deel te nemen aan aanbestedingen.

### **2.3.3. Impact van het gekozen subsidiesysteem op het aantal kandidaat-tenderaars**

73. Zoals net aangehaald heeft het gekozen subsidiesysteem een impact op de financieringskosten. Een *2-sided* CfD biedt zekerheid van inkomsten voor de ontwikkelaar aangezien er geen of zeer beperkte<sup>59</sup> blootstelling is aan de marktprijzen. Dit is een positief element voor de financiering. In een aanbesteding zonder subsidie hebben bedrijven die zich kunnen financieren via *balance sheet* een voordeel. Door de impact van de gekozen subsidiesysteem op de financieringskosten volgt er ook onrechtstreeks een voordeel uit voor bedrijven (zoals *utilities*) die kunnen beroepen op *balance sheet* financiering in plaats van projectfinanciering.

74. In een aanbesteding zonder subsidie dient het marktrisico afgedekt te worden door een PPA. Voor kleine onafhankelijke spelers is het afsluiten van dergelijke PPA (met een looptijd die liefst overeenkomt met de looptijd van de lening) van uiterst belang voor het krijgen van projectfinanciering. De kans is zeer groot dat zij een lage verkoopprijs voor geproduceerde windenergie krijgen aangezien zij zekerheid zoeken op lange termijn. Deze beperking is er niet voor *utilities* die als verticaal geïntegreerde energiebedrijven naast productie ook een afzetmarkt hebben.

---

<sup>57</sup> [pwc-invest-nl-financing-offshore-wind.pdf](#)

<sup>58</sup> Er wordt een krediet genomen ter financiering van het project, waarbij in eerste instantie de kastromen, die door het project worden gegenereerd, worden aangewend om het krediet terug te betalen. In tegenstelling tot andere vormen van financiering, staat hier de rentabiliteit van het project centraal bij projectfinanciering. (Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaële, S., Handboek Financieel Beheer, Intersentia, 2002, p. 438).

<sup>59</sup> Een beperkt risico blijft nog bestaan door een mogelijk verschil tussen de definitie van marktreferentieprijz in de CfD en de eigenlijke marktprijs die de producent ontvangt voor de verkoop van de elektriciteit.

75. Door te kiezen voor een *zero subsidy* wordt het deelnemersveld beperkt. Tijdens de laatste tendering in Nederland hebben slechts twee kandidaten meegedaan aan de tendering (zie paragraaf 11).

#### **2.3.4. Return voor de maatschappij**

76. Bij een aanbesteding zonder subsidie is er natuurlijk geen kost voor de maatschappij. Maar bij zeer hoge marktprijzen (marktprijzen die hoger zijn dan de LCOE voor *offshore* windenergie) is er evenmin een *return* voor de maatschappij.

77. Bij een *2-sided* CfD is er een kost voor de maatschappij, maar bij hoge marktprijzen is er eveneens een *return*. Een *2-sided* CfD neemt het neerwaartse risico voor de ontwikkelaar weg, zodat deze zekerheid heeft over toekomstige inkomsten. Maar wordt ook de mogelijkheid weggenomen voor ontwikkelaars om uitzonderlijke winsten of *windfall profits* te boeken wanneer de marktprijzen voor elektriciteit hoog zijn.

#### **2.3.5. Voorspelbaarheid van de kosten voor de maatschappij**

78. Ten opzichte van *zero subsidy*, biedt CfD een lagere voorspelbaarheid van de totale subsidiekost, gezien deze mede afhangt van een toekomstige marktreferentieprijis die op voorhand vrij onvoorspelbaar is. Dit nadeel kan worden opgevangen door het invoeren van een maximum totaalbedrag aan subsidies over de looptijd van het contract. Indien dit plafond bereikt wordt vóór afloop van het contract, wordt er geen verdere ondersteuning uitgekeerd.

### **3. AANBEVELINGEN VAN DE CREG**

79. Na analyse van de verzamelde informatie maakt de CREG de volgende aanbevelingen.

#### **3.1. HET ONDERSTEUNINGSSYSTEEM**

80. De CREG kiest voor een *2-sided* CfD als financiële tenderoptie in een concurrerende aanbesteding.

Dit subsidiesysteem biedt zekerheid van inkomsten op lange termijn voor de ontwikkelaar, wat positief is voor de financieringskosten aangezien er geen blootstelling is aan de elektriciteitsmarktprijs. Echter is er ook de zekerheid dat er geen *windfall profits* worden gerealiseerd wanneer de marktprijs hoger is dan de *strike price*, aangezien de ontwikkelaar dit verschil terugbetaalt.

Een *2-sided* CfD zal ook toelaten dat een ruime selectie van kandidaten interesse heeft in de tender: naast *utilities* kunnen ook kleinere onafhankelijke ontwikkelaars deelnemen die aangewezen zijn op project financiering. Bij een scherpe concurrentie bestaat de mogelijkheid dat een *strike price* bekomen wordt die bij momenten mogelijks lager is dan de marktprijs, wat een positieve bijdrage (via de terugbetaling) levert voor de maatschappij.

81. De variabele prijspremie wordt berekend als volgt:

$$\text{Prijspremie} = \text{strike price} - \text{referentieprijis}$$



De verschillende parameters worden als volgt berekend:

- de *strike price* is een vaste prijs zoals geboden door de aanvrager en zal niet geïndexeerd worden;
- de marktreferentieprij wordt berekend voor een periode van 12 maanden als een gemiddelde van de elektriciteit spot prijzen in het voorgaande kalenderjaar, dat loopt van 1 januari tot en met 31 december. Deze marktreferentieprij is dus voor alle parken van de Prinses Elisabethzone dezelfde. In tegenstelling tot de huidige regeling voor de parken Norther, Rentel, Seamade en NW2 wordt er dus voorgesteld om geen individuele correcties per park te doen door de implementatie van een correctiefactor per park<sup>60</sup>;
- de totale subsidie per uur is gelijk aan: prijspremie \* geïnjecteerde energie<sup>61</sup>. De berekening gebeurt op maandelijkse basis. Door te kiezen voor een ondersteuning op basis van de energieproductie (in plaats van capaciteit) heeft de producent de *incentive* om zijn *output* te maximaliseren;
- bij een structureel productieoverschot in reële tijd zou er geen subsidie uitbetaald mogen worden. Daarom beveelt de CREG aan dat, indien het onevenwichtstarief van toepassing op een positief onevenwicht gelijk is aan of lager is dan € -20/MWh, het subsidiebedrag gelijk aan nul wordt. Indien er geen *cap* op het aantal negatieve uren wordt geplaatst, zal de kandidaat-tenderaar dit meenemen in zijn risicoanalyse als kostenverhogend element. Om dit risico te beperken kan overwogen worden een plafond in te voeren voor het aantal uren waarbij deze maatregel geldt, bijvoorbeeld 72 uren. Na de eerste 72 uren met negatieve onevenwichtsprijzen voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan € - 20/MWh wordt de producent wel vergoed op voorwaarde dat hij niet injecteerde

---

<sup>60</sup> In Nota (Z)1880 over “het ondersteuningsmechanisme voor de bouw van offshore windmolenparken na 2020” van 20 december 2018 heeft de CREG reeds deze aanbeveling gedaan in de paragrafen 15-17:

*Voor de bepaling van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten voor de elektriciteitsproductie door domeinconcessiehouders die onder een LCOE-mechanisme ressorteren, dient de CREG de correctiefactor jaarlijks goed te keuren. De CREG heeft vastgesteld dat de aanbestedingsprocedure voor de toekenning van de PPA vaak een right-to-match voor de aandeelhouders bevat. Het integreren van een right-to-match-optie samen met de manier waarop het aanbestedingsproces wordt georganiseerd, lijkt veel potentieel geïnteresseerde partijen te weerhouden om uiteindelijk een offerte in te dienen, waardoor in sommige gevallen quasi enkel de aandeelhouders nog een offerte indienen voor de PPA. Dergelijke werkwijze kan concurrentieverstorend zijn. Dit kan resulteren in een lagere elektriciteitsprijs wat op zijn beurt leidt tot een hogere minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten en dus een hogere kost voor de consument.*

*Verder leidt het feit dat de gecontracteerde elektriciteitsprijs wordt opgenomen in de formule voor de bepaling van de minimumprijs tot een situatie waar de domeinconcessiehouder bij de aanbesteding en contractonderhandeling minder belang hecht aan de prijs en andere criteria zwaarder laten doorwegen. De bepaling van de gewichten die toegekend worden aan de verschillende criteria (waaronder de prijs) kan voor iedere investeerder terecht verschillend zijn.*

*Indien het toekomstige ondersteuningsmechanisme zou voorzien in een correctie voor de elektriciteitsprijs, dan adviseert de CREG om voor deze elektriciteitsprijs een objectief vast te stellen relevante prijs wordt gebruikt, zoals bijvoorbeeld een beursgenoteerde prijs op de spotmarkt. Daarbij adviseert de CREG ook om geen individuele correcties op deze prijs te maken.*

<sup>61</sup> In Nota 1880 over “het ondersteuningsmechanisme voor de bouw van offshore windmolenparken na 2020” van 20 december 2018 heeft de CREG reeds deze aanbeveling gedaan in de paragrafen 13-14:

*In alle regimes voor de offshore ondersteuning die België tot op heden gekend heeft, werden groenestroomcertificaten uitgereikt per netto geproduceerde MWh. Het toekenningspunt van de groenestroomcertificaten situeert zich net vóór de transformator in de gondel van de windmolen. Dit brengt verschillende nadelen met zich mee.*

*Er is een afzonderlijke meting van de nettoproductie per windmolen nodig die minstens afgescheiden en verzegelbaar moet zijn. Bij een onrechtmatige verbreking van de zegels of foutieve meetaansluiting ontstaan telkens discussies over de werkelijke exacte nettoproductie. Soms blijkt een afzonderlijke meting op het toekenningspunt van de groenestroomcertificaten niet mogelijk. Een berekeningsmethode moet dan worden uitgewerkt waarbij er extra controles en verzegelingen dienen te gebeuren op de elementen tussen het meetpunt en het toekenningspunt.*

*Gezien de bestaande domeinconcessiehouders het grootste deel van hun inkomsten halen uit de verkoop van groenestroomcertificaten tegen de minimumprijs, hebben zij maar een beperkte incentive om de elektrische verliezen tussen het toekenningspunt en het aansluitingspunt op het transmissienet te minimaliseren.*

*Indien het toekomstige ondersteuningsmechanisme zou voorzien in een prijs per MWh (al dan niet in de vorm van groenestroomcertificaten), dan adviseert de CREG om deze steun toe te kennen op de in het transmissienet netto-geïnjecteerde energie (zijnde het positieve saldo tussen alle injecties en afnames). Het voordeel hiervan is dat de meting gebeurt door een onafhankelijke derde partij, namelijk de transmissienetbeheerder Elia.*

tijdens deze uren. De CREG merkt op dat dergelijk plafond afwijkt van de *State Aid* regels en bijgevolg vooraf dient afgetoetst te worden met de Europese Commissie.

82. De bidders dienen een hun bod uit te brengen op de *strike price*.

### 3.2. PREKWALIFICATIECRITERIA

83. De bidders die aan de selectie- of prekwalificatiecriteria voldoen, worden als kandidaat bestempeld.

De CREG meent dat deze ontvankelijkheidsvereisten zo ruim en zo duidelijk mogelijk moeten worden afgelijnd. Om een ernstige biedingen te bevorderen zou de CREG volgende prekwalificatiecriteria invoeren:

- aantonen van technische ervaring: de kandidaat-ontwikkelaar heeft al minstens 300 MW aan *offshore* windenergie gerealiseerd;
- aantonen van financiële draagkracht door:
  - een nota van maximaal 15 pagina's waarin minstens volgende elementen worden opgenomen:
    - de ervaring van de personen die de financiering zullen realiseren en de identiteit financiële en juridische adviseurs;
    - indien de aanvraag door een consortium gebeurt: de rol en de beoogde verdeling van de taken, verantwoordelijkheden en risico's tussen de leden voor de uitvoering en het behoud van de financiering tijdens de verschillende fasen van het project;
  - informatie over de solvabiliteit van de aanvrager: De aanvrager moet een solvabiliteitsratio (totaal eigen vermogen / totale activa x 100) hebben van 20 % OF een huidige langetermijnschuld rating van BBB- of hoger (*Standard & Poors* en *Fitch*) en/of Baa3 of hoger (*Moody's*) of een gelijkwaardige actuele *rating* van een ander gerenommeerd internationaal kredietbeoordelingsbureau;
  - een waarborgsom van € 70 miljoen (voor een *offshore* park van 700 MW) die dient betaald te worden of via een bankgarantie dient gesteld te worden.

Daarnaast dient het ingediende dossier volledig te zijn en mag het ingediende bod niet hoger zijn dan het vastgelegd plafond.

Enkel de kandidaten die aan alle ontvankelijkheidsvereisten voldoen, worden gerangschikt op basis van de gunningscriteria.

### 3.3. GUNNINGSCRITERIA

84. De CREG is van mening dat het gebruik van één enkel gunningscriterium criterium veruit te verkiezen valt boven de toepassing van meerdere criteria. Het te gebruiken criterium zou dan ook enkel de *strike price* mogen zijn op voorwaarde dat de algemene voorwaarden de kwaliteit van de bieder kunnen garanderen. De bidders die aan alle ontvankelijkheidsvereisten voldoen, worden dan gerangschikt volgens tenderbedrag waarbij de kandidaat met de laagste *strike price* de domeinconcessie toegewezen krijgt. Deze toewijzing wordt pas definitief als de laureaat binnen een beperkte termijn (2 weken) alle nodige (financiële) waarborgen kan geven. De theoretische

mogelijkheid dat verschillende bidders hetzelfde bedrag aanbieden, mag niet bij voorbaat uitgesloten te worden. In dit geval kan een tweede criterium toegevoegd worden, namelijk de hoogste P50 productie.

85. Volgens de CREG lijkt het nuttig om zich te behoeden tegen onverwachte (te hoge) marktuitskomsten. Het op voorhand invoeren van een cap of plafond voor de biedingen lijkt dan ook aangewezen. Dergelijk plafond wordt ook gebruikt in andere landen met een CfD.

### **3.4. AANDACHTSPUNTEN**

86. Om een zo groot mogelijk aantal kandidaten aan te trekken, meent de CREG dat het aangewezen is om alle relevante documenten voor de tender, inclusief wetgeving, ook in het Engels beschikbaar te stellen.

87. In de brief van de Minister wordt gevraagd een aanbeveling van financiële tenderopties te doen op basis van de doelstelling van het leveren van netondersteunende diensten van de nieuwe productiecapaciteit. De CREG wenst hierbij op te merken dat er geen enkele link is tussen het subsidiesysteem en het leveren van netondersteunende diensten. Een CfD of *zero subsidy* draagt zelf niet bij tot de netondersteunende diensten.

Ondersteunende diensten helpen de netbeheerder om de frequentie en spanning van het transmissienet op een passend niveau te handhaven, congestierisico's te beheersen en het evenwicht tussen productie en verbruik te beheren. Er zijn verschillende soorten netondersteunende diensten. Vandaag bestaat reeds de verplichting voor *offshore* parken tot deelname aan de dienst voor de regeling van de spanning en het reactief vermogen (T&C VSP), *Scheduling & Redispatching* (T&C SA) en *Outage planning* (T&C OPA). Wat betreft *black-start* is er de mogelijkheid tot deelname van *offshore* parken, maar is er geen verplichting. Wind is technisch echter niet interessant voor *black-start*, omdat het niet aan alle criteria beantwoordt.

De ontwikkeling van balanceringsenergiesdiensten wordt gedreven door de balanceringsenergiemarkten en de onbalansmarkten. Het staat elke marktdeelnemer (aanbieder van balanceringsdiensten, BSP) vrij om balanceringsdiensten te ontwikkelen. Er wordt gewerkt aan het faciliteren van de markttoegang van elke marktdeelnemer, met inbegrip van de vraagzijde, opslag, huishoudelijke klanten, etc. Binnen deze ontwikkeling wordt onder andere onderzocht welke toegangsbarrières verminderd kunnen worden, en wanneer Belgische markten gekoppeld kunnen worden aan Europese platformen voor de uitwisseling van balanceringsenergie. Daarnaast wordt de ontwikkeling van balanceringsdiensten ook gedreven door het marktgebaseerde onbalansprijs. Deze prijs wordt aangerekend aan een balanceringsverantwoordelijke (BRP) om deze te stimuleren in evenwicht te blijven of het systeem te helpen om in evenwicht te zijn. Dit is een wettelijke en contractuele verplichting. Een BRP met *offshore* windparken in zijn portefeuille ontvangt/betaalt het onbalansstarief indien zijn onbalans de totale regelzone van Elia compenseert/verergert. Hoe hoger de balanceringsenergieprijzen en onbalansprijzen, hoe meer stimulansen BSPs en BRPs ontvangen om balanceringsdiensten te ontwikkelen, zij het om aan te bieden aan de markt, zij het om via de onbalanspositie de regelzone van Elia te helpen in evenwicht te blijven. Tot slot is Elia minimale technische verplichtingen aan het ontwikkelen met oog op het garanderen van de veiligheid van het systeem in geval van simultane afregeling van de *offshore* windenergieparken.

Op basis van bovenstaande vaststellingen is de CREG van mening dat er geen nieuwe stimuli of regels moeten opgelegd worden in kader van netondersteunende diensten voor de parken van de Prinses Elisabethzone. Er is vandaag reeds de verplichting tot deelname. Daarnaast zijn er voldoende marktgedreven stimuli om balanceringsdiensten te ontwikkelen.

88. Tenslotte wenst de CREG volgende aandachtspunten te melden die mogelijk een nadelig effect hebben op de uitkomst van de tender:

- onzekere timing van de *onshore* aansluiting:

Duidelijkheid over een tijdige *grid* aansluiting is cruciaal voor een goed tenderingresultaat. Indien het risico op een laattijdige aansluiting hoog wordt ingeschat, is dit een kostenverhogend element;

- indien de aansluiting niet 100 % van de tijd gegarandeerd kan worden wegens capaciteitsproblemen, dienen duidelijke *curtailment* voorschriften en vergoedingen uitgewerkt te worden. Zo niet, wordt dit risico meegenomen als kostenverhogend element in de bieding;

- korte bouwfase:

De huidige planning van de tendering voorziet een korte periode van 2,5 jaar tussen het bekendmaken van de winnaar en het in dienst nemen van het park. In deze zeer korte periode is er geen tijd voor de onderhandeling van de contracten zelf. Dit betekent dat potentiële kandidaten al tijdens de voorbereiding van de indiening van hun *bid* de volledige contractnegotiatie dienen te doen. Dit leidt tot hoge administratieve *bid* kosten die niet iedere kandidaat bereid is te betalen;

- te lange tijd tussen indiening offertes en gunning:

De CREG meent dat de tijd tussen de indiening van de offertes en de gunning zo kort mogelijk dient gehouden te worden : hoogstens 3 maand. Een langere periode leidt tot bijkomende onzekerheden voor de projectontwikkelaars inzake de evolutie van de kosten (bv. grondstofprijzen, financieringskosten, levering en aanneming), en dit risico zal zich weerspiegelen in een hogere biedprijs;

- zeer hoge densiteit (MW/km<sup>2</sup>) van de Prinses Elisabethzone:

Met een capaciteit van 2,1 GW aan *offshore* windenergie is de densiteit van de Prinses Elisabethzone 7,4 MW/km<sup>2</sup><sup>62</sup>. Er wordt momenteel onderzocht of de *offshore* windcapaciteit kan toenemen (*vertrouwelijk*). (*vertrouwelijk*). (*vertrouwelijk*).

In studie (F)1568<sup>63</sup> heeft de CREG het tenderresultaat van Borssele omgezet naar Belgische omstandigheden. In deze studie heeft de CREG vastgesteld dat een belangrijk verschil tussen de Belgische parken van de eerste *offshore* zone en Nederlandse *offshore* parken de dichtheid was. 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 (6MW/km<sup>2</sup>). 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. Dit heeft een impact op de LCOE. Door de CREG werd deze impact ingeschat op +/- € 5/MWh, maar de sector zelf schatte dit hoger in (+/- € 14/MWh).

Met een capaciteit van 2,1 GW is de densiteit in de Prinses Elisabethzone (7,4 MW/km<sup>2</sup>) (*vertrouwelijk*) dan in de eerste Belgische *offshore* zone (12,9 MW/km<sup>2</sup>). Deze densiteit is

---

<sup>62</sup> = 2.100 MW/285km<sup>2</sup>

<sup>63</sup> Studie (F)1568 van 19 december 2016 over de analyse van ondersteuning van offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie

iets hoger dan de, door ECN<sup>64</sup> vastgestelde, optimale dichtheid van 4,66 MW/km<sup>2</sup> voor 10 MW windturbines en 5,06 MW/km<sup>2</sup> voor 15 MW windturbines.

Indien de capaciteit (en dus de dichtheid) wordt verhoogd (*vertrouwelijk*) wijkt men (*vertrouwelijk*) af (*vertrouwelijk*) en heeft dit een (*vertrouwelijk*) effect op de LCOE van de *offshore* parken in de Prinses Elisabethzone.

## 4. CONCLUSIE

Op vraag van de minister van Energie heeft de CREG de concurrerende inschrijvingsprocedure voor *offshore* wind onderzocht in Nederland, Denemarken, Frankrijk, Duitsland en het VK. De CREG stelt vast dat alle landen, uitgezonderd Nederland, gebruik maken van een variabele prijspremie of CfD als financiële tenderoptie. Denemarken, Frankrijk en het VK maken gebruik van een *2-sided* CfD, terwijl Duitsland de *1-sided* CfD toepast. In Nederland wordt de domeinconcessie toegekend in de procedure zonder subsidie.

Alle onderzochte landen gebruiken prequalificatiecriteria om de financiële draagkracht en de technische capaciteit van de kandidaten te toetsen. De gunning zelf gebeurt in Denemarken, Duitsland en het VK op basis van één criterium, prijs. In Frankrijk heeft prijs een doorslaggevende rol (70 %), naast financiële robuustheid van het project (10 %), impact op milieu (9 %) en optimalisatie ruimtegebruik (11 %). In Nederland gebeurt de gunning op basis van 6 kwalitatieve criteria.

In Nederland, Denemarken en het VK wordt geen subsidie voor *offshore* windenergie uitbetaald tijdens uren met negatieve prijzen. In Duitsland wordt er geen vergoeding betaald voor de periode waarin de prijzen negatief zijn wanneer de marktprijzen op de spotmarkt gedurende ten minste 4 uur negatief zijn. In Frankrijk wordt er geen ondersteuning uitbetaald tijdens de 40 eerste uren met negatieve spotprijzen.

In alle landen wordt gewerkt met boetes of waarborgsommen om de tijdige realisatie van de *offshore* parken te bewerkstellen.

Na analyse maakt de CREG volgende aanbevelingen voor de concurrerende inschrijvingsprocedure voor de tendering van de Prinses Elisabethzone:

- de CREG verkiest een *2-sided* CfD als financiële tenderoptie;
- de variabele prijspremie wordt berekend als volgt:  $\text{prijspremie} = \text{strike price} - \text{referentieprijs}$

waarbij :

- de *strike price* is een vaste prijs zoals geboden door de aanvrager en wordt niet geïndexeerd;
- de marktreferentieprijs wordt berekend voor een periode van 12 maanden als een gemiddelde van de elektriciteit spotprijzen in het voorgaande kalenderjaar, dat loopt van 1 januari tot en met 31 december;

---

<sup>64</sup> *Optimal wind farm power density analysis for future offshore wind farms, ECN cost model evaluation for large wind farms (ECN-E-18-025).*

- de prijspremie wordt toegekend op basis van de geïnjecteerde energie;
  - het subsidiebedrag gelijk is aan nul indien het onevenwichtstarief van toepassing op een positief onevenwicht gelijk is aan of lager is dan € -20/MWh. Om het risico te beperken kan een plafond ingevoerd worden voor het aantal uren waarbij deze maatregel geldt, bijvoorbeeld 72 uren. Na de eerste 72 uren met negatieve onevenwichtsprijzen voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan € -20/MWh wordt de producent wel vergoed op voorwaarde dat hij niet injecteerde tijdens deze uren;
- als gunningscriteria verkiest de CREG de prijs: de kandidaat die de laagste *strike price* biedt, wint de *tender* en krijgt dus de domeinconcessie;
- om ernstige biedingen te bevorderen, beveelt de CREG enkele selectie- of prekwificatiecriteria aan om de technische capaciteit en financiële draagkracht te toetsen:
- aantonen van technische ervaring: de kandidaat-ontwikkelaar (of één of meerdere leden bij een consortium) heeft al minstens 300 MW aan *offshore* windenergie gerealiseerd;
  - aantonen van financiële draagkracht door een nota op te leveren waarin de ervaring inzake financiering wordt toegelicht, beschikken over de nodige solvabiliteit en een waarborgsom van € 70 miljoen opleggen.

Ten slotte merkt de CREG op dat volgende elementen mogelijk een nadelig effect hebben op de uitkomst van de *tender*: de onzekerheid over de aansluiting (*timing* en eventuele *curtailment*), een korte bouwfase en een zeer hoge dichtheid van de Prinses Elisabethzone.

\*\*\*

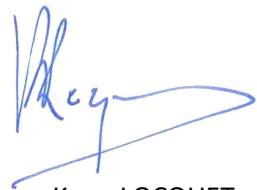
Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Laurent JACQUET  
Directeur



Andreas TIREZ  
Directeur



Koen LOCQUET  
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité