

Aangepast voorstel

(C)2498/2

23 mei 2023

Aangepast voorstel van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een *offshore* domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het *Modular Offshore Grid*

Artikel 7, § 1, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijke versie van 28 maart 2024

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. WETTELIJK KADER.....	4
2. ANTECEDENTEN.....	5
3. PRINCIPES VOOR DE INVOERING VAN DE <i>2-SIDED CFD</i>	7
4. BESPREKING VAN DE PRINCIPES.....	9
4.1. Algemeen.....	9
4.2. Principe A : Groenestroomcertificaten kunnen een Negatieve waarde hebben	9
4.3. Principe B : Indexeringsmechanisme.....	11
4.4. Principe C: Herziening van de voorschotregeling.....	12
4.5. Principe D: Beperkte verlenging van de ondersteuningsperiode.....	12
4.6. Principe F: Uren met negatieve marktprijzen	12
4.7. Principe I: Vrijstelling van de overwinstbelasting	12
5. TOELICHTING BIJ HET VOORSTEL VAN KONINKLIJK BESLUIT.....	12
6. VOORSTEL.....	15
BIJLAGE 1	16
BIJLAGE 2	22

INLEIDING

De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) formuleert hierna, op vraag van de minister van Energie, een voorstel van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een *offshore* domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het *Modular Offshore Grid* (hierna : het voorstel van koninklijk besluit). Dit voorstel heeft betrekking op de invoering van een *2-sided Contract-for-Difference* (hierna: *2-sided CfD*).

Op 30 november 2022 heeft de CREG een brief van de minister van Energie ontvangen waarin zij het volgende stelt:

“De hoge volatiliteit op de elektriciteitsmarkt zorgt voor ongeziene negatieve effecten en uitzonderlijk hoge prijzen voor elektriciteit en gas. Deze hoge prijzen hebben zware sociale en economische gevolgen voor onze burgers, zelfstandigen, KMO’s en bedrijven. Anderzijds realiseren sommige energiebedrijven exuberante winsten, overwinsten.

Deze exuberante winsten zullen onderworpen worden aan een overwinstbelasting, dewelke ook van toepassing zal zijn voor wind op zee. Specifiek voor deze sector wens ik over te gaan naar een lange termijnoplossing teneinde op structurele wijze te vermijden dat er overwinsten in de sector gemaakt worden.

Zoals in verschillende gesprekken reeds werd besproken tussen uw medewerkers, de medewerkers van mijn kabinet en de sector, is mijn wens om voor de huidige LCOE parken over te gaan tot een 2-sided Contract for Difference. Ik bezorg u in bijlage de basisprincipes die deel moeten uitmaken van dit 2-sided CfD. ”

Op basis van de principes toegevoegd als bijlage bij de brief van 30 november 2020 formuleerde de CREG op 26 januari 2023 een voorstel van koninklijk besluit (voorstel (C)2498).

Op uitdrukkelijke vraag van het kabinet van de minister van Energie, werd dit voorstel van koninklijk besluit onafhankelijk geformuleerd van de voorstellen (C)2463 en (C)2463/2 van respectievelijk 20 oktober en 24 november 2022, die een wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 voorstellen. De voorgestelde wijzigingen in deze voorstellen worden verondersteld reeds vertaald te zijn naar een koninklijk besluit en worden dus niet hernomen in het voorstel (C)2498.

Op 17 mei 2023 heeft de CREG een brief van de minister van Energie ontvangen waarin zij vraagt het voorstel (C)2498 aan te passen op enkele punten (zie randnummer 14).

Onderhavig aangepast voorstel werd door het directiecomité van de CREG goedgekeurd via een schriftelijke procedure op 23 mei 2023.

1. WETTELIJK KADER

1. In navolging van haar wijziging door de programmawet van 27 december 2021 bepaalt artikel 7, § 1 van de elektriciteitswet het volgende:

“Bij een besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, op voorstel van de commissie, kan de Koning maatregelen van marktorganisatie vaststellen, waaronder de instelling van een door de commissie beheerd systeem voor de toekenning van garanties van oorsprong en van groenestroomcertificaten voor elektriciteit geproduceerd overeenkomstig artikel 6, evenals het opleggen van een verplichting aan de netbeheerder om groenestroomcertificaten afgeleverd door de commissie en de gewestelijke overheden en regulatoren aan te kopen tegen een minimumprijs en te verkopen, teneinde de afzet op de markt te verzekeren, tegen een minimumprijs, van elektriciteit geproduceerd met aanwending van hernieuwbare energiebronnen

De opdracht waarmee de netbeheerder krachtens het eerste lid belast wordt, maakt een openbare dienstverplichting uit waarvan de nettolasten gefinancierd worden overeenkomstig de nadere regels bepaald in artikel 21quinquies.

[...]

Bij een besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, op voorstel van de commissie, bepaalt de Koning de berekeningsmethode van de kost voortvloeiend uit de maatregelen, bedoeld in het eerste lid, voor ieder exploitatiejaar. Voornoemde kost wordt vastgesteld overeenkomstig de volgende procedure:

1° uiterlijk op 1 november van ieder jaar verricht de commissie een raming van de kost per maand van de maatregelen bedoeld in het eerste lid met betrekking tot het volgende exploitatiejaar. Daartoe bezorgt de netbeheerder een verslag met de relevante gegevens aan de commissie uiterlijk op 31 augustus;

2° uiterlijk op 15 april van ieder jaar stelt de commissie een bedrag van regularisatie met betrekking tot het voorgaande exploitatiejaar op grond van de werkelijke kost die tijdens dat voorgaande exploitatiejaar is voortgevloeid uit de maatregelen, bedoeld in het eerste lid vast. Daartoe bezorgt de netbeheerder een verslag met de relevante gegevens aan de commissie uiterlijk op 15 februari. Indien er een saldo wordt vastgesteld, dan wordt de regularisatie met de Federale Staat uitgevoerd uiterlijk op 1 juli van het jaar waarin de regularisatie werd bepaald;

3° de commissie houdt een inventaris bij met een overzicht per jaar van de geraamde en de werkelijke kost van de maatregelen, bedoeld in het eerste lid.

De Federale Staat, de netbeheerder en de commissie sluiten een protocol teneinde de nadere regels vast te leggen van de maandelijks ter beschikkingstelling van de middelen, bedoeld in het tweede lid, met het oog op de voldoening van de verplichting, bedoeld in het eerste lid, alsook teneinde alle gerelateerde en overige rechten en verplichtingen van de contractpartijen nader te bepalen. De financieringsregels beschreven in voornoemde protocol stellen de netbeheerder in staat om tijdig over de bij deze wet bepaalde noodzakelijke middelen te beschikken, met als doel de nettokost voortvloeiend uit de maatregelen, bedoeld in het eerste lid, tijdig te betalen en voorfinanciering van deze nettokost in hoofde van de netbeheerder te vermijden.”

2. Artikel 7, § 1, van de elektriciteitswet werd uitgevoerd door het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een *offshore* domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het *Modular Offshore Grid* (hierna : het koninklijk besluit van 16 juli 2002).

3. Artikel 23, § 2, vierde lid van de elektriciteitswet bepaalt:

“Het directiecomité [van de CREG] overhandigt zijn adviezen en voorstellen aan de minister binnen veertig kalenderdagen na ontvangst van het verzoek, behalve wanneer de minister een langere termijn bepaalt. [...]”.

2. ANTECEDENTEN

4. Op 19 september 2022 heeft de CREG een brief gekregen van de minister van Energie met de vraag voor een analyse van het volumerisico van de *PPA-offtakers* en een eventueel voorstel tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 uit te werken.

5. Na diverse meetings tussen de CREG en de domeinconcessiehouders en *PPA-offtakers*, keurde het directiecomité van de CREG op 20 oktober 2022 het voorstel (C)2463 van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een offshore domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het *Modular Offshore Grid*.

6. Op 11 oktober 2022 ontving de CREG een brief van de Minister bevoegd voor energie met de vraag om voor de huidige LCOE parken over te gaan naar een *2-sided CfD*.

7. Gezien de vele verschillende mogelijke modaliteiten om een *2-sided CfD* in te voeren heeft de CREG op 20 oktober 2022 een aantal vragen gesteld met betrekking tot de reikwijdte van de nodige aanpassingen.

8. Op 20 oktober 2022 keurde het directiecomité van de CREG het voorstel (C)2463 goed. Dit voorstel bevat de wijziging van de elektriciteitsreferentieprijis.

9. Op 18 november 2022 heeft de CREG per e-mail een vraag tot wijziging van het voorstel (C)2463 ontvangen van het kabinet Energie met betrekking tot volgende punten:

- de timing van de bepaling van de maandelijkse voorschotten;
- het gebruiken van de elektriciteitsreferentieprijis voor de bepaling maandelijkse voorschotten in geval spotprijzen;
- het gebruik van ERP en correctiefactor voor de bepaling van het bijkomend grijs voorschot;
- de maandelijkse afrekening van het verschil tussen de veronderstelde waarde en de reële waarde van de GSCs, ook tijdens de eerste 5 jaar.

Tenslotte heeft het kabinet Energie eveneens gevraagd op 21 november 2022 om een overgangsbepaling toe te voegen in het voorstel van koninklijk besluit.

10. Op 24 november 2022 keurde het directiecomité van de CREG het aangepaste voorstel (C)2463/2 goed.

11. Op 30 november 2022 heeft de CREG een brief van de minister van Energie ontvangen, als reactie op de vraag van de CREG van 20 oktober 2022, waarbij gevraagd werd het *2-sided CfD* te implementeren op basis van een aantal principes.

12. Op 24 januari 2023 heeft de CREG per e-mail een aanvulling op het principe van de betalingsverplichting ontvangen van het kabinet Energie. Er wordt aan de CREG gevraagd om het principe *“aan te vullen met een voorwaarde dat de inkomsten vanuit de PPA werkelijk ontvangen moeten zijn door de windparken om tot een betaling over te gaan en dat zij gehouden zijn via een inspanningsverbintenis om er alles aan te doen om deze inkomsten werkelijk te ontvangen. Het moet met andere woorden duidelijk zijn dat hier enkel in zeer uitzonderlijke omstandigheden kan van afgeweken worden en dat de verantwoordelijkheid bij de parken ligt om achter deze inkomsten aan te gaan, om vervolgens de betaling aan de overheid mogelijk te maken.”*

13. Voorstel (C)2498 van koninklijk besluit tot *wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een offshore domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het Modular Offshore Grid* werd door het directiecomité van de CREG aangenomen tijdens zijn vergadering van 26 januari 2023.

14. Op 17 mei 2023 heeft de CREG een brief van de minister van Energie ontvangen, waarin zij toelichting geeft bij de aanmelding van de wijzigingen van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 bij de Europese Commissie in kader van Staatssteun en volgend verzoek formuleert:

“Voorafgaand aan het doorvoeren van deze wijzigingen werden gesprekken gestart met de Europese Commissie, waarop diensten van de Europese Commissie het standpunt hebben uiteengezet dat er geen aanmelding zoals bedoeld in artikel 108, lid 3 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie nodig was, mist het uitvoeren van twee minimale wijzigingen.

In het licht van deze vraag van de Europese Commissie wens ik de CREG te verzoeken mij een aangepast voorstel te bezorgen en hierin volgende wijzigingen te verwerken:

- 1. De partiële indexering van de LCOE (30%) voor de projecten Rentel en Norther zal worden toegepast voor zover de stijging van de index groter is dan gemiddeld **2,19%** per jaar.*
- 2. De verlenging van de ondersteuningsperiode, voor de projecten Rentel en Norther, met het tekort aan productie tijdens de eerste 19 jaren van de ondersteuningsperiode ten opzichte van een verwachte productie van **3617** (niet 3750) vollasturen met een maximum van 2 jaar.”*

15. De CREG neemt akte van het standpunt van de Europese Commissie en heeft geen inhoudelijke bezwaren tegen deze aanpassingen. Zij zullen immers leiden tot een vermindering van de ondersteuning, wat een positief effect is voor de Belgische Staat. Bijgevolg past de CREG haar voorstel (C)2498 aan op deze 2 punten en brengt zij volgende correcties aan:

- in artikel 4 van bijlage I is “2 %” vervangen door “2,19 %”;
- in artikel 7 van bijlage I wordt “3750” vervangen door “3617”;
- in de bespreking van de artikels in hoofdstuk 5 zijn deze correcties ook aangebracht.

3. PRINCIPES VOOR DE INVOERING VAN DE 2-SIDED CFD

16. Als bijlage bij de brief van 30 november 2022 heeft de minister van Energie de principes voor de invoering van de 2-sided CfD toegevoegd. De principes die een direct effect hebben op het voorstel van de CREG worden hieronder hernomen. De volledige brief wordt toegevoegd in bijlage 2 aan dit voorstel.

Principes met directe impact op het voorstel :

“A/ Groenestroomcertificaten die worden uitgekeerd in het kader van de overheidssteun aan de betreffende LCOE-windparken, kunnen voortaan een negatieve waarde hebben. Deze zullen aan een terugbetalingsverplichting onderworpen zijn, binnen 60 dagen na het einde van de maand binnen dewelke ze werden toegekend door de commissie.

De terugbetalingsverplichting geldt voor het deel van de inkomsten boven de LCOE + kabeltoeslag (KT) + 20 €/MWh. De marge van 20 €/MWh wordt toegekend om de parken in staat te stellen een gunstig investeringsklimaat te blijven behouden en aan onvoorziene en risico's het hoofd te kunnen blijven bieden.

Groenestroomcertificaten waarvoor de productie plaatsvindt op momenten van negatieve marktprijzen worden uitgesloten van de terugbetalingsverplichting, zoals beschreven onder artikel 14 §1 quinquies/1 van het KB van 16 juli 2002.

B/ De LCOE en de kabeltoeslag worden voor het eerst op het moment van de invoering van het 2sCfD en daarna jaarlijks op 1 januari gedeeltelijk geïndexeerd volgens onderstaande formule. Deze formule betekent dat 70% van de LCOE en kabeltoeslag vast is en niet geïndexeerd wordt. 30%, wat overeenkomt met het aandeel van de exploitatiekosten binnen de kostenstructuur van de parken, wordt wel geïndexeerd, enkel voor zover de stijging van de index groter is dan gemiddeld 2% per jaar. Een indexering van 2% per jaar is immers de lange termijn voorspelling van de evolutie van de index en is tevens de indexering waarmee de windparken hebben rekening gehouden bij het opmaken van hun initiële business case. Uit de economische projecties voor België in het voorjaar 2022¹ concludeert de nationale bank dat de inflatie geleidelijk zou afnemen en vanaf de herfst van 2023 weer onder 2 % uitkomen, al is de onzekerheid groter dan gebruikelijk.

De 20 €/MWh die bovenop de LCOE en kabeltoeslag niet onder de terugbetalingsverplichting valt (zie punt A), wordt niet geïndexeerd.

$$LCOE_{x+1} = LCOE_{FC} \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_x}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,x}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

$$KT_{x+1} = KT_{FC} \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_x}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,x}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

Waar:

- I. $LCOE_{x+1}$ de LCOE van toepassing vanaf de datum van invoering van het 2sCfD / 1 januari van het jaar $x+1$] betekent
- II. KT_{x+1} de kabeltoeslag van toepassing vanaf de datum van invoering van het 2sCfD / 1 januari van het jaar $x+1$] betekent
- III. $LCOE_{FC}$ de basis LCOE zoals bepaald in het KB betekent
- IV. KT_{FC} de basis kabeltoeslag zoals bepaald in de CREG beslissing betekent

¹ <https://www.nbb.be/nl/artikels/economische-projecties-voor-belgie-voorjaar-2022>

V. CPI_x de consumenten prijsindex op einde van het jaar x betekent

VI. $CPI_{Ref,x}$ de referentie consumenten prijsindex betekent, die berekend wordt als volgt:

$$CPI_{Ref,x} = CPI_{FC} \times (1 + 2\%)^{\frac{(m-FC)}{12}}$$

Waar:

VII. CPI_{FC} de consumentenprijsindex op moment van first financial close betekent

VIII. $m-FC$ het aantal maanden tussen first financial close en de maand december van het jaar x

C/ Het systeem van voorschotten wordt grondig geëvalueerd en sterk vereenvoudigd. Binnen de eerste 5 jaar van de ondersteuningsperiode, voor iedere maand waar de veronderstelde waarde van groenestroomcertificaten gelijk of kleiner dan nul is of waar de betrokken parken er vrijwillig voor kiezen om geen voorschotten meer te factureren voor de groenestroomcertificaten (bv. wanneer de veronderstelde prijs van een GSC zeer laag maar toch nog positief zou zijn) worden er geen voorschotten op de prijs van de groenestroomcertificaten meer toegekend en wordt de veronderstelde elektriciteitsproductie van 20500 vollasturen zoals bedoeld onder artikel 14 §1 octies verminderd met 1/12 van 4100 vollasturen.

Bij de afrekening betreffende het volume gaat men dus de werkelijke productie in de eerste 5 jaar vergelijken met de veronderstelde productie op momenten dat de parken effectief voorschotten hebben gefactureerd voor groenestroomcertificaten.

Daarnaast worden de bijkomende voorschotten zesmaandelijks bepaald en uitbetaald obv een veronderstelde productie van 2050 vollasturen per half jaar, en op basis van een elektriciteitsreferentieprijis * (1-correctiefactor) die gelijk is aan maximaal de LCOE verhoogd met de kabeltoeslag.

Het is mogelijk dat op basis van de evaluatie nog bijkomende aanpassingen en vereenvoudigingen nodig blijken. Na de eerste vijf jaar van de ondersteuningsperiode wordt de werking via voorschotten stopgezet.

D/ Aangezien gelijktijdig met de energiecrisis werd vastgesteld dat er in het jaar 2021 en de eerste drie kwartalen van 2022 een zeer lage productie van door de markt vergoede volumes is geweest en dit de negatieve gevolgen van de energiecrisis op de sector wind op zee bijkomend vergroot, wordt de periode waarop het 2-sided CfD prijsstabiliseringsmechanisme van toepassing is éénmalig verlengd voor:

in het geval van Rentel en Norther : het tekort aan productie tijdens de eerste 19 jaar van de ondersteuningsperiode tov een verwachte productie van 3750 vollasturen per jaar met een maximum van 2 jaar;

in het geval van SeaMade en Northwester 2: een periode van 2 jaar, zonder dat het reeds vastgelegde maximumvolume van 63.000 vollasturen overschreden mag worden.

Het totale volume waarvoor de LCOE van toepassing is wordt hiermee niet uitgebreid.

(...)

F/ In geval van negatieve marktprijzen zal er een vergoeding op basis van mogelijke productie (Available Active Power) worden toegekend in plaats van op basis van effectieve elektriciteitsproductie. Onder deze regeling worden de volumes die een windpark effectief heeft geproduceerd, evenals de volumes die een windpark had kunnen produceren, maar niet heeft geproduceerd omwille van een reactie op marktprijssignalen (negatieve marktprijzen), vergoed aan de minimumprijs. Dit wordt gedaan door de minimumprijs te betalen op de "available active power", zijnde het volume dat een windpark technisch had

kunnen produceren, rekening houdend met de wind en de beschikbaarheid van het park. Deze werkwijze zal in voege treden niet later dan 01/01/2024 en zal niet gelden voor de eerste 72 uren van negatieve marktprijzen per jaar. Dit risico is immers door de huidige LCOE-parken reeds meegenomen in hun business plannen en in de berekening van de LCOE.

(...)

I/ Van zodra deze 2-sided CfD van toepassing is, zullen de parken logischerwijze niet meer vallen onder de regeling voor de overwinsten. Het 2-sided CfD systeem zal ingaan de eerste maand volgend op de goedkeuring van de Europese Commissie in het kader van staatssteun.“

4. BESPREKING VAN DE PRINCIPES

4.1. ALGEMEEN

17. De CREG meent dat in de huidige context, een herziening van het ondersteuningsmechanisme en een evolutie naar een *2-sided CfD* zeker als positief kan bestempeld worden. In de brief van de Minister worden diverse principes voorgesteld. In deze sectie wordt de visie van de CREG toegelicht op verschillende aspecten.

4.2. PRINCIPE A : GROENESTROOMCERTIFICATEN KUNNEN EEN NEGATIEVE WAARDE HEBBEN

18. Het eerste principe, beschreven onder randnummer 11 principe A, houdt in dat groenestroomcertificaten een negatieve waarde kunnen hebben.

Hiertoe zijn de groenestroomcertificaten aan een betalingsverplichting² onderworpen die geldt voor het deel van de inkomsten boven de LCOE + kabeltoeslag (KT) + € 20/MWh. De marge van € 20/MWh wordt volgens de gestelde principes *“toegekend om de parken in staat te stellen een gunstig investeringsklimaat te blijven behouden en aan onvoorziene en risico’s het hoofd te kunnen blijven bieden”*. De betalingsverplichting dient voldaan te worden binnen de 60 dagen na het einde van de maand binnen dewelke ze toegekend worden door de CREG.

19. De CREG meent dat het principe toelaat om overwinsten te vermijden of af te romen en dus een positieve evolutie is. Met betrekking tot de modaliteiten heeft de CREG toch een aantal opmerkingen.

- De CREG stelt zich de vraag waarom een extra marge gegeven wordt van € 20/MWh bovenop de LCOE vermeerderd met de kabeltoeslag. De LCOE en kabeltoeslag werden immers vastgelegd op een niveau dat toelaat een voldoende *return on equity* te genereren. De motivering in de nota *“om de parken in staat te stellen een gunstig investeringsklimaat te blijven behouden en aan onvoorziene en risico’s het hoofd te kunnen blijven bieden”*, kan de CREG niet volgen. Voor wat betreft de betrokken *offshore* parken zijn de investeringen reeds gerealiseerd. Het is onwaarschijnlijk dat de betrokken windmolenparken de verkregen *“extra marge”* zouden aanwenden om in de toekomst

² In het voorstel wordt de term *“betalingsverplichting”* gebruikt in plaats van de term *“terugbetalingsverplichting”* (zoals opgenomen in de brief van de Minister) aangezien de *offshore* parken een bedrag betalen aan de overheid en niet *“een bedrag terugbetalen aan de overheid wat eerder ontvangen is”*.

een lagere bieding in te dienen voor de toekomstige domeinconcessies. Zelfs indien deze intentie zou bestaan bij de huidige domeinconcessiehouders, is het niet waarschijnlijk dat de vennootschappen in dezelfde aandeelhoudersstructuur ook zullen meedingen voor de toekomstige domeinconcessies. Het tweede element, namelijk de domeinconcessiehouders in staat stellen om aan *“onvoorziene en risico’s het hoofd te kunnen blijven bieden”*, roept eveneens vragen op bij de CREG. De LCOE en kabeltoeslag werden bepaald op basis van de eigen windvoorspellingen van parkontwikkelaars en met een gemiddelde gewogen kapitaalkost (WACC) die rekening hield met verschillende risico’s (zowel de pre-constructie fase, als tijdens de bouw van het windmolenpark alsook de operationele risico’s). De CREG ziet niet in welke bijkomende onvoorziene elementen en risico’s gedekt dienen te worden, die niet gekend waren bij de vaststelling van de LCOE en de kabeltoeslag. Bovendien vreest de CREG dat indien er in de toekomst bijkomende (of een toename van bestaande) risico’s ontstaan (door bijvoorbeeld een wijziging in het regelgevend kader), er geen enkele garantie geboden wordt dat er dan niet opnieuw een herziening zal gevraagd worden van de minimumwaarde van de groenestroomcertificaten. Het is volgens de CREG onnodig om een extra marge van € 20/MWh toe te kennen bovenop de LCOE en kabeltoeslag, om een *“gunstig investeringskader te creëren”*, en minstens voorbarig om een dergelijke marge toe te kennen op onvoorziene risico’s die niet werden meegenomen bij de berekening van de LCOE en de kabeltoeslag en die zich momenteel nog niet stellen. De CREG kan deze extra-marge, die niet onderworpen is aan de betalingsverplichting, niet steunen. Het toekennen van deze extra marge is voor de CREG echter een politieke keuze en dus integreert de CREG dit principe integraal in voorliggend voorstel.

- Wat betreft het tijdstip waarop de betalingstermijn begint te lopen, stelt de brief van 30 november 2022 dat dit overeenkomt met het tijdstip van toekenning van de desbetreffende groenestroomcertificaten door de CREG. De CREG merkt op dat groenestroomcertificaten niet automatisch worden toegekend, maar pas worden toegekend nadat deze groenestroomcertificaten werden aangevraagd door de domeinconcessiehouder en na verificatie door de CREG. Daarbij dient opgemerkt te worden dat er evenwel geen verplichting in hoofde van de domeinconcessiehouders bestaat om groenestroomcertificaten aan te vragen. Het is dus niet ondenkbaar dat de domeinconcessiehouder de bedoelde betalingsverplichting ontloopt door geen groenestroomcertificaten aan te vragen voor de maand waarin grote overwinsten worden gerealiseerd. Het invoeren van een verplichting om groenestroomcertificaten aan te vragen, lijkt op het eerste zicht een oplossing te bieden, maar lijkt moeilijk sanctioneerbaar. Bovendien wordt hierdoor aan de domeinconcessiehouders de mogelijkheid ontnomen om afstand te doen van de ondersteuning, wat een vereiste is om productiecapaciteit te kunnen prekwalficeren in het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme.
- Met betrekking tot de extra voorwaarde die de CREG ontvangen heeft op 24 januari 2023, namelijk dat *“de inkomsten vanuit de PPA werkelijk ontvangen moeten zijn door de windparken om tot een betaling over te gaan en dat zij gehouden zijn via een inspanningsverbintenis om er alles aan te doen om deze inkomsten werkelijk te ontvangen. Het moet met andere duidelijk zijn dat hier enkel in zeer uitzonderlijke omstandigheden kan van afgeweken worden en dat de verantwoordelijkheid bij de parken ligt om achter deze inkomsten aan te gaan, om vervolgens de betaling aan de overheid mogelijk te maken.”*, merkt de CREG op dat deze inspanningsverbintenis zeer relatief is als de PPA-offtaker en de domeinconcessiehouder dezelfde aandeelhouder hebben. Bijgevolg beschouwt de CREG dit als een politieke keuze.

20. Rekening houdend met bovenstaande bedenkingen, stelt de CREG het volgende voor:
- de betalingsverplichting geldt voor het deel van de inkomsten boven de $LCOE + KT + \text{€ } 20/\text{MWh}$ (de marge van $\text{€ } 20/\text{MWh}$ wordt overeenkomstig het voorstel van de Minister behouden);
 - de data van de domeinconcessiehouder, nodig voor de berekening van het aantal toe te kennen groenestroomcertificaten, wordt in de maand volgend op de productiemaand verplicht overgemaakt aan de CREG (onafhankelijk of de domeinconcessiehouder al dan niet groenestroomcertificaten aanvraagt bij de CREG);
 - groenestroomcertificaten met een negatieve waarde lager dan $\text{€ } -20/\text{MWh}$ worden door de CREG uitgereikt aan de domeinconcessiehouder, waardoor de betalingsverplichting in hoofde van de domeinconcessiehouder ontstaat. Een overzicht van deze certificaten wordt eveneens overgemaakt aan de netbeheerder.
 - De betaling gebeurt aan de netbeheerder binnen de 60 dagen na de uitreiking van de groenestroomcertificaten met een waarde lager dan $\text{€ } 20/\text{MWh}$ op voorwaarde dat de inkomsten werkelijk ontvangen zijn.

4.3. PRINCIPE B : INDEXERINGSMECHANISME

21. In de brief van 30 november 2022 wordt als principe de gedeeltelijke indexering van de LCOE en de kabeltoeslag voorgesteld vanaf de invoering van het *2-sided CfD* en nadien jaarlijks op 1 januari. De gedeeltelijke indexering houdt in dat 30 % van de LCOE en van de kabeltoeslag wordt geïndexeerd. Bovendien wordt rekening gehouden met het feit dat de berekening van de LCOE en kabeltoeslag reeds rekening hield met een jaarlijkse stijging van de operationele kosten met 2 % / jaar. De gedeeltelijke indexering heeft dus enkel effect bij een stijging van de consumentenprijsindex boven de 2 %.

De voorgestelde formules zijn :

$$LCOE_{x+1} = LCOE_{FC} \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_x}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,x}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

$$KT_{x+1} = KT_{FC} \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_x}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,x}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

22. De CREG meent dat een indexering te verantwoorden is, gezien de onverwacht hoge inflatiecijfers die we momenteel kennen. De CREG heeft echter wel volgende twee opmerkingen.

23. De CREG meent dat indien een gedeeltelijke indexering wordt toegepast, deze indexering evenwichtig dient te gebeuren. In de voorgestelde formules kan de LCOE of kabeltoeslag nooit dalen ten gevolge van een daling van de consumentenprijsindex. Gezien een daling van de consumentenprijsindex ten opzichte van de consumptieprijsindex bij de *financial close*, onwaarschijnlijk is op de geveiseerde termijn, lijkt het de CREG beter om te kiezen voor een evenwichtige indexering, waardoor bovendien de formule eenvoudiger wordt. De functie $\max(0; \dots)$ mag dan geschrapt worden. De CREG beschouwt de asymmetrische indexering, zoals voorgesteld in de brief 30 november 2022 van de Minister, als een politieke beslissing en dus wordt dit principe opgenomen in huidig voorstel.

24. De CREG heeft bovendien ernstige twijfels met betrekking tot de wettelijke basis om de kabeltoeslag, waarvan de bepaling gedefinieerd is in de wet, gedeeltelijk te indexeren door middel van een koninklijk besluit. De CREG wenst geen voorstel uit te brengen dat de legaliteitstoetsing door de Raad van State niet kan doorstaan.

4.4. PRINCIPE C: HERZIENING VAN DE VOORSCHOTREGELING

25. De CREG heeft geen opmerkingen op de voorgestelde aanpassingen.

4.5. PRINCIPE D: BEPERKTE VERLENGING VAN DE ONDERSTEUNINGSPERIODE

26. De CREG meent dat de verlenging van de ondersteuningsperiode met maximum twee jaar, een garantie vormt om ondanks minder dan verwachte windopbrengsten, toch tot de vooropgestelde *Return on equity* te komen (hoewel de risicopremie die werd gehanteerd bij de berekening van de WACC, reeds een vermindering van de inkomsten ten gevolge van minder wind had moeten integreren). De CREG meent dat deze maatregel aanvaardbaar is ter compensatie van eventuele negatieve gevolgen van de invoering van een *2-sided CfD*.

4.6. PRINCIPE F: UREN MET NEGATIEVE MARKTPRIJZEN

27. De CREG heeft geen opmerkingen op de voorgestelde aanpassingen.

4.7. PRINCIPE I: VRIJSTELLING VAN DE OVERWINSTBELASTING

28. Vanaf de maand volgend op de goedkeuring van het nieuwe mechanisme door de Europese Commissie in het kader van staatssteun, zullen de betrokken parken niet meer vallen onder de regeling voor de overwinsten. De CREG heeft hier geen opmerkingen bij.

5. TOELICHTING BIJ HET VOORSTEL VAN KONINKLIJK BESLUIT

29. Artikel 1 van het voorstel van koninklijk besluit wijzigt enkele definities in artikel 1 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002. Zo wordt gedefinieerd dat de elektriciteitsreferentieprijns minimaal € 0/MWh dient te zijn om te vermijden dat de minimumprijs hoger is dan de LCOE. Daarnaast wordt een foute benaming rechtgezet in de definitie van onevenwichtstarief van toepassing op een positief onevenwicht. Ten slotte wordt in de ex-ante en ex-post rapportering van de netbeheerder de betalingsverplichting toegevoegd die door dit voorstel van koninklijk besluit wordt ingevoerd.

30. Artikelen 2 en 3 van het voorstel van koninklijk besluit brengen enkele wijzigingen aan in artikelen 10 en 11 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002. Zoals toegelicht in paragraaf 15 dienen de domeinconcessiehouders verplicht de data over te maken aan de CREG zodat deze de groenestroomcertificaten en de eventuele betalingsverplichting kan berekenen. Indien een betalingsverplichting van toepassing is, brengt de CREG eveneens de netbeheerder op de hoogte.

31. Artikel 4 van het voorstel van koninklijk besluit voert de indexering van de LCOE in, zoals toegelicht in randnummers 14-15, voor de parken met een *financial close* tussen 1 mei 2016 en 30 juni 2018 (zijnde Norther en Rentel). De CREG merkt op dat de kabeltoeslag gedefinieerd wordt in de elektriciteitswet in tegenstelling tot de LCOE. Een indexering van de kabeltoeslag is niet mogelijk zonder aanpassing van de Elektriciteitswet. Daarom voert artikel 4 enkel de indexering van de LCOE in op basis van de formules en de parameters toegelicht in de brief van 30 november 2022. Tenslotte bepaalt dit artikel eveneens dat de correctiefactor vastgesteld per domeinconcessie niet hoger mag zijn dan 100 %.

32. Artikel 5 brengt dezelfde wijzigingen aan als artikel 4, maar nu voor de domeinconcessies met een *financial close* na 1 juli 2018, in artikel 14, §1, 1^oquater van het koninklijk besluit van 16 juli 2002.

33. Artikel 6 voegt twee nieuwe leden toe aan artikel 14, § 1 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002.

Op vraag van de Minister van Energie word het risico op certificaten met 0-waarde tijdens negatieve uren beperkt tot 72 uren (zie randnummer 11 principe F). De CREG stelt voor om niet de *cap* in artikel 14, § 1 *quiennes* aan te passen aangezien dit de kost van het afregelen beïnvloedt en dus marktversturend werkt. In de plaats hiervan stelt de CREG een verhoging van de minimumprijs voor, ter compensatie van de *lost revenues* ten gevolge de negatieve uren boven de 72 uren in die maand. Deze oplossing zorgt er voor dat er voor dat *offshore* wind wordt afgeregeld aan marktconforme prijzen, maar dat het *offshore* park wordt ingedekt voor het risico op negatieve uren hoger dan 72 uren.

Het tweede nieuwe lid dat ingevoerd wordt door artikel 6 heeft betrekking op invoering van de betalingsverplichting, indien de minimumprijs lager is dan € -20/MWh, zoals toegelicht in randnummer 11 principe A.

34. Artikel 7 van het voorstel van het koninklijk besluit brengt enkele wijzigingen aan in artikel 14, § 1, 3^{de} lid (nu 5^{de} lid). Deze wijzigingen hebben betrekking op de verlenging van de ondersteuningsperiode met:

- voor Rentel en Norther: het tekort aan productie tijdens de eerste 19 jaar van de ondersteuningsperiode ten opzichte van een verwachte productie van 3.617 vollasturen met een maximum van 2 jaar;
- voor Seastar, Northwester 2 en Mermaid: een periode van 2 jaar, zonder dat het vastgelegde maximumvolume van 63.000 vollasturen wordt overschreden. Hierdoor wordt de einddatum ook vastgelegd op 31 december 2039 (in plaats van 2037).

Deze wijzigingen voeren de implementatie in van principe D uit randnummer 11.

35. De aankoopverplichting van groenestroomcertificaten wordt vastgelegd in aan aankoopcontract tussen de netbeheerder en de domeinconcessiehouder. Artikel 8 van het voorstel bepaalt dat dit contract de LCOE van *financial close* vermeld alsook de betalingsverplichting dient opgenomen te worden in dit contract.

36. Artikel 9 van het voorstel brengt een verduidelijking aan in artikel 14, § 1^{ter}/1, 2^{de} lid zodat de referentie naar de te volgen procedure voor de berekening van de correctiefactor duidelijk is.

37. In artikel 10 van het voorstel worden de wijzigingen aan de voorschotregeling aangebracht conform de principes uiteengezet in randnummer 11, principe D. De voorschotregeling is enkel van toepassing tijdens de eerste 5 exploitatiejaren. Daarnaast wordt bepaald dat het bijkomend voorschot per half jaar wordt berekend en uitbetaald. Het volume van het bijkomend voorschot wordt uitbetaald aan de elektriciteitsreferentieprijis gecorrigeerd voor de correctiefactor. Indien deze hoger is dan de LCOE, wordt het volume uitbetaald aan de LCOE teneinde overwinsten te vermijden.

38. Artikel 14, § 1^{octies} van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 bepaalt de procedure voor de volume- en prijsafrekening. Artikel 11 van het voorstel van koninklijk besluit vervangt dit artikel volledig op basis van principe C uit randnummer 11. Aangezien de voorschotregeling stopt na het vijfde exploitatiejaar is er dus geen volume- en prijsafrekening meer per jaar vanaf het zesde exploitatiejaar. Tijdens de eerste 5 exploitatiejaren berekent de CREG de werkelijke minimumprijs voor de exploitatiemaand (na afloop van de desbetreffende maand) en legt zij het bedrag van de tussentijdse afrekening vast. Na afloop van het vijfde exploitatiejaar is er één volume-afrekening en één resterende prijsafrekening. Bij de volume-afrekening gaat men de werkelijke productie in de eerste vijf jaar vergelijken met de veronderstelde productie op momenten dat de parken effectief voorschotten hebben gekregen voor groenestroomcertificaten.

39. Artikelen 12-16 van het voorstel van koninklijk besluit wijzigen artikelen 14^{quinquiesdecies}, 14^{septiesdecies}, 14^{vicies} en 14^{viciescemel} van het koninklijk besluit van 16 juli 2002. Deze artikelen bepalen de vergoeding die betaald dient te worden aan de domeinconcessiehouders bij de buitendienststelling van het *Modular Offshore Grid*. Artikelen 12-16 van het voorstel brengen wijzigingen aan zodat deze artikelen in lijn zijn met de andere wijzigingen aangebracht in het voorstel van koninklijk besluit zoals;

- vervanging van de term LCOE door LCOE_y in artikelen 14^{quinquiesdecies}, 14^{septiesdecies} en 14^{viciescemel} van het koninklijk besluit van 16 juli 2002;
- aanpassing van de referenties naar leden in artikelen 14^{septiesdecies} en 14^{vicies} van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 ten gevolge eerdere correcties in het voorstel van koninklijk besluit;
- schrapping of aanpassing van enkele passages die verwijzen naar de voorschotregeling vanaf jaar 6 of de afrekening vanaf jaar 6 (die nu geschrapt worden) in artikel 14^{vicies}.

40. Artikel 17 van het voorstel van koninklijk besluit bepaalt dat het koninklijk besluit in werking treedt na publicatie in het Belgisch Staatsblad.

6. VOORSTEL

Het directiecomité neem het voorstel aan van koninklijk besluit, dat als bijlage wordt toegevoegd.

////

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

Sigrid JOURDAIN
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

Arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid
PHILIPPE, Roi des Belges,
A tous, présents et à venir, Salut.
Vu la Constitution, l'article 108 ;
Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article 7, §§ 1 ^{er} et 2, modifié par la loi-programme du 27 décembre 2021 ;
Vu la proposition [...] du [date] de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz ;
Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le [date] ;
Vu l'accord du Secrétaire d'Etat au Budget, donné le [date] ;
Vu l'analyse d'impact [...]
Vu l'avis xxxxx/x du Conseil d'Etat, donné le [date], en application de l'article 84, § 1 ^{er} , alinéa 1 ^{er} , 2 ^o , des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ;
Sur la proposition de la Ministre de l'Energie et de l'avis des ministres qui en ont délibéré en Conseil,
Nous avons arrêté et arrêtons :
Article 1^{er}. Dans l'article 1 ^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les modifications suivantes sont apportées :
1 ^o dans le 11 ^o , les mots « et ne pouvant être inférieure à 0 euros/MWh » sont insérés entre les mots « exprimée en EUR/MWh » et les mots « , des cotations horaires » ;
2 ^o dans le 12 ^o , les mots « responsable d'accès » sont chaque fois remplacés par les mots « responsable d'équilibre » ;
3 ^o dans les 15 ^o et 16 ^o , les mots « ou à l'obligation de paiement visée à l'article 14, § 1 ^{er} , alinéa 4, » sont insérés entre les mots « certificats verts » et les mots « pour l'exercice ».
Art. 2. Dans l'article 10 du même arrêté, la phrase suivante est insérée entre la première et la deuxième phrase :
« Cette décision détermine, pour chaque installation, la date à partir de laquelle cette installation peut bénéficier de certificats verts. ».
Art. 3. Dans l'article 11, alinéa 1 ^{er} , du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :
1 ^o la phrase suivante est insérée au début de l'alinéa :
« Le titulaire de la concession domaniale soumet chaque mois à la commission les données de production du mois précédent. » ;
2 ^o la première phrase, devenue la deuxième phrase, est complétée par les mots « conformément à l'article 10 » ;
3 ^o l'alinéa est complété par la phrase suivante :
« Si le titulaire de la concession domaniale est tenu d'effectuer un paiement au gestionnaire du réseau en application de l'article 14, § 1 ^{er} , alinéa 4, la commission en informe le gestionnaire du réseau. ».
Art. 4. Dans l'article 14, § 1 ^{er} , alinéa 2, 1 ^o ter, du même arrêté, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les modifications suivantes sont apportées :
1 ^o l'acronyme « LCOE » est remplacé par l'acronyme « LCOE _y » ;
2 ^o le premier tiret est remplacé par ce qui suit :

« - LCOE_y est le LCOE applicable lors de l'année y, notifié au plus tard le 15 janvier de l'année y par la commission à chaque titulaire d'une concession domaniale concerné, et est égal à :
où :

$$LCOE_y = LCOE_{FC} \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_{y-1}}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,y-1}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

a) LCOE_{FC} est le LCOE déterminé lors du financial close, et est égal à :

- 129,80 euros/MWh pour les installations faisant l'objet d'une concession domaniale attribuée à la SA Rentel, pour la première fois par arrêté ministériel du 4 juin 2009, tel que déterminé par la commission dans sa décision (B)160719-CDC-1541 du 19 juillet 2016;

- 124,00 euros/MWh pour les installations faisant l'objet d'une concession domaniale attribuée à la SA Norther, pour la première fois par arrêté ministériel du 5 octobre 2009, tel que déterminé par la commission dans sa décision (B)160901-CDC-1550 du 1^{er} septembre 2016;

b) CPI_{y-1} est l'indice des prix à la consommation du mois de décembre de l'année y-1 ;

c) CPI_{FC} est l'indice des prix à la consommation à la fin du mois au cours duquel est intervenu le financial close ;

d) CPI_{Ref,y-1} est l'indice de référence des prix à la consommation pour l'année y-1, calculé comme suit :

$$CPI_{Ref,y-1} = CPI_{FC} \times (1 + 2,19\%)^{\frac{(m-FC)}{12}}$$

où m-FC représente le nombre de mois écoulés entre le mois au cours duquel est intervenu le financial close et le dernier mois de l'année y-1 ; » ;

3° le deuxième tiret est complété par les mots « , et ne peut être supérieur à 100 % ».

Art. 5. Dans l'article 14, § 1^{er}, alinéa 2, 1^oquater, du même arrêté, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les modifications suivantes sont apportées :

1° les mots « et dont le montant ne peut en tout état de cause être négatif » sont abrogés ;

2° l'acronyme « LCOE » est remplacé par l'acronyme « LCOE_y » ;

3° le premier tiret est remplacé par ce qui suit :

« - LCOE_y est le LCOE applicable lors de l'année y, notifié au plus tard le 15 janvier de l'année y par la commission à chaque titulaire d'une concession domaniale, et est égal à :

$$LCOE_y = 79 \times \times [[70]\% + [30]\% \times \left(1 + \max\left(0; \frac{CPI_{y-1}}{CPI_{FC}} - \frac{CPI_{Ref,y-1}}{CPI_{FC}}\right)\right)]$$

où :

a) CPI_{y-1} est l'indice des prix à la consommation du mois de décembre de l'année y-1 ;

b) CPI_{FC} est l'indice des prix à la consommation à la fin du mois au cours duquel est intervenu le financial close ;

c) CPI_{Ref,y-1} est l'indice de référence des prix à la consommation pour l'année y-1, calculé comme suit :

$$CPI_{Ref,y-1} = CPI_{FC} \times (1 + 2\%)^{\frac{(m-FC)}{12}}$$

où m-FC représente le nombre de mois écoulés entre le mois au cours duquel est intervenu le financial close et le dernier mois de l'année y-1 ; »

4° le deuxième tiret est complété par les mots « , et ne peut être supérieur à 100 % ».

Art. 6. Dans l'article 14, § 1^{er}, du même arrêté, deux alinéas rédigés comme suit sont insérés entre les alinéas 2 et 3 :

« Pour les installations visées à l'alinéa 2, 1^oter et 1^oquater, le prix minimal applicable pour un mois donné est augmenté d'un montant correspondant au maximum entre (i) zéro et (ii) la production disponible des installations aux périodes de ce mois où le prix minimal est fixé à 0 euro conformément au paragraphe 1^{er}quinquies/1 (en omettant toutefois la production disponible pendant les 288 premiers quarts d'heure visés au paragraphe 1^{er}quinquies/1 au sein de la même année civile) multipliée par le prix minimal tel que défini à l'alinéa 2, et divisée par la production du mois correspondant aux périodes où le prix minimal n'est pas fixé à 0 euro conformément au paragraphe 1^{er}quinquies/1. Au sens du présent alinéa, la production disponible

s'entend du volume total d'électricité que les installations auraient pu techniquement produire pendant les périodes où le prix minimal est fixé à 0 euro conformément au paragraphe 1^{er}quinquies/1 compte tenu de leur disponibilité et des conditions de vent observées pendant ces périodes.

Si le prix minimal, tel que défini à l'alinéa 2, comprenant le cas échéant les augmentations visées à l'alinéa 3 et au paragraphe 1^{er}quater, est inférieur à -[20] EUR/MWh, le titulaire de la concession domaniale concerné est tenu de verser au gestionnaire du réseau un montant égal à la valeur absolue de la différence entre le prix minimal, le cas échéant majoré, et -[20] EUR/MWh. Le titulaire de la concession domaniale verse ce montant dans les soixante jours suivant la fin du mois au cours duquel les certificats verts concernés ont été octroyés par la commission. Si l'acheteur de l'électricité produite ne se conforme pas à ses obligations contractuelles, le titulaire de la concession domaniale met tout en œuvre pour obtenir les paiements dus et verse le montant précité dans les trente jours après que l'acheteur d'électricité a honoré son obligation d'achat relative à l'électricité produite en lien avec les certificats verts qui font l'objet d'une obligation de paiement. L'obligation de paiement visée par le présent alinéa prend fin à la même date que l'obligation d'achat des certificats verts, telle que déterminée à l'alinéa 5. L'obligation de paiement visée au présent alinéa ne s'applique pas aux certificats verts dont le prix minimal est fixé à 0 euro en application du paragraphe 1^{er}quinquies/1. »

Art. 7. Dans l'article 14, § 1^{er}, alinéa 3 devenu l'alinéa 5, du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° le 2° est complété comme suit :

« , prolongés le cas échéant de la période nécessaire pour combler un éventuel déficit de production par rapport à une production attendue de 3 617 heures par an à pleine puissance au cours de la période de dix-neuf ans précitée, sans que cette prolongation ne puisse excéder deux ans » ;

2° dans le 3°, les mots « dix-sept » sont remplacés par les mots « dix-neuf », les mots « cette mise en service, sans préjudice des cas de force majeure et de circonstances imprévisibles décrits ci-après » sont remplacés par les mots « la mise en service de la dernière installation, sans pouvoir excéder le volume maximal défini au paragraphe 1^{er}bis », et les mots « 31 décembre 2037 » sont remplacés par les mots « 31 décembre 2039 ».

Art. 8. Dans l'article 14, § 1^{er}, alinéa 4, devenu l'alinéa 6, du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° les mots « au moment du financial close » sont insérés entre les mots « fait expressément mention du LCOE applicable » et les mots « et ce contrat détaille » ;

2° les mots « l'obligation de paiement visée à l'alinéa 4, » sont insérés entre les mots « prix minimal des certificats verts, son paiement, » et les mots « le prépaiement mensuel ».

Art. 9. Dans l'article 14, § 1^{er}ter/1, alinéa 2, du même arrêté, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les mots « la procédure définie aux alinéas précédents » sont remplacés par les mots « la procédure définie à l'alinéa 1^{er} ».

Art. 10. Dans l'article 14, § 1^{er}septies, du même arrêté, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les modifications suivantes sont apportées :

1° à l'alinéa 1^{er}, les mots « , pendant les cinq premières années suivant la mise en service de chaque installation, » sont insérés entre les mots « l'obligation d'achat à charge du gestionnaire du réseau fait » et les mots « l'objet d'un système d'avances » ;

2° l'alinéa 3 est remplacé par ce qui suit :

« Le montant de l'avance mensuelle est établi sur la base d'une production d'électricité annuelle présumée de l'installation représentant 4100 heures à pleine puissance. Si, pour un mois donné, le montant de l'avance mensuelle est nul ou négatif, aucune avance n'est due pour ce mois. Si, au cours des cinq premières années d'exploitation, la production réelle de l'installation constatée par la commission pour un semestre donné est inférieure à 2050 heures à pleine puissance, le gestionnaire du réseau verse pour ce semestre une avance complémentaire égale à la somme,

pour chaque mois d'exploitation de ce semestre, du résultat de la formule suivante : (4100 heures à pleine puissance/12 * MW - production réelle au cours du mois d'exploitation) * le plus faible des montants suivants (i) le prix de référence de l'électricité applicable pour le mois d'exploitation * (1-facteur de correction applicable pour le mois d'exploitation) et (ii) le LCOE_y tel que défini au paragraphe 1^{er}, alinéa 2, augmenté du montant visé au paragraphe 1^{er}quater. L'avance complémentaire est versée au titulaire de la concession domaniale au plus tard trois mois suivant l'expiration du semestre d'exploitation considéré. » ;

3° l'alinéa 4 est abrogé ;

4° dans l'alinéa 5, devenu l'alinéa 4, les mots « chaque année » sont remplacés par les mots « chaque mois ».

Art. 11. Dans l'article 14 du même arrêté, le paragraphe 1^{er}octies est remplacé par ce qui suit :

« § 1^{er}octies. Après chaque mois d'exploitation, la commission calcule le prix minimal réel pour ce mois d'exploitation.

Sur la base de la différence entre le prix minimal appliqué dans le cadre des avances conformément au paragraphe 1^{er}septies, alinéa 4, et le montant le plus élevé entre (i) zéro et (ii) le prix minimal réel, la commission calcule, au plus tard [trente] jours après chaque mois d'exploitation, le montant du règlement intermédiaire relatif au prix et calcule le montant du règlement financier à verser, selon le cas, au titulaire de la concession domaniale ou au gestionnaire du réseau. Ce règlement financier intervient au plus tard trente jours suivant la notification de la commission.

A l'issue de la cinquième année d'exploitation de la dernière installation ayant été mise en service, un décompte relatif au volume et un décompte résiduel relatif au prix sont établis, pour toutes les installations comprises dans la concession domaniale. Le décompte relatif au volume compare la production d'électricité présumée de l'ensemble des installations comprises dans la concession domaniale, correspondant à 20500 heures à pleine puissance, le cas échéant réduite de 1/12 de 4100 heures à pleine puissance pour chaque mois pour lequel la somme de l'avance visée au paragraphe 1^{er}septies, alinéa 3, et du montant du règlement provisoire concernant le prix visé à l'alinéa 1^{er} est égale à zéro, avec la production réelle de l'ensemble des installations au cours des cinq premières années d'exploitation. Le décompte résiduel relatif au prix compare le prix minimal appliqué dans le cadre des avances conformément au paragraphe 1^{er}septies, alinéa 4, ou zéro si aucune avance n'a été versée, et le montant le plus élevé entre (i) zéro et (ii) le prix minimal réel attribué aux certificats verts octroyés au cours des cinq premières années d'exploitation de l'ensemble des installations comprises dans la concession domaniale, tenant compte également des paragraphes 1^{er}, alinéa 3, 1^{er}quater et 1^{er}quinquies/1 et des montants déjà réglés conformément à l'alinéa 1^{er} ; le cas échéant, il comptabilise également les avances complémentaires versées au titulaire de la concession en application du paragraphe 1^{er}septies, alinéa 3. Ces décomptes font l'objet d'un rapport adressé par la commission au titulaire de la concession domaniale au plus tard six mois suivant l'expiration de la cinquième année d'exploitation de la dernière installation ayant été mise en service. Si le décompte relatif au volume fait apparaître que, pendant les cinq premières années d'exploitation, l'ensemble des installations comprises dans la concession domaniale a engendré une production réelle inférieure à la production d'électricité présumée, le cas échéant diminuée conformément au présent alinéa, la commission détermine, dans le rapport visé ci-avant, le nombre de certificats verts, dont le cas échéant les certificats verts qui font l'objet d'une obligation de paiement, conformément au paragraphe 1^{er}, alinéa 4, que le titulaire de la concession domaniale doit remettre au gestionnaire du réseau, au plus tard le dernier jour du troisième mois suivant l'expiration de la période de soutien de la dernière installation ayant été mise en service, et correspondant à un volume d'électricité égal à la différence entre la production d'électricité présumée, le cas échéant diminuée conformément au présent alinéa, et la production réelle déterminée conformément au présent alinéa. Par dérogation au paragraphe 1^{er}, alinéa 2, 1^{er} quater, et sans préjudice de l'obligation de paiement applicable au titulaire de la concession

domaniale conformément au paragraphe 1^{er}, alinéa 4, le prix minimal d'achat de ces certificats verts est ramené à 0 euro. A défaut pour le titulaire de la concession domaniale d'avoir présenté, à l'échéance un nombre suffisant de certificats verts, le titulaire de la concession domaniale verse au gestionnaire du réseau un règlement financier correspondant au nombre de certificats verts manquants multiplié par 79,00 euros. La commission fixe, le cas échéant, au plus tard le dernier jour du troisième mois suivant l'expiration de la période de soutien, le montant du règlement financier à verser au gestionnaire du réseau. Ce règlement intervient au plus tard trente jours après sa notification par la commission au titulaire de la concession domaniale et au gestionnaire du réseau. Sur la base du décompte relatif au prix, le rapport de la commission visé ci-avant détermine également, le cas échéant, le montant du règlement financier à verser par le titulaire de la concession domaniale au gestionnaire du réseau au plus tard le dernier jour du neuvième mois suivant l'expiration de la période de soutien de la dernière installation comprise dans la concession domaniale ayant été mise en service. ».

Art. 12. Dans l'article 14*quinquiesdecies*, § 1^{er}, du même arrêté, inséré par l'arrêté du 11 février 2019, les modifications suivantes sont apportées :

1° à l'alinéa 2, les mots « LCOE, tel que défini par ou en vertu de » sont remplacés par les mots « LCOE_y tel que visé à l'article » ;

2° à l'alinéa 3, le mot « LCOE » est remplacé par les mots « LCOE_y tel que visé à l'article ».

Art. 13. Dans l'article 14*septiesdecies*, § 1^{er}, du même arrêté, inséré par l'arrêté du 11 février 2019, les modifications suivantes sont apportées :

1° au paragraphe 1^{er}, l'alinéa 2, les mots « alinéa 3 » sont remplacés par les mots « alinéa 5 », et les mots « « LCOE, tel que défini par ou en vertu de » sont remplacés par les mots « LCOE_y tel que visé à l'article 14, § 1^{er}, » ;

2° au paragraphe 1^{er}, alinéa 3, les mots « alinéa 3 » sont remplacés par les mots « alinéa 5 », et l'alinéa est complété par les mots « , le cas échéant adapté conformément à l'article 14, § 1^{er}*ter*/1 » ;

3° au paragraphe 1^{er}, alinéa 4, le mot « LCOE » est remplacé par les mots « LCOE_y tel que visé à l'article 14, § 1^{er}, » ;

4° au paragraphe 2, alinéa 2, les mots « alinéa 1^{er}, 1° » sont remplacés par les mots « alinéa 1^{er} », et les mots « le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif est égal ou inférieur à moins 20 euros/MWh et dont sont retranchées les périodes pendant lesquelles, au cours de cette même année civile, la limitation de l'indemnisation est induite par application de l'alinéa 1^{er}, 2° » sont remplacés par les mots « les hypothèses visées à l'alinéa 1^{er}, 1° et 2° se produisent ».

Art. 14. A l'article 14*noviesdecies*, alinéa 3, du même arrêté, inséré par l'arrêté du 11 février 2019, les mots « la fin de l'année d'exploitation » sont remplacés par les mots « la fin du semestre d'exploitation ».

Art. 15. Dans l'article 14*vicies* du même arrêté, inséré par l'arrêté du 11 février 2019, les modifications suivantes sont apportées :

1° au paragraphe 2, alinéa 2, les mots « mais la commission déduit du montant de l'indemnisation due, le cas échéant, le prix minimal des certificats verts qui n'ont pas pu être octroyés pour le volume d'électricité n'ayant pas pu être injecté du fait de l'indisponibilité » sont abrogés ;

2° au paragraphe 2, alinéa 3, les mots « article 14, § 1^{er}, alinéa 3, 3° » sont remplacés par les mots « article 14, § 1^{er}, alinéa 5, 3° » ;

3° au paragraphe 3, alinéa 1^{er}, les 2° et 3° sont abrogés ;

4° au paragraphe 3, alinéa 1^{er}, 4°, le mot « unique » est abrogé et les mots « du décompte unique relatif au prix » sont remplacés par les mots « du décompte résiduel relatif au prix » ;

5° au paragraphe 2, alinéa 2, les mots « alinéas 1^{er} et 3 » sont remplacés par les mots « alinéa 3 ».

Art. 16. A l'article 14*viciesmessel* du même arrêté, inséré par l'arrêté du 11 février 2019, les mots « LCOE, tel que défini par ou en vertu de » sont remplacés par les mots « LCOE_y tel que visé à l'article ».

Art. 17. Le présent arrêté entre en vigueur le jour de sa publication au Moniteur belge.

Art. 18. La ministre est chargée de l'exécution du présent arrêté.

[Donné à Bruxelles, le ...]

BIJLAGE 2

[VERTROUWELIJK]