



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : +32 2 289 76 11
Fax : +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION FINALE

(B)160719-CDC-1541

relative

“à la fixation des éléments pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel”

rendue en application de l'article 14, §1^{ter} 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

19 juillet 2016

TABLE DES MATIERES

I.	INTRODUCTION.....	3
II.	CADRE LEGAL	4
II.1	Législation nationale.....	4
II.2	Réglementation européenne.....	7
III.	ANTECEDENTS	8
IV.	CONSULTATION	11
V.	COUT D'EXPLOITATION REEL.....	15
V.1	Analyse du coût d'exploitation réel.....	15
V.2	Détermination du LCOE applicable à Rentel.....	16
VI.	DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION	20
VI.1	Application du cadre légal.....	20
VI.2	Contrat pour l'achat d'électricité	21
VI.3	Détermination du facteur de correction	27
VII.	CONDITION SUSPENSIVE	29
VIII.	CONCLUSION	31

I. INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après l'estimation des coûts d'exploitation soumise par la SA Rentel en vertu de l'article 14, §1^{ter} 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 (ci-après : l'arrêté royal du 16 juillet 2002).

Par ailleurs, la CREG examine, conformément à l'article 14, §1^{ter} de l'arrêté royal du 14 juillet 2002, 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.

Sur la base de cette analyse, la CREG définit le LCOE et le facteur de correction qui s'appliquent pour établir le prix minimum des certificats verts de l'électricité produite par les éoliennes offshore situées sur la concession domaniale de Rentel.

La présente décision finale a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 19 juillet 2016.

II. CADRE LEGAL

II.1 Législation nationale

1. L'article 7, § 1^{er}, alinéa 1, de la loi électricité dispose comme suit :

« Par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, sur proposition de la commission, le Roi peut :

1° prendre des mesures d'organisation du marché, dont la mise en place de mécanismes, gérés par la commission, en vue de l'octroi de certificats de garantie d'origine et de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6, ainsi que l'établissement d'une obligation de rachat à un prix minimal et de revente par le gestionnaire du réseau de certificats verts octroyés par les autorités fédérale ou régionales, afin d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

[...] »

2. L'article 7, §1^{er} de la loi électricité a été exécuté par l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Cet arrêté royal a été modifié en dernier lieu par l'arrêté royal du 4 avril 2014.

3. L'article 14, §1^{er}, 2^e alinéa, 1^obis de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 est libellé comme suit :

« Pour l'énergie éolienne off-shore produite par des installations faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 de la loi, dont le financial close a eu lieu après le 1er mai 2014, un prix minimal déterminé sur la base de la formule suivante :

Prix minimal = LCOE - [prix de référence de l'électricité - facteur de correction]

où :

- *le LCOE est égal à 138 euros/MWh ;*
- *le facteur de correction est égal à 10 % du prix de référence de l'électricité."*

4. L'article 14, §1^{ter} 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 :

« Les valeurs des éléments pris en compte pour la détermination du prix minimal, fixés conformément au § 1^{er}, alinéa 2, 1^o bis, sont modifiés pour chaque concession domaniale par la commission conformément aux dispositions du présent paragraphe, sans effet rétroactif.

L'adaptation peut porter sur :

1° le montant du LCOE, le cas échéant augmenté conformément au § 1^{er}quater, afin de refléter les coûts réels d'exploitation,

2° le facteur de correction.

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 de trois ans qui débute à la date du financial close,*

toutes les informations à la commission, par porteur avec accusé de réception et par voie électronique, relatives à l'ensemble des coûts et revenus réels, dont les éléments suivants :

- 1° les coûts contractuels pour l'exploitation du parc éolien;*
- 2° le 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 :

- les coûts d'exploitation contractuels et un coût d'exploitation de référence de 30 euros/MWh ;*
- 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, dans les 10 jours ouvrables, le prix minimal pour l'achat de certificats verts, fixé conformément au § 1er, alinéa 2, 1° bis."

5. L'article 14, §1quater est libellé comme suit :

"§1quater. Pour les installations faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 de la loi, dont le financial close est postérieur au 1er mai 2014, le montant minimal du LCOE défini conformément à l'§ 1^{er}, al. 2, 1°bis est augmenté d'un montant déterminé par la commission, destiné à couvrir l'ensemble des coûts liés au câble sous-marin, ainsi que les installations de raccordement, sur la base de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale prend en considération conformément à la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, de fourniture et de services.

6. Enfin, l'article 7, § 3, de la loi électricité dispose ce qui suit:

" § 3. Pour les installations visées au § 2 [i.e. les « nouvelles installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international], l'écart de production est déterminé pour chaque unité de temps (en kW). La commission fixe, sur proposition du gestionnaire du réseau, les modalités de calcul de l'écart de production, en ce compris la manière dont le surcoût est intégré dans les tarifs du gestionnaire du réseau et sur l'avis de la commission, en ce compris la manière dont le surcoût est intégré dans les tarifs du gestionnaire du réseau, compte tenu des dispositions suivantes :

- 1° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production positif inférieur ou égal à 30 % est achetée par le gestionnaire du réseau au prix de référence du marché, diminué de 10 % [1 quand le prix de référence du marché est positif ou a augmenté de 10 % quand le prix de référence du marché est négatif];*

2° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production négatif dont la valeur absolue est inférieure ou égale à 30 % est fournie par le gestionnaire de réseau au concessionnaire au prix de référence du marché, augmenté de 10 % [1 quand le prix de référence du marché est positif ou a diminué de 10 % quand le prix de référence du marché est négatif];

3° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production dont la valeur absolue dépasse 30 % est calculée sur la base du tarif du gestionnaire du réseau pour la compensation des déséquilibres ou, le cas échéant, conformément aux conditions du marché pour l'énergie de déséquilibre. »"

7. Cette disposition a, avant sa modification par la loi du 8 janvier 2012, été exécutée par un arrêté royal du 30 mars 2009 relatif aux écarts de production des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012, la CREG est compétente pour fixer les modalités de calcul de l'écart de production au sens de l'article 7, § 3, de la loi électricité ; elle n'a toutefois pas adopté de décision en la matière et l'arrêté royal du 30 mars 2009 n'a pas davantage été abrogé.

8. A la Chambre des représentants un projet de loi modifiant la loi électricité¹, au terme duquel, notamment, l'article 7, § 3, précité de la loi électricité est abrogé, est voté le 14 juillet 2016.

La teneur de ce projet, dont l'abrogation de l'article 7, § 3, de la loi électricité, a fait l'objet de la notification à la Commission européenne telle que visée au n° 20 de la présente décision.

¹ Projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne la modification du mécanisme en vue de l'octroi de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6 de la loi électricité, le financement du câble sous-marin et l'écart de production, Doc. parl., Chambre, session 2015-2016, n° 54 1911/1.

II.2 Réglementation européenne

9. Selon l'article 107, § 1^{er}, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après, le « TFUE »), « *sauf dérogations prévues par les traités, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions* ».

L'article 108, § 3, du TFUE précise quant à lui que « *la Commission est informée, en temps utile pour présenter ses observations, des projets tendant à instituer ou à modifier des aides. Si elle estime qu'un projet n'est pas compatible avec le marché intérieur, aux termes de l'article 107, elle ouvre sans délai la procédure prévue au paragraphe précédent. L'État membre intéressé ne peut mettre à exécution les mesures projetées, avant que cette procédure ait abouti à une décision finale.* »

Cette disposition contient la règle appelée généralement l'obligation de *standstill*.

Par « mise en vigueur », il convient d'entendre non seulement le paiement effectif de l'aide, mais, plus en amont, le moment où le droit à l'aide est octroyé en vertu de la législation nationale. À défaut pour l'Etat membre de respecter cette obligation, l'aide octroyée – à savoir la décision octroyant l'aide – sera considérée comme illégale.

Toute autorité de l'Etat membre est tenue par cette obligation. En sa qualité d'autorité administrative – même indépendante – la CREG doit elle aussi respecter la règle de *standstill*.

III. ANTECEDENTS

10. L'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été adapté par l'arrêté royal du 4 avril 2014 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, instaurant un mécanisme de soutien variable sur la base du LCOE pour les nouveaux parcs éoliens offshore.

11. Le 20 novembre 2015, le Conseil des ministres a pris une décision visant une révision du mécanisme de soutien de la production d'électricité offshore. Les modifications légales et réglementaires résultant de cette décision ne sont, pour l'heure, ni apportées, ni en vigueur, ni exécutées.

12. Le 4 mars 2016, la Commission européenne a été informée par l'Etat belge, conformément à l'article 108, § 3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), sous la forme d'une notification préalable, de l'adaptation du mécanisme de soutien, ainsi que de son application, notamment sur le futur parc offshore de Rentel.

13. Le 15 avril 2016, Rentel a introduit auprès de la CREG un dossier de demande datant du 14 avril 2016 afin d'établir les valeurs prises en compte pour déterminer le prix minimal par certificat vert, conformément aux dispositions de l'article 14, §1^{ter} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Le dossier de demande est constitué, d'une part, d'un dossier relatif aux coûts d'exploitation et, d'autre part, d'un dossier relatif au contrat de vente de l'électricité produite et du facteur de correction y afférent.

14. Le 28 avril 2016, la CREG a reçu par e-mail la version électronique du dossier de demande que Rentel a introduit le 15 avril 2016 auprès de la CREG.

15. Le 12 mai 2016, la CREG a demandé des informations complémentaires à Rentel.

16. Le 19 mai 2016, la CREG a reçu des informations complémentaires de Rentel en réponse à sa demande du 12 mai 2016.

17. Le 26 mai 2016, Rentel a, de sa propre initiative, transmis à la CREG des documents complémentaires relatifs au dossier de demande.

18. Le 9 juin 2016, la CREG a fait savoir par lettre adressée à Rentel que le dossier de demande était complet.

19. Le 9 juin 2016, le Conseil des ministres a pris une nouvelle décision visant une révision du régime de soutien de la production d'électricité offshore. Les modifications légales et réglementaires résultant de cette décision ne sont, pour l'heure, ni apportées, ni en vigueur, ni exécutées.

20. Le 16 juin 2016, l'Etat belge a notifié la Commission européenne du nouveau mécanisme de soutien, tel que décidé lors du Conseil des ministres du 9 juin 2016, et de son application, notamment au futur parc offshore de Rentel, conformément à l'article 108, § 3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

21. Les 27 et 28 juin 2016, la CREG a demandé plus d'éclaircissements à Rentel concernant le dossier introduit.

22. Le 28 juin 2016, la CREG a reçu une lettre de Rentel, dans laquelle elle renonce à certains droits énoncés dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Dans sa lettre, Rentel écrit²:

"Concrètement, cela signifie donc que, s'agissant des dossiers introduits auprès de la CREG le 15 avril 2016 et complétés les 19 et 26 mai 2016, Rentel renonce à :

- Tout montant LCOE supérieur au montant confirmé de 129,80 EUR/MWh (calculé sur une période de 20 ans) (sans préjudice du montant de 12,00 EUR/MWh pour la partie variable du soutien relatif au câble sous-marin, et sans préjudice du régime de révision - voir ci-dessous) ;*
- L'obligation d'achat de certificats verts lors de la vingtième année (en d'autres termes : l'obligation d'achat vaut pour 19 ans) ;*
- La révision triennale du LCOE en fonction du coût d'exploitation réel (OPEX), et que Rentel accepte la révision annuelle du facteur de correction (au lieu de la révision triennale.)"*

23. Les 28 et 29 juin, Rentel a répondu à la demande d'éclaircissements que la CREG avait formulée les 27 et 28 juin 2016.

24. Le projet de décision (B)160630-CDC-1541 relative "à la fixation des éléments pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les

² Traduction libre de : "Dit betekent dus concreet dat Rentel met betrekking tot de dossiers ingediend bij de CREG op 15 april 2016 en aangevuld op 19 en 26 mei 2016 verzaakt aan:

- Enig LCOE bedrag boven het bevestigde bedrag van 129,80 EUR/MWh (berekend over een periode van 20 jaar) (zonder afbreuk te doen aan het bedrag van 12,00 EUR/MWh voor het variabel gedeelte van de steun voor de onderzeese kabel, en zonder afbreuk te doen aan het mechanisme van de herziening –zie verder);*
- De aankoopverplichting van groenestroomcertificaten tijdens het twintigste jaar (met andere woorden: de aankoopverplichting geldt voor 19 jaar);*
- De driejaarlijkse herziening van de LCOE in functie van de werkelijke exploitatiekost (OPEX), en dat Rentel de jaarlijkse herziening van de correctiefactor (in plaats van de driejaarlijkse herziening) aanvaardt."*

installations de la concession domaniale de Rentel” a été approuvé par la CREG lors du Comité de direction du 30 juin 2016.

25. En vertu de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, le Comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision finale relative à ce dossier et en application de l'article 40, alinéa premier, 1^o et deuxième alinéa de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation publique sur ce projet de décision compte tenu de la quantité d'informations confidentielles que comportent le dossier et le projet de décision, mais bien une consultation non publique de Rentel du 1 juillet 2016 (minuit) au 8 juillet 2016 (minuit) inclus.

26. La CREG a reçu les remarques relatives au projet de décision de Rentel par e-mail le 4 juillet 2016 et par porteur le 5 juillet 2016.

27. Le 5 juillet 2016, la CREG a demandé par e-mail à Rentel des éclaircissements sur la réaction de Rentel au projet de décision de la CREG.

28. Le 6 juillet 2016, la CREG a reçu de la part de Rentel une réaction à sa demande d'éclaircissements.

29. Le 15 juillet 2016, la CREG a demandé à Rentel de lui transmettre une preuve où transparaît l'approbation, par le Conseil d'administration, de la lettre de renonciation du 28 juin 2016.

30. Le 18 juillet 2016, la CREG a reçu de la part de Rentel un extrait du procès-verbal du Conseil d'administration, dans lequel ce dernier octroie au CEO de Rentel un mandat pour transmettre à la CREG la lettre de renonciation.

IV. CONSULTATION

31. L'article 40, alinéa 1^{er} du règlement d'ordre intérieur de la CREG prévoit que le Comité de direction n'organisera pas de consultation publique, notamment si le projet de décision *"comporte tellement d'informations confidentielles qu'une consultation publique relative aux éléments restants serait impossible ou inutile"*.

Dans une telle hypothèse, il est précisé (art. 40, al. 2) que *"le Comité de direction peut encore décider de procéder à une consultation non publique, en particulier des personnes dont provient la proposition pour approbation par le Comité de direction. Le Comité de direction prendra cette décision si la ou les personnes concernées n'ont/n'avaient pas encore eu la possibilité de faire valoir leurs remarques dans le cadre de la décision prévue."*

32. Le Comité de direction ne pouvait que constater en l'espèce que le projet de décision reposait essentiellement sur des données ayant trait à des offres reçues par Rentel et que ces données sont commercialement sensibles et, par conséquent, confidentielles.

Une consultation publique sur une version non confidentielle du projet de décision ne permettrait pas aux acteurs du marché de se prononcer utilement sur le projet, compte tenu de la quantité d'informations qu'il faudrait supprimer de la version non confidentielle.

Par conséquent, une consultation publique n'était pas envisageable en l'espèce conformément à l'article 40, alinéa 1^{er}, 1^o.

33. Le Comité de direction devait également constater que le montant du LCOE tel que repris dans le projet de décision et résultant de la renonciation adressée par Rentel à la CREG, était le résultat d'un accord passé entre les représentants du Gouvernement fédéral et Rentel, tel que cela résulte de la décision du Conseil des ministres du 9 juin 2016.

La CREG ne voudrait pas organiser une consultation publique sur ce montant.

Le principe d'une consultation (publique ou non) suppose en effet non seulement la possibilité pour les personnes consultées de donner leur avis sur le projet envisagé, mais également celle de suggérer – et le cas échéant d'obtenir – une modification du projet. Or, en l'espèce, le Comité de direction était forcé de constater ce qui suit.

D'une part, la modification du LCOE résultant de l'accord précité était inenvisageable et, de toute façon, ne relèverait pas du pouvoir de la CREG mais des ministres compétents agissant avec l'accord de Rentel.

D'autre part, il n'appartenait pas à la CREG d'organiser une consultation publique sur les décisions du Gouvernement fédéral.

34. En vertu de l'article 23, §1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, le Comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision finale relative à ce dossier et en application de l'article 40, alinéa premier, 1^o et deuxième alinéa de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation publique sur ce projet de décision compte tenu de la quantité d'informations confidentielles que comportent le dossier et le projet de décision, mais bien une consultation non publique de Rentel du 1 juillet 2016 (minuit) au 8 juillet 2016 (minuit) inclus.

35. La CREG a reçu la réaction de Rentel le 4 juillet 2016. Dans sa réaction, Rentel formule des remarques au sujet de 6 numéros.

36. La première remarque porte sur la référence au [confidentiel] dans les numéros 50 et 62 du projet de décision [numéros 64 et 76 de cette décision finale]. Selon Rentel, ces informations sont strictement confidentielles. Elle propose donc de supprimer le numéro 50 et de reformuler le numéro 62.

Les numéros concernés rendent un aperçu correct de la manière dont une partie de la procédure d'appel d'offres pour la vente d'électricité s'est déroulée. La CREG ne peut accepter la suppression ou une adaptation de contenu de ces numéros aux fins de préservation de la confidentialité. A chaque publication, le Comité de direction de la CREG veille à ce qu'aucune information confidentielle ne soit diffusée. En vue de la publication de la décision finale, le Comité de direction de la CREG permettra à Rentel d'indiquer précisément et sans ambiguïté dans une déclaration écrite si la décision finale contient des informations confidentielles, et de préciser, le cas échéant, de quelles informations il s'agit. Par conséquent, la CREG ne retient pas cette remarque.

37. Au numéro 55 du projet de décision [numéro 69 de la présente décision finale], Rentel observe que [confidentiel]. Rentel propose dès lors d'adapter légèrement la formulation du numéro 55 comme suit:

[confidentiel] a introduit une offre sur la base de Belpex et n'était pas disposée à s'en écarter **avant l'échéance fixée pour l'introduction d'une offre contraignante.**

La CREG souligne que ces informations ne figuraient pas dans le dossier introduit ou dans les informations complémentaires. Elle peut toutefois marquer son accord sur la formulation proposée et adapte par conséquent la formulation de ce paragraphe dans la décision finale.

38. Au numéro 59 du projet de décision [numéro 73 de la présente décision finale], Rentel fait observer que la formule de détermination du facteur de correction ne figure pas directement dans le projet de décision. La formule reprise au numéro 59 fait uniquement référence à la formule tarifaire de l'offre contraignante de [confidentiel]. Rentel propose que la décision de la CREG confirme également de manière explicite [confidentiel], vu que cette dernière n'est pas en tous points conforme à [confidentiel].

La CREG ne retient qu'en partie cette remarque. Conformément à l'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG approuve uniquement le facteur de correction et pas la formule. Néanmoins, la CREG commentera la détermination du *profiling cost* dans l'offre de Statkraft sur la base des informations qu'elle a reçues de Rentel le 6 juillet 2016.

39. S'agissant de la renonciation au régime de faveur de l'écart de production, Rentel souhaite ajouter les éléments suivants au numéro 68 du projet de décision [numéro 82 de la présente décision finale] :

- Statkraft a demandé à Elia un template de l'écart de production afin de pouvoir établir une proposition de prix tenant compte d'un maintien de l'écart de production. Elia n'a pas accédé à cette demande et a expliqué que, depuis 2012, elle refuse de conclure de tels contrats.
- L'affirmation au numéro 67 que la suppression de l'écart de production ne favorise pas les consommateurs suggère une corrélation linéaire, alors que les choses sont assurément quelque peu plus complexes.

La CREG ne retient pas ces remarques pour les motifs suivants. Tout d'abord, la CREG ne peut reprendre une communication de chaque tierce partie dans une décision, à moins que celle-ci n'ait été confirmée par écrit. Par ailleurs, la deuxième remarque n'apporte aucun élément de fond qui vient renforcer cette affirmation.

40. S'agissant des numéros 71-72 du projet de décision [numéros 85-86 de la présente décision finale], Rentel formule les remarques suivantes :

- Selon Rentel, le numéro 71 mentionne un facteur de correction de [confidentiel] alors que la CREG fixe le facteur de correction à 17,65 % au numéro 72 ;
- Rentel prie la CREG de fournir la sécurité juridique nécessaire quant à la détermination du facteur de correction pour 19 ans et à l'application cohérente, dans le futur, de la formule utilisée dans le PPA pour déterminer le facteur de correction. [confidentiel].

Au numéro 71, la CREG fait uniquement référence à la lettre de Rentel datant du 26 mai 2016, où Rentel demande de confirmer un facteur de correction de [confidentiel] pendant une période de trois ans. Au numéro 72 du projet de décision, la CREG fixe le facteur de correction sur la base des éléments les plus récents du dossier (qui datent d'après le 26 mai 2016), à partir desquels un facteur de correction de 17,65% peut être établi. La CREG ne retient donc pas la première remarque de Rentel, étant donné qu'il n'y a pas de contradiction entre les numéros 71 et 72 du projet de décision.

Comme mentionné plus haut, la CREG approuve le facteur de correction, et pas explicitement la formule. Lors de l'examen du dossier, la CREG a étudié tous les éléments constitutifs de la formule permettant de déterminer le facteur de correction, et accepté, sur la base de ses constatations, le facteur de correction proposé pour une période d'un an. La CREG renouvellera cet examen chaque année en suivant la même approche cohérente.

Enfin, la CREG souhaite ajouter qu'elle peut uniquement prendre une décision en se fondant sur le dossier introduit et les hypothèses y mentionnées, telles que la date du financial close. La CREG ne peut pas anticiper dans cette décision un éventuel changement de date du financial close susceptible de produire un effet sur le facteur de correction. Elle peut uniquement fonder sa décision sur le dossier introduit. Après avoir reçu de la part de la CREG de plus amples informations sur les problèmes potentiels, Rentel a proposé d'avancer la période sur laquelle porte le *profiling cost*. Cette adaptation a été intégrée au numéro 76 de la présente décision finale.

41. Pour terminer, Rentel fait observer que le numéro 75 du projet de décision [numéro 89 de la présente décision finale] fait référence à l'entrée en vigueur de la décision après l'approbation du mécanisme de soutien par la Commission européenne. Rentel se demande comment cette entrée en vigueur respecte le délai de recours à la décision de la CREG.

Selon l'article 29^{quater}, § 2 de la loi électricité, le délai de recours de 30 jours pour Rentel commence dès la réception de la décision. Pour les autres parties intéressées, la CREG confirme que le délai de recours commence dès la publication de la décision finale sur le site Internet de la CREG.

V. COUT D'EXPLOITATION REEL

42. Conformément à l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la valeur du LCOE de Rentel est adaptée de manière à refléter le coût d'exploitation réel. La CREG analyse ci-après les coûts d'exploitation soumis par Rentel pour la première période de trois ans. En fonction de cette analyse, la CREG confirmera ou adaptera le LCOE applicable à Rentel.

V.1 Analyse du coût d'exploitation réel

43. Se fondant sur le dossier de demande initial et les informations complémentaires, la CREG constate que les coûts d'exploitation introduits sont constitués des six composants suivants :

- 1) "*Operation and Maintenance of turbines*": cette composante contient les coûts liés au contrat à [confidentiel] avec Siemens. Ce contrat prévoit l'entretien planifié et non planifié de toutes les turbines, ainsi que la mise à disposition de toutes les pièces de réserve, la main-d'œuvre et le transport (hélicoptère et bateau) pour les réparations nécessaires. [confidentiel] ;
- 2) "*Balance of plant*" (ci-après "BOP"): contient les coûts relatifs à l'entretien et à l'inspection des fondations, du câblage et des infrastructures électriques ;
- 3) "*Operational insurance*": les coûts d'assurance sont constitués des primes *Operation All risk*, *Third party Liability* et *Business interruption* ;
- 4) "*Grid connection costs*" contient tous les coûts qu'Elia facturera annuellement pour l'accès au réseau et l'injection de l'énergie produite ;
- 5) "*Monitoring costs*" contient les coûts de monitoring fixés par la loi, tels que le monitoring par la BMM ;
- 6) "Project management" comprend tous les coûts qui sont nécessaires à la gestion du parc offshore et qui ne relèvent pas de l'entretien des turbines et du BOP.

44. Le tableau 1 offre un aperçu de tous les coûts par composante. La CREG constate que les coûts OPEX augmentent au fil des ans, en raison des paramètres d'indexation prévus dans les différents contrats. [confidentiel].

45. Le coût opex augmente de [confidentiel] EUR/MWh à [confidentiel] EUR/MWh et s'élève à [confidentiel] EUR/MWh en moyenne pour toute la durée de vie. La CREG constate que ce coût est conforme aux chiffres d'autres parcs éoliens offshore en Belgique, comme elle a déjà démontré dans l'étude (F)151015-CDC-1462 relative à « l'analyse du soutien à l'énergie éolienne offshore, incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore ».

Tableau 1: Aperçu des coûts opérationnels Rentel³

[confidentiel]

V.2 Détermination du LCOE applicable à Rentel

46. Comme le prévoit l'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG adapte le LCOE en fonction des coûts d'exploitation réels. La CREG analyse s'il y a une différence entre les coûts d'exploitation contractés et un coût d'exploitation de référence de 30,00 EUR/MWh.

47. Après analyse des chiffres du tableau 1, la CREG constate que les coûts d'exploitation réels sont inférieurs à 30,00 EUR/MWh durant les six premières années qui suivent le financial close. A partir de la septième année, l'OPEX dépasse les 30,00 EUR/MWh.

Tableau 2: Adaptation du LCOE en fonction de la différence entre les coûts d'exploitation réels et un coût d'exploitation de référence de 30 EUR/MWh.

[confidentiel]

48. Sur la base de ces constatations, la CREG adapte le LCOE pour Rentel. Comme calculé au tableau 2, le LCOE est égal à [confidentiel] EUR/MWh pour la première période de trois ans qui prend cours à la date du financial close. Sur l'ensemble de la durée de vie opérationnelle de Rentel, un LCOE moyen de [confidentiel] EUR/MWh s'applique à Rentel.

³ L'année 1 commence à la date supposée du financial close. Compte tenu d'une période de construction de 2 ans, la production d'énergie éolienne ne débutera qu'au Q3 2018.

49. L'article 14, § 1^{er}, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 prévoit que la CREG adapte le LCOE défini à l'article 14, § 1^{er}, alinéa 2, 1^obis « afin de refléter les coûts réels d'exploitation ». Cette adaptation est faite sur la base des informations relatives aux coûts contractuels d'exploitation transmises par le titulaire de la concession. Après examen de ces informations, si la CREG constate une différence entre les coûts réels et le coût d'exploitation de référence déterminé par la disposition en question, elle adapte le prix minimal pour l'achat des certificats verts.

Il en résulte que la CREG dispose de peu de marge de manœuvre : sa tâche consiste pour l'essentiel à recueillir les informations relatives aux coûts réels d'exploitation, à comparer ces coûts avec un coût de référence et, le cas échéant, à adapter le LCOE sur la base de ses constatations et, en conséquence, à déterminer le prix minimal de rachat des certificats verts.

Selon l'article 14, § 1^{er}, précité, cette adaptation se fait tous les trois ans.

50. En l'espèce, cependant, la CREG a réceptionné un courrier de Rentel aux termes duquel cette dernière renonce notamment à la partie du LCOE qui excéderait 129,80 EUR/MWh. Elle demande en ce sens que la CREG adopte, sur la base de l'article 14, § 1^{er}, précité, une décision en vertu de laquelle le LCOE reconnu à Rentel serait de 129,80 EUR/MWh, et ce, pendant toute la durée de l'obligation d'achat des certificats verts qui pèse sur le gestionnaire du réseau de transport, à savoir dix-neuf ans – et non vingt, Rentel renonçant au bénéfice de la dernière année de rachat des certificats verts. Enfin, Rentel y renonce également à l'adaptation triennale du LCOE en fonction des coûts réels d'exploitation, prévue à l'article 14, § 1^{er}, précité.

Il importe dès lors d'examiner si, lorsqu'elle fait application de l'article 14, § 1^{er}, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG a la possibilité de s'écarter de ses constatations et de fixer un LCOE inférieur à ce que ses constatations mèneraient en principe.

51. Il convient d'abord de constater, à ce sujet, que Rentel renonce à ses propres droits et que cette renonciation profite à l'ensemble des consommateurs, puisque ce sont ces derniers qui supportent in fine la charge du rachat, par le gestionnaire du réseau, des certificats verts attribués aux producteurs d'électricité offshore.

Selon la jurisprudence de la Cour de cassation⁴, une renonciation est valable si elle n'est pas contraire à l'ordre public. C'est le cas en l'espèce : en soi, rien n'interdit au bénéficiaire d'une mesure d'aide de renoncer à une partie de l'aide légalement prévue.

52. Il faut ensuite constater que la renonciation de Rentel traduit un accord intervenu entre ce concessionnaire domaniale et le Gouvernement fédéral. Cet accord a trouvé sa prolongation dans la décision du Conseil des ministres du 9 juin 2016 qui a elle-même fait l'objet d'une notification à la Commission européenne en vue d'obtenir l'approbation de cette dernière sur les nouvelles mesures de soutien à la production d'électricité offshore. En clair, le montant de LCOE « demandé » par Rentel dans le cadre de la présente décision correspond au montant de l'aide attribué à Rentel, tel que notifié à la Commission européenne.

Le mécanisme de soutien ayant été notifié à la Commission européenne, le principe de *standstill* trouve à s'appliquer, en ce sens que ne pourrait être reconnue à Rentel une mesure de soutien pour la production d'électricité offshore tant que la Commission européenne ne l'a pas approuvée, pas davantage que ne pourrait être attribué un montant supérieur à ce qui a été notifié en vue d'une future approbation.

Ainsi qu'il ressort de l'étude de la CREG (F)151015-CDC-1462 « relative à l'analyse du soutien à l'énergie éolienne offshore incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore », l'application pure et simple de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 en vigueur conduirait à reconnaître à Rentel un niveau d'aide exagéré et ne répondant pas aux exigences des Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (ci-après les « Lignes directrices de la Commission européenne »).

L'application stricte des dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ne saurait dès lors s'envisager.

En outre, pour donner un effet utile à la condition suspensive contenue dans la présente décision, il importe que le montant du LCOE reconnu soit le même que celui qui a fait l'objet de la notification à la Commission européenne, de sorte qu'une fois le niveau d'aide approuvé par la Commission, la présente décision puisse pleinement sortir ses effets. En ce sens, la fixation du LCOE au même niveau que celui notifié à la Commission européenne est requise par le principe de *standstill* contenu dans l'article 108, § 3, du TFUE.

⁴ Cass., 21 janvier 2000, Pas., I, 56.

53. Pour les raisons qui précèdent, la CREG prend acte de la renonciation de Rentel et accepte sur cette base de fixer à 129,80 EUR/MWh le LCOE applicable à ce concessionnaire.

Dans la mesure où il ressort de l'examen de la CREG (cf. tableau 2) que ce montant de 129,80 EUR/MWh sera toujours inférieur aux montants qui devraient s'appliquer pour chaque période de trois ans si l'on devait tenir compte des coûts réels d'exploitation, la CREG peut d'ores et déjà fixer le LCOE de Rentel à 129,80 EUR/MWh pour toute la durée de la période de rachat des certificats verts.

Ce montant ne fait évidemment pas échec aux adaptations du facteur de correction ni à la majoration du LCOE à laquelle Rentel peut prétendre pour le câble sous-marin, en application de l'article 7, § 2, de la loi électricité tel que mis en œuvre par la CREG dans sa décision (B)160630-CDC-1528 relative au « contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore Rentel ».

VI. DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION

54. La CREG examine ci-après, conformément à l'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, 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. L'analyse de la CREG se déroule en 2 phases. Lors d'une première phase, la CREG analyse le processus d'élaboration du contrat pour l'achat de l'électricité. Lors d'une seconde phase, la CREG analyse la différence entre le prix de vente contractuel et 90 % du prix de référence pour l'électricité, et détermine le facteur de correction.

VI.1 Application du cadre légal

55. L'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 prévoit entre autres que la CREG analyse une première fois avant le financial close, puis tous les trois ans, s'il y a une différence entre le prix de vente contractuel pour l'électricité et un prix nominal moyen égal à 90 % du prix de référence pour l'électricité. La périodicité de trois ans correspond à la fréquence de l'éventuelle adaptation du LCOE afin de tenir compte des coûts réels d'exploitation.

56. Il ressort de la décision du Conseil des ministres prise le 9 juin 2016, en accord avec Rentel notamment, qu'à l'avenir, l'adaptation du facteur de correction se fera annuellement et non plus tous les trois ans. Cette modification fait partie intégrante du nouveau régime de soutien à la production d'électricité offshore qui a été notifié à la Commission européenne le 16 juin 2016.

Dans sa lettre du 28 juin 2016, Rentel déclare accepter la révision annuelle du facteur de correction, en lieu et place d'une révision triennale.

Une révision annuelle du facteur de correction est moins risquée pour l'acheteur de l'électricité qu'une révision triennale, ce qui entraîne une légère hausse du prix d'achat pour l'électricité. Une révision annuelle du facteur de correction n'a pas d'impact sur les revenus du titulaire de concession domaniale en raison du LCOE garanti : une hausse des revenus issus de l'électricité s'accompagne d'une baisse du prix minimal pour les certificats verts. Cette révision annuelle entraîne une diminution du coût de financement lié à l'achat de certificats verts et donc une surcharge moindre pour le consommateur d'électricité. Pour cette raison, la CREG est favorable à une révision annuelle du facteur de correction.

57. En outre, un mécanisme de compensation des écarts de production est actuellement d'application. La suppression de ce régime est pour le moment prévue dans un projet de loi modifiant la loi électricité et fait également partie du dossier qui a été notifié à la Commission européenne conformément à l'article 108, § 3 du TFUE (voir numéro 20). En effet, il résulte des lignes directrices de la Commission européenne que les bénéficiaires d'une mesure d'aide en faveur de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables doivent être soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage⁵.

Anticipant la modification future de la législation, et en conformité avec le dossier de notification à la Commission européenne du nouveau mécanisme d'aide, Rentel a retenu une offre qui ne tient pas compte du régime de l'écart de production tel qu'il résulte de l'article 7, § 3, de la loi électricité (voir paragraphe 75 ci-après).

58. Les éléments ci-dessus ont une influence sur le facteur de correction.

VI.2 Contrat pour l'achat d'électricité

59. Le dossier de demande introduit le 15 avril 2016 pour la validation du facteur de correction de Rentel contient une note incluant des informations générales sur le projet de Rentel et une description du processus ayant amené la contrepartie à opter pour la vente de l'électricité qui sera injectée dans le réseau d'Elia à partir du futur parc éolien offshore de Rentel. Les « *Instructions To Tender* » (ci-après "ITT"), une Term Sheet et un projet de contrat d'achat pour l'électricité (ou « *Power Purchase Agreement* », ci-après "PPA") sont annexés à cette note.

60. Le 12 mai 2016, la CREG a demandé les informations complémentaires suivantes à Rentel:

- une copie des offres reçues (contraignantes et non contraignantes);
- une version paraphée et datée du "*final draft PPA*";
- les raisons pour lesquelles les parties qui ont introduit une offre non contraignante n'ont pas introduit ensuite [confidentiel].

61. Le 19 mai 2016, la CREG a reçu une partie des informations complémentaires demandées. Le « *final draft PPA* » ne pouvait pas encore être transmis.

⁵ Lignes directrices, § 124.

62. La conclusion de ce PPA a pour objectif d'assurer la vente, à des conditions compétitives, de la future électricité produite à une contrepartie solvable.

63. Les critères de sélection ont été spécifiés dans l'ITT et portaient entre autres sur :

- la durée du contrat d'achat (entre 15 et 20 ans);
- un volume minimum à prélever (25 % de la production totale);
- la formule de prix (qui devait être compatible avec la formule à appliquer pour la détermination du prix minimal d'achat de certificats verts, comme prévu à l'art. 14, § 1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002).

Sur la base de la solidité financière et de la présence locale (le prélèvement ne pouvait pas représenter plus de 25 % du volume de vente sur le marché belge), Rentel a procédé, avec son conseiller financier, à une sélection de huit contreparties potentielles ([confidentiel], [confidentiel], [confidentiel], [confidentiel], [confidentiel], [confidentiel], [confidentiel]).

L'ITT spécifie les critères d'évaluation des offres non contraignantes : la solidité financière, l'expérience en Belgique, le facteur de correction et les dispositions contractuelles (dérogations à la *Draft Term Sheet*).

64. [confidentiel]⁶.

Procédure d'appel d'offres

65. La procédure d'appel d'offres a été lancée le 23 octobre 2015 par l'envoi de l'ITT. Trois des huit parties notifiées ne se sont pas révélées intéressées ([confidentiel], [confidentiel] et [confidentiel]). Le 30 octobre 2016, un NDA⁷ a été conclu avec les cinq parties restantes, qui ont reçu [confidentiel] (*Term Sheet*), qui se trouve à la base de la conclusion d'un PPA.

66. L'échéance prévue dans l'ITT pour introduire une offre non contraignante (ci-après « NBO ») était le 20 novembre 2015. [confidentiel] des 5 parties à introduire une *BAFO*.

⁶ BAFO : Best and Final Offer

⁷ NDA : Non Disclosure Agreement

67. A l'exception de [confidentiel], [confidentiel] des NBO ne satisfaisait aux dispositions de l'ITT et de la draft term sheet (qui était certes non contraignante).

68. Le 20 novembre 2015, [confidentiel] a introduit auprès de Rentel une offre non contraignante pour 25 % du volume avec un facteur de correction fixe de [confidentiel]. [confidentiel] a finalement décidé de se retirer de la procédure d'appel d'offres et de ne pas introduire de BAFO [confidentiel].

69. [confidentiel] a introduit une offre sur la base du Belpex et n'était pas disposée à s'en écarter avant la date d'échéance fixée pour l'introduction d'une offre contraignante. Dans une communication par e-mail avec RENTEL, [confidentiel] indique « *er slechts een minimale correlatie bestaat tussen de door u gevraagde prijsstructuur (gebaseerd op een lagging op Endex) en de daadwerkelijke fysieke dah (sic) en onbalansmarkt* »⁸.

70. [confidentiel] a introduit une offre basée sur Endex, mais avec un facteur de correction calculé ex-post. Conformément au processus décisionnel prévu dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002, où la CREG détermine le facteur de correction ex-ante pour une période déterminée, Rentel a prié en vain [confidentiel] de renoncer au calcul ex-post du facteur de correction. [confidentiel] a ensuite décidé de ne pas introduire d'offre contraignante.

71. [confidentiel] avait initialement introduit une offre basée sur un facteur de correction indexé. Après concertation entre Rentel et [confidentiel], [confidentiel] a introduit, le 18 décembre 2015, une nouvelle offre non contraignante recourant à un facteur de correction fixe par période. Le 18 décembre correspondait cependant à la date d'échéance pour introduire une offre contraignante.

L'offre non contraignante de [confidentiel] contenait la formule de prix suivante :

[confidentiel]

[confidentiel]

Tableau 3: [confidentiel]

[confidentiel]

⁸ Traduction libre: « qu'il existe uniquement une corrélation minimale entre la structure tarifaire que vous demandez (basée sur un retard sur Endex) et le dah physique effectif (sic) et le marché de déséquilibre ».

Par ailleurs, [confidentiel] ne s'est cependant pas avérée capable de fournir les garanties bancaires demandées par Rentel.

72. [confidentiel] a introduit une offre non contraignante basée sur un décompte ex-post du coût de profil et du coût d'équilibrage. [confidentiel] a cependant signifié à Rentel qu'elle souhaitait continuer de négocier avec elle afin de parvenir à une formule tarifaire proche des dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002. [confidentiel] a également communiqué à Rentel qu'il était possible de réduire le facteur de correction si ce dernier était révisé annuellement au lieu de tous les trois ans. Le 18 décembre 2015, [confidentiel] a introduit une BAFO à la fois pour une révision annuelle et triennale du facteur de correction.

73. Après discussion entre les deux parties, l'offre contraignante de [confidentiel] contenait la formule tarifaire suivante :

- Pour une révision triennale du facteur de correction :
 - o Pour l'année 1 d'exploitation : $P = \text{Endex} * [1 - [\text{confidentiel}]]$
 - o Pour les années suivantes : $P = \text{Endex} * [1 - [\text{confidentiel}]]$
- Pour une révision annuelle du facteur de correction :
 - o Pour l'année 1 d'exploitation : encore à négocier
 - o Pour les années suivantes : $P = \text{Endex} * [1 - [\text{confidentiel}]]$

Où [confidentiel] pour la période du [confidentiel].

74. Le 14 avril 2016, une version quasi finale du contrat PPA a été rédigée entre Rentel et [confidentiel]. Elle a été ajoutée en annexe du dossier introduit le 15 avril 2015. Ce PPA était basé sur une révision triennale du facteur de correction. La variante avec révision annuelle du facteur de correction [confidentiel].

75. Anticipant la modification législative, et plus précisément la suppression des dispositions de l'article 7, § 3 de la loi électricité, Rentel a demandé à [confidentiel] d'introduire une offre tenant compte de la suppression du mécanisme relatif aux écarts de production. Le 11 mai 2016, Rentel a reçu de [confidentiel] une proposition d'adaptation du contrat tenant compte de la suppression du mécanisme de déséquilibres quart-horaires. Cette offre de [confidentiel] tenait cependant compte d'un couplage entre la suppression du mécanisme de déséquilibres quart-horaires et l'adaptation de la fréquence de révision du facteur de correction (de 3 ans à 1 an). Dans une lettre adressée à Rentel le 12 mai 2016, [confidentiel] a finalement estimé à [confidentiel] l'incidence d'une révision triennale. [confidentiel] a refusé de suivre le processus d'approbation interne sans avoir de précisions sur le cadre réglementaire futur.

Les offres de [confidentiel] sont énumérées dans le tableau suivant :

Tableau 4: Offres [confidentiel]

Période	Mécanisme 30 %	Fréquence validation CREG	Facteur de correction	Facteur de correction première période
jusqu'à 3 ans après FC	non supprimé	triennale	[confidentiel]	[confidentiel]
jusqu'à 3 ans après FC	supprimé	annuelle	[confidentiel]	[confidentiel]
jusqu'à 3 ans après FC	supprimé	triennale	[confidentiel]	[confidentiel]
à partir de 3 ans après FC	non supprimé	triennale	[confidentiel]	NA
à partir de 3 ans après FC	supprimé	annuelle	[confidentiel]	NA
à partir de 3 ans après FC	supprimé	triennale	[confidentiel]	NA

[confidentiel]

76. [confidentiel]. L'offre de [confidentiel] tient compte de la suppression du mécanisme de déséquilibres quart-horaires et est, dans les différents scénarios, plus avantageuse que les offres de [confidentiel]. Pour la première période, le *profiling cost* PCy-1 est calculé selon la même méthode que celle utilisée pour les offres de [confidentiel], à savoir du 1^{er} mars 2015 au 29 février 2016 inclus. Pour les périodes suivantes, Rentel propose, après concertation avec [confidentiel] le 6 juillet 2016, de calculer le *profiling cost* pour l'année jusqu'à 5 (au lieu de 4) mois avant la date anniversaire du *financial close*.

Tableau 5 : Comparaison offres [confidentiel]

Période	Mécanisme 30 %	Périodicité validation CREG	[confidentiel]		[confidentiel]		Différence
			Facteur de correction première période	Facteur de correction	Facteur de correction première période	Facteur de correction	
jusqu'à 3 ans après FC	non supprimé	triennale	[confidentiel]	[confidentiel]	-	NA	
jusqu'à 3 ans après FC	supprimé	triennale	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
jusqu'à 3 ans après FC	supprimé	annuelle	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
à partir de 3 ans après FC	non supprimé	triennale	[confidentiel]	NA	-	NA	
à partir de 3 ans après FC	supprimé	triennale	[confidentiel]	NA	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
à partir de 3 ans après FC	supprimé	annuelle	[confidentiel]	NA	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

Evaluation de la procédure d'appel d'offres

77. La CREG constate que, même si, compte tenu des éléments en possession de la CREG, la procédure d'appel d'offres s'est déroulée correctement et a dégagé suffisamment de possibilités de concurrence entre différents candidats, il n'a été possible de continuer à négocier [confidentiel], à savoir [confidentiel]. Cette situation est certainement imputable en partie à la volonté de Rentel de s'en tenir à une formule tarifaire proche de celle utilisée pour déterminer le prix minimal des certificats verts (définie dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002). Selon la CREG, cette attitude est compréhensible du point de vue d'un concepteur de projet,

qui a l'objectif de réaliser un parc éolien offshore mais qui ne souhaite courir aucun risque lors de la mise sur le marché de l'électricité produite.

78. L'adaptation du mécanisme de soutien par l'introduction d'un LCOE avait pour but de tenir compte de la valeur de l'électricité dans la détermination du prix minimal par certificat vert. Par conséquent, la CREG estime que la volonté de Rentel de s'en tenir à la structure tarifaire définie dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 et notamment au lien avec Endex et à la définition ex-ante du facteur de correction pour la période concernée est acceptable.

79. Si [confidentiel] a été la seule à poursuivre les négociations, c'est, selon la CREG, parce que l'achat de la future production de +/- 300 MW d'énergie éolienne sur une période de 15 ans est considéré comme trop risqué pour la plupart des parties. La CREG constate que les offres soumises par [confidentiel] pour les différents scénarios sont bien meilleures que celles de [confidentiel]: le facteur de correction présente un écart variant entre [confidentiel].

80. [confidentiel].

81. La CREG a en outre relevé ci-avant que l'offre retenue ne tient pas compte, à la demande de Rentel, du régime d'écart de production tel qu'il résulte de l'article 7, § 3, de la loi électricité.

Cette disposition prévoit un régime avantageux en matière d'écart de production pour l'électricité produite par des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international.

En principe, rien n'interdit au bénéficiaire d'un mécanisme qui lui est favorable de renoncer à ce mécanisme. C'est ce qu'a fait Rentel en demandant que certaines offres ne tiennent pas compte du régime organisé par l'article 7, § 3, de la loi électricité.

La CREG doit toutefois constater que la renonciation à ce mécanisme entraîne une modification du facteur de correction visé à l'article 14, § 1^{er}, alinéa 2, 1^o bis, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 qui est défavorable aux consommateurs. Il ressort en effet des offres soumises par [confidentiel] que la suppression du régime des déséquilibres quart-horaires fait augmenter de [confidentiel] le facteur de correction en cas de révision triennale de ce dernier. ([confidentiel] en cas de révision annuelle).

A priori, la CREG ne saurait dès lors accepter le choix posé par Rentel.

82. La CREG doit toutefois tenir compte de deux éléments fondamentaux dans le cadre de l'exercice de son pouvoir d'appréciation.

D'une part, au moment de l'adoption de la présente décision finale, la Commission de l'Economie de la Chambre des représentants a approuvé un projet de loi ayant notamment pour objet d'abroger l'article 7, § 3, de la loi électricité.

D'autre part, la suppression de l'article 7, § 3, de la loi électricité constitue l'une des mesures reprises dans le dossier de notification à la Commission européenne, les Lignes directrices de la Commission européenne imposant en la matière que les producteurs d'énergie renouvelable soient soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage.

Même si la CREG ne peut, de sa propre initiative, empêcher l'application de l'article 7, § 3, de la loi électricité du fait de sa contrariété aux Lignes directrices précitées, elle peut en revanche accepter, dans le cadre de la présente décision, que l'offre retenue par Rentel ne tienne pas compte du régime d'écart de production inscrit dans l'article 7, § 3, du fait (i) de sa contrariété avec les Lignes directrices de la Commission européenne, (ii) de l'introduction d'un dossier de notification contenant l'abrogation de cette mesure et (iii) de l'abrogation effective et imminente de cette disposition par le législateur.

83. *A contrario*, elle prendrait une décision contraire au principe de *standstill* si elle rejetait à cet égard le choix de Rentel.

VI.3 Détermination du facteur de correction

84. Conformément à l'article 14, § 1, 2^e alinéa, 1^o *bis*, le facteur de correction dans la formule de détermination du prix minimum s'élève à 10% du prix de l'électricité.

85. Dans sa lettre du 26 mai 2016 adressée à la CREG, Rentel demande⁹ :

« de confirmer que :

- (i) *Le PPA est conforme au marché et que la CREG reprendra par conséquent le facteur de correction défini dans le PPA pour déterminer le prix minimal des certificats verts sur la durée totale du contrat; et*

⁹ Traduction libre de: "te bevestigen dat:

(i) *Dat de PPA marktconform is en dat als gevolg de CREG de correctiefactor zoals bepaald onder de PPA zal overnemen voor de bepaling van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten over de gehele looptijd van het contract; en*

(ii) *De gecontracteerde correctiefactor van [confidentiel] zal worden overgenomen voor de bepaling van de minimumprijs van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten voor een periode van drie jaar vanaf de financial close (gepland op 30 juni 2016)."*

(ii) *Le facteur de correction contractuel de [confidentiel] sera repris pour déterminer le prix minimum des certificats verts pour une période de trois ans à dater du financial close (prévu le 30 juin 2016).*

86. Conformément à l'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG doit uniquement déterminer le facteur de correction pour la prochaine période suivant le financial close. Compte tenu de la lettre de Rentel du 28 juin 2016, dans laquelle Rentel accepte la révision annuelle du facteur de correction, la CREG estime que, dans l'optique de limiter autant que possible les coûts de financement du mécanisme de soutien, il est indiqué de déterminer le facteur de correction sur la base des contrats proposés avec une révision annuelle du facteur de correction. Par conséquent, la CREG fixe à 17,65 % le facteur de correction du prix de référence de l'électricité pour une période d'un an à dater du financial close. La CREG souhaite recevoir, après le financial close, une copie du PPA signé.

VII. CONDITION SUSPENSIVE

87. En vertu de l'article 108, § 3 du TFUE, un Etat membre de l'Union européenne ne peut mettre à exécution les mesures de soutien projetées, avant que la procédure de notification ait abouti à une décision finale de la Commission européenne.

Cette disposition contient la règle généralement appelée « obligation de *standstill* ».

Par « mise en vigueur », il convient d'entendre non seulement le paiement effectif de l'aide, mais, plus en amont, le moment où le droit à l'aide est octroyé en vertu de la législation nationale¹⁰. Si cette obligation n'est pas respectée par l'Etat membre, l'aide octroyée - c.-à-d. la décision d'octroyer l'aide - sera considérée comme illégale.

Toute autorité de l'Etat membre est tenue par cette obligation. En sa qualité d'autorité indépendante administrative, la CREG doit également respecter l'obligation de *standstill*.

88. En principe, cette disposition de *standstill* ne vaut qu'après notification du mécanisme de soutien à la Commission européenne.

La notification du régime de soutien dont bénéficiera Rentel est intervenue le 16 juin 2016. En l'occurrence, la CREG est amenée à prendre une décision déterminant le prix minimal de rachat des certificats verts, sur la base d'une adaptation du LCOE et du facteur de correction. En d'autres termes, la présente décision fixe la hauteur de l'aide attribuée à Rentel, en application de la législation et de la réglementation en vigueur, sur la base de laquelle seront achetés les certificats verts attribués à Rentel.

En ce sens, la présente décision concrétise le droit à l'aide.

89. Il ressort de ce qui précède que la disposition de *standstill* s'applique à cette décision. La CREG contreviendrait à cette disposition si elle octroyait inconditionnellement à la SA Rentel le droit d'établir la valeur des éléments visant à déterminer le prix minimal des certificats verts.

En revanche, rien n'empêche de lier l'entrée en vigueur de cette décision à une décision positive de la Commission européenne sur le mécanisme de soutien relatif à cette décision.

¹⁰ Voir e.a. HvJ-EU, Magdeburger Mühlenwerke, Aff. C-129/12, du 21 mars 2013, §40.

Par conséquent, la présente décision n'entrera en vigueur qu'à la date à laquelle la Commission européenne adoptera une décision dont il ressort que le mécanisme de soutien sur lequel repose la présente décision et son application individuelle à la SA Rentel dans la présente décision n'est pas une aide d'Etat compatible ou non avec le marché intérieur ou à la date à laquelle la Commission européenne sera réputée avoir adopté cette décision. Si la décision de la Commission européenne comporte des conditions en lien avec des éléments essentiels constitutifs de la présente décision, la présente décision de la CREG entrera en vigueur au moment où ces conditions sont remplies.

VIII. CONCLUSION

Vu l'article 14, § 1^{ter} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 fixant la procédure d'adaptation des éléments 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^{ter} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, qui examine les coûts d'exploitation soumis et 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 le dossier de demande du 15 avril 2016;

Vu les informations complémentaires reçues les 19, 26, 28 et 29 mai 2016;

Vu la lettre du 28 juin 2016 adressée à la CREG dans laquelle Rentel renonce à certains droits prévus dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002;

Vu la notification du régime de soutien à la Commission européenne;

La CREG décide de fixer le LCOE à 129,80 EUR/MWh pour l'ensemble de la période de l'obligation d'achat par le gestionnaire de réseau des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel;

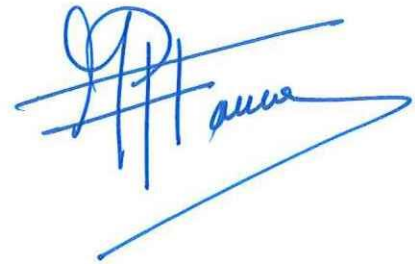
La CREG décide de fixer à 17,65 % le facteur de correction du prix de référence de l'électricité pour une période d'un an à dater du financial close.

Par conséquent, la présente décision n'entrera en vigueur qu'à la date à laquelle la Commission européenne adoptera une décision dont il ressort que le mécanisme de soutien sur laquelle repose la présente décision et son application individuelle à la SA Rentel dans la présente décision n'est pas une aide d'Etat compatible ou non avec le marché intérieur ou à la date à laquelle la Commission européenne sera réputée avoir adopté cette décision. Si la décision de la Commission européenne comporte des conditions en lien avec des éléments essentiels constitutifs de la présente décision, la présente décision de la CREG entrera en vigueur au moment où ces conditions sont remplies.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction