

Décision

(B)2131

8 octobre 2020

Décision modifiant la décision (B)2094 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel

Article 14, § 1^{er}*ter*/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid*

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. BASE LEGALE	3
2. ANTECEDENTS	5
2.1. Généralités	5
2.2. Consultation	6
3. MODIFICATION DU CHAPITRE 3.3 (DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION) DE LA DECISION (B)2094	6
4. DECISION	7

INTRODUCTION

En vertu de l'article 14, § 1^{er}ter/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid*, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) examine ci-après s'il existe une différence entre le prix de vente contracté pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel et un prix nominal moyen égal à 90 % du prix de l'électricité. Sur la base de son examen, la CREG définit le facteur de correction de la concession domaniale en question pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 8 octobre 2020.

1. BASE LEGALE

1. L'article 14, § 1^{er}, deuxième alinéa, 1^o ter de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 est libellé comme suit :

« Le gestionnaire du réseau, dans le cadre de sa mission de service public, a [sic] l'obligation d'acheter au producteur d'électricité verte qui en fait la demande, les certificats verts octroyés en vertu du présent arrêté ainsi que des décrets et ordonnance électricité, à un prix minimal fixé, selon la technologie de production, à :

[...]

1^oter pour l'énergie éolienne offshore produite par des installations faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 de la loi, dont le financial close intervient à partir du 1^{er} mai 2016, un prix minimal déterminé sur la base de la formule suivante :

prix minimal = LCOE - [(prix de référence de l'électricité x (1-facteur de correction) + la valeur des garanties d'origine) x (1-facteur de pertes de réseau)],

où :

- sans préjudice au § 1erquater, le LCOE est égal à :

a) 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;

b) 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 1er septembre 2016;

c) un montant à déterminer par arrêté motivé du ministre pris sur proposition de la commission, pour les installations faisant l'objet d'une concession domaniale, non visées au a) et b), et qui n'ont pas encore réalisé leur financial close à la date d'entrée en vigueur de l'arrêté du 9 février 2017 modifiant 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. La proposition de la commission, formulée après concertation du titulaire de la concession domaniale concerné, est motivée et tient compte de la nécessité d'éviter toute

sursubsidiation et de l'intérêt du consommateur final; elle est transmise au ministre dans un délai compatible avec la date annoncée du financial close de ce titulaire. Le ministre prend sa décision dans un délai de vingt jours à dater de la réception de la proposition de la commission;

- sans préjudice de la possibilité conformément au § 1^{er}ter/1 de fixer le facteur de correction par concession domaniale, le facteur de correction est égal à 0,10;

- la valeur des garanties d'origine correspond au prix de vente actuel obtenu par le titulaire de la concession domaniale pour les garanties d'origine qui sont délivrées en échange de l'électricité injectée;

- le facteur des pertes de réseau est calculé chaque mois par la commission, pour chaque concession, sur la base de la différence entre la quantité d'électricité produite et la quantité d'électricité injectée dans le réseau. »

2. L'article 14, § 1^{er}ter/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 prévoit la procédure suivante pour l'adaptation des éléments pris en compte pour la détermination du prix minimal par concession domaniale :

« Pour chaque concession domaniale visée au § 1er, alinéa 2, 1° ter et 1° quater, la commission adapte, sans effet rétroactif, le facteur de correction pris en compte pour la détermination du prix minimal. Pour ce faire, elle se base essentiellement sur le prix de vente de l'électricité produite tel qu'il résulte de l'offre que le titulaire de la concession domaniale visé à l'article 6 de la loi prend en considération en application de la législation en vigueur relative aux marchés publics, ou sur contrat d'achat de l'électricité produite après la conclusion de celui-ci. »

A cet effet, le titulaire de la concession domaniale transmet, aux moments suivants :

1° la première fois, au plus tard quatre mois avant la date prévue du financial close,

2° ultérieurement, au plus tard quatre mois avant la fin de chaque période annuelle qui débute à la date du financial close, toutes les informations à la commission, par porteur et avec accusé de réception et par voie électronique, relatives au prix de vente contractuel de l'électricité produite par les installations.

Dans le mois de la réception des données, la commission confirme au titulaire de la concession domaniale le caractère complet des données ou lui transmet une liste des informations supplémentaires à fournir.

La commission examine dans les deux mois après la confirmation du caractère complet des données s'il existe une différence entre le prix de vente contractuel pour l'électricité et un prix nominal moyen égal à 90 % du prix de référence de l'électricité.

Si la commission constate une différence, elle adapte le facteur de correction pour la concession domaniale concernée. Sans préjudice du § 1^{er}sexies, la commission calcule le nouveau prix minimal pour l'achat de certificats verts, en application de la formule fixée au § 1er, alinéa 2, 1° ter.

[...] »

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

3. La décision (B)2094 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 17 juillet 2020. Le facteur de correction a été fixé à 18,22 % pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.

4. Début septembre 2020, la CREG a été contactée par différents consommateurs d'énergie éolienne *offshore* concernant la qualité et l'exactitude des données publiées concernant la prévision de production *offshore* en *day ahead* (11h00) sur le site Web d'Elia. Ces données sont entre autres utilisées pour calculer le facteur de correction. Selon ces consommateurs, les données publiées pour l'horodatage « 11h00 » contiendraient en effet les données de prévision d'une heure ultérieure.

5. Dans sa lettre du 3 septembre 2020, la CREG a demandé à Elia de lui faire d'urgence toute la clarté sur l'exactitude des données relatives au champ « *day ahead forecast* (11h00) » pour la production éolienne. Outre l'historique du problème, la CREG demande également les valeurs correctes du « *day ahead forecast* (11h) ».

6. Le 11 septembre, Elia a confirmé par lettre à la CREG que, durant la période du 29 mai 2019 au 26 août 2020, les données publiées pour l'« *offshore day ahead forecast* » relatives à l'horodatage « 11h00 » contenaient les données de prévision d'une heure plus tardive. Outre des explications et un aperçu de l'historique, Elia a fourni les données correctes concernant la période du 29 mai 2019 au 26 août 2020.

7. Le 18 septembre 2020, la CREG a communiqué par e-mail à tous les parcs *offshore* et PPA-*offtakers* concernés que, suite à la publication erronée du « *day ahead forecast* (11h) » sur le site Web d'Elia pour la période du 29 mai 2019 au 26 août 2020, les facteurs de correction basés (en partie) sur cette période de référence n'avaient pas été calculés correctement. Les données correctes relatives à la période du 29 mai 2019 au 26 août 2020 ont été ajoutées en annexe de l'e-mail. La CREG a donc demandé aux parcs concernés d'introduire un dossier adapté.

8. Dans sa lettre du 21 septembre 2020, Rentel a soumis à la CREG un dossier adapté pour l'approbation du facteur de correction portant sur la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021. Le nouveau facteur de correction est calculé sur la base du « *day ahead forecast* (11h) » corrigé.

9. Le projet de décision (B)2131 modifiant la décision (B)2094 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel a été approuvé par la CREG lors du comité de direction du 1^{er} octobre 2020.

2.2. CONSULTATION

10. Conformément à l'article 33, § 1^{er} du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG¹, le comité de direction est tenu d'organiser une consultation publique avant de prendre une décision, sans préjudice des exceptions visées à la section 3 du chapitre 4 du règlement d'ordre intérieur. Pour qu'il y ait consultation publique, une consultation doit être organisée sur le site Web de la CREG.

Conformément à l'article 41 du règlement d'ordre intérieur, le comité de direction peut décider d'organiser une consultation non publique si sa décision n'aura d'effets juridiques que sur une seule personne ou sur un nombre limité de personnes identifiables en limitant la consultation aux personnes concernées.

11. Le comité de direction de la CREG a estimé que la présente décision n'avait d'effets juridiques que sur le demandeur, à savoir Rentel, et a dès lors décidé de tenir une consultation non publique sur ce projet de décision et de consulter uniquement Rentel dans ce cadre.

12. Le 1^{er} octobre 2020, la CREG a reçu une lettre de Rentel, dans laquelle celle-ci déclare ne pas avoir de remarques de fond sur le projet de décision. Elle note cependant que le PPA conclu entre Rentel et Lampiris a déjà été signé et est effectif, contrairement à ce qui est indiqué dans le projet de décision. La CREG a ajusté cela dans la décision.

3. MODIFICATION DU CHAPITRE 3.3 (DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION) DE LA DECISION (B)2094

13. Le 21 septembre, Rentel a introduit un dossier adapté où le facteur de correction est calculé sur la base du « *day ahead forecast (11h)* » corrigé. Dans sa lettre du 21 septembre 2020, Rentel demande de « *valider le facteur de correction de 19,47 % pour la première période annuelle contractuelle (du 1/10/2020 au 30/09/2021), ainsi que son calcul* »².

14. Le facteur de correction est calculé selon la formule suivante :

[CONFIDENTIEL]

15. La CREG constate que le facteur de correction de 19,47 % reflète fidèlement l'application de la formule figurant dans le PPA conclu entre Rentel et Lampiris. Elle a examiné l'exactitude des données sources et a appliqué la formule.

16. La CREG confirme que le facteur de correction de 19,47 % du PPA est conforme au marché et approuve ce facteur de correction pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.

¹ Règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG, publié le 14 décembre 2015 au Moniteur belge et modifié le 12 janvier 2017.

² Traduction libre de: "de correctiefactor van 19,47% te valideren voor de eerste contractuele jaarperiode (1/10/2020 tot 30/09/2021), alsook de berekening hiervan ».

17. La période couverte par cette décision chevauche la période couverte par la décision (B)1998 du 12 novembre 2019 (c'est-à-dire pour les 1^{er} et 2 octobre 2020). La CREG précise que le facteur de correction pour ces deux jours sera déterminé conformément à la présente décision.

4. DECISION

Vu l'article 14, §1^{er}ter /1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 fixant la procédure d'adaptation du facteur de correction pris en compte pour la détermination du prix minimal pour chaque concession domaniale ;

Vu le rôle de la CREG prévu à l'article 14, § 1^{er}ter/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, qui consiste à déterminer s'il existe une différence entre le prix de vente contractuel pour l'électricité et un prix nominal moyen égal à 90 % du prix de référence de l'électricité ;

Vu la décision (B)2094 du 17 juillet 2020 ;

Vu le dossier de demande adapté du 21 septembre 2020 ;

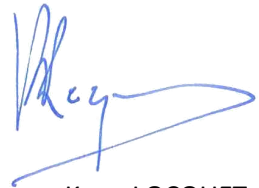
La CREG décide de remplacer le chapitre 3.3 de la décision (B)2094 par le chapitre 3 de la présente décision ;

La CREG décide de fixer le facteur de correction à 19,47 % du prix de référence de l'électricité pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction