

Décision

(B)2673

23 novembre 2023

Décision relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium et Rentel SA

Article 14, §1^{er}, alinéa 6 de l'arrêté royal 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 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. CADRE LEGAL	4
2. ANTECEDENTS	8
2.1. Généralités	8
2.2. Consultation	9
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION DE CONTRAT	10
4. CONCLUSION	12
ANNEXE	13

INTRODUCTION

En vertu de l'article 14, §1^{er}, sixième alinéa 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 à l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : « l'arrêté royal du 16 juillet 2002 »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine ci-dessous la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre le gestionnaire du réseau, la SA Transmission Belgium (ci-après : « Elia ») et la SA Rentel (ci-après : « Rentel »), reçue le 16 octobre 2023 (ci-après : la « proposition de contrat »).

Cette proposition de contrat vise à remplacer le contrat initial pour l'achat de certificats verts (ci-après : le « contrat initial ») ainsi que les avenants au contrat initial (ci-après : les « avenants »). Le contrat initial et ses avenants ont déjà été approuvés par la CREG le 16 septembre 2016¹, le 19 juillet 2018² et le 27 juin 2019³. L'introduction du *2-sided Contract-for-Difference*, l'obligation de paiement associée et la modification du prix de référence de l'électricité (où le facteur de correction est déterminé sur une base mensuelle) sont les raisons qui motivent la demande d'approbation de la proposition de contrat soumise.

En application de l'article 14, § 1^{er}, sixième alinéa de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, « *l'obligation d'achat de certificats verts d'électricité produite à partir d'énergie éolienne offshore, aux prix minimaux tels que définis à l'alinéa 2, 1°, 1° bis, 1° ter et 1° quater, fait l'objet d'un contrat entre le titulaire de la concession domaniale et le gestionnaire du réseau qui, lorsque cela est d'application, fait expressément mention du LCOE applicable au moment du financial close et ce contrat détaille de manière indépendante et exhaustive pour les installations visées au paragraphe 1er, alinéa 2, 1° quater, toutes les procédures, formules et modalités régissant le calcul du prix minimal des certificats verts, son paiement, l'obligation de paiement visée à l'alinéa 4, le prépaiement mensuel et le règlement ex post dont les principes sont fixés aux paragraphes 1er septies et 1er octies. Ce contrat est, sur proposition du gestionnaire du réseau, soumis à l'approbation de la commission.* »

En application de l'article 14, §2, *in fine* de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG contrôle les obligations du gestionnaire du réseau qui découlent de la section I de cet arrêté royal.

Le comité de direction a approuvé la présente décision lors de sa réunion du 23 novembre 2023.

¹ Décision (B)1560 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA Elia System Operator et la SA Rentel.

² Décision (B)1755 relative à la demande d'approbation de la proposition d'avenant au contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA Elia System Operator et la SA Rentel.

³ Décision (B)1910 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid* et révision du subside pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel

1. CADRE LEGAL

1. L'article 7, § 1^{er}, alinéa premier de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) prévoit ce qui suit :

« Par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la commission, le Roi peut prendre des mesures d'organisation du marché, dont la mise en place d'un système, géré par la commission, en vue de l'octroi des garanties 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 la commission et les gouvernements et régulateurs régionaux, afin d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix 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 26 mai 2023.

3. L'article 14, §1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 prévoit ce qui suit :

« En vue d'assurer l'écoulement sur le marché d'un volume minimal d'électricité verte, un système de prix minima d'achat est établi selon les conditions qui suivent.

Le gestionnaire du réseau, dans le cadre de sa mission de service public, a 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° 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 au plus tard le 1er mai 2014 :

a) 107 euros/MWh pour la production d'électricité découlant des 216 premiers MW de capacité installée;

b) 90 euros/ MWh pour la production d'électricité découlant d'une capacité installée excédant les 216 premiers MW;

1° bis 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 [8 depuis le 2 mai 2014 jusques et y compris le 30 avril 2016]8, 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;

1° ter 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 a lieu depuis le 1er mai 2016 jusque et y compris le 30 juin 2018, un prix minimal déterminé, sans préjudice du paragraphe 1erquater, sur la base de la formule suivante :

prix minimal = LCOE_y - [(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 :

- 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;

- le facteur de correction est calculé chaque mois par la commission, pour chaque concession domaniale, sur la base du contrat d'achat de l'électricité conclu par le titulaire de la concession domaniale et de toutes les informations nécessaires, à transmettre par ce titulaire à la commission ; le facteur de correction ne peut être supérieur à 100%;

- 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;

1° quater 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 1er juillet 2018, un prix minimal déterminé, sans préjudice des paragraphes 1er quater et 1erquinquies/1, sur la base de la formule suivante :

prix minimal = LCOE_y - [(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 :

- 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;

- le facteur de correction est calculé chaque mois par la commission, pour chaque concession domaniale, sur la base du contrat d'achat de l'électricité conclu par le titulaire de la concession domaniale et de toutes les informations nécessaires, à transmettre par ce titulaire à la commission; le facteur de correction ne peut être supérieur à 100%;

- 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° énergie solaire mise en service avant le 1er août 2012 : 150 euros/MWh

3° pour les installations qui produisent de l'électricité à partir de l'eau ou des marées, visées à l'article 6 de la loi : 20 euros/MWh

Pour les installations visées à l'alinéa 2, 1° ter et 1° quater, 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 pendant les périodes de ce mois où le prix minimal est fixé à 0 euro conformément au paragraphe 1erquinquies/1 (en omettant toutefois la production disponible pendant les 288 premiers quarts d'heure visés au paragraphe 1erquinquies/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 1erquinquies/1. Au sens du présent alinéa, on entend par la production disponible, le volume total d'électricité que les installations auraient techniquement pu produire pendant les périodes où le prix minimal est fixé à 0 euro conformément au paragraphe 1erquinquies/1 compte tenu de leur disponibilité et des conditions de vent observées pendant ces périodes.

Si le prix minimal, tel que défini conformément à l'alinéa 2, 1° ter et 1° quater, comprenant le cas échéant les augmentations visées à l'alinéa 3 et au paragraphe 1erquater, est inférieur à -[20] EUR/MWh, le titulaire de la concession domaniale, visé à l'alinéa 2, 1° ter et 1° quater, 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 calculé et 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 la notification correspondante de la commission visée à l'article 11, alinéa 1er, a eu lieu. 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 ne s'applique qu'à la période pendant laquelle l'obligation d'achat de certificats verts s'applique conformément 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 1erquinquies/1.

Cette obligation d'achat de certificats verts prend cours à la mise en service de l'installation de production, pour une période de dix ans. En dérogation à ce qui précède, pour l'électricité produite à partir d'énergie éolienne offshore, l'obligation d'achat de certificats verts vaut pour les périodes suivantes :

1° vingt ans à dater de la mise en service des installations visées à l'alinéa 2, 1° et 1° bis;

2° dix-neuf ans à dater de la mise en service des installations visées à l'alinéa 2, 1° ter, 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 précitée de dix-neuf ans, sans que cette prolongation ne puisse excéder deux ans.

3° à dater de la mise en service de chacune des installations visées à l'alinéa 2, 1° quater, jusqu'à l'expiration d'une période de dix-neuf ans suivant la mise en service de la dernière installation, sans pouvoir excéder le volume maximal défini au paragraphe 1erbis, cette période expire en principe le 31 décembre 2037 sans préjudice des cas de force majeure et de circonstances imprévisibles décrits ci-après. En cas de survenance d'une situation de force majeure ou de circonstances imprévisibles et hors du contrôle du titulaire de la concession domaniale retardant la mise en service des installations ou empêchant la production ou l'injection de l'électricité produite, cette période est allongée par la commission, le cas échéant même au-delà du 31 décembre 2039, en proportion de la durée de la situation de force majeure, mais sans que cet allongement ne puisse entraîner un dépassement du volume d'électricité auquel le prix minimal est appliqué, conformément au paragraphe 1erbis. Le titulaire d'une concession domaniale notifie à la commission un dossier exposant les circonstances de l'événement que ce titulaire voudrait voir reconnu comme constituant un cas force majeure ou une circonstance imprévisible et hors du contrôle du titulaire de la concession domaniale. La commission prend une décision à ce sujet au plus tard dans les six mois de la notification de ce dossier. Ni le retard dans la mise en service des installations composant le Modular Offshore Grid, ni l'indisponibilité totale ou partielle du Modular Offshore Grid constatée par la commission en application de l'article 14noviesdecies, n'entraîne un allongement de la période définie ci-avant.

L'obligation d'achat de certificats verts d'électricité produite à partir d'énergie éolienne offshore, aux prix minimas tels que définis à l'alinéa 2, 1°, 1° bis, 1° ter et 1° quater, fait l'objet d'un contrat entre le titulaire de la concession domaniale et le gestionnaire du réseau qui, lorsque cela est d'application, fait expressément mention du LCOE applicable au moment du financial close et ce contrat détaille de manière indépendante et exhaustive pour les installations visées au paragraphe 1er, alinéa 2, 1° quater, toutes les procédures, formules et modalités régissant le calcul du prix minimal des certificats verts, son paiement, l'obligation de paiement visée à l'alinéa 4, le prépaiement mensuel et le règlement ex post dont les principes sont fixés aux paragraphes 1ersepties et 1erocties. Ce contrat est, sur proposition du gestionnaire du réseau, soumis à l'approbation de la commission. »

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

4. La décision (B)1560 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et la SA RENTEL a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 16 septembre 2016.

5. La décision (B)1755 relative à la demande d'approbation de la proposition d'avenant au contrat d'achat de certificats verts entre la SA Elia System Operator et la SA Rentel a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 19 juillet 2018.

6. La décision (B)1910 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid* et à la révision du subside pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 27 juin 2019.

Le contrat initial a déjà été approuvé par la CREG le 16 septembre 2016 et le 19 juillet 2018. La raison de l'avenant était la vente prévue de certains actifs de Rentel à Elia, qui seront intégrés par Elia dans le *Modular Offshore Grid*. En conséquence, l'augmentation du prix minimum sera adaptée, passant de 12 €/MWh à 4,82 €/MWh, et Elia réclamera l'aide à restituer à ce moment-là. Après analyse de l'avenant, la CREG n'a constaté aucun problème et a donc approuvé l'avenant dans la décision (B)1910.

7. La proposition adaptée (C)2463/2 d'arrêté royal 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 et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 24 novembre 2022.

Cette proposition concerne la modification du prix de référence de l'électricité et le calcul du facteur de correction. Les modifications de l'arrêté royal proposées correspondent à la note de principe⁴ soumise à consultation en janvier 2022. La CREG a estimé qu'il était important qu'avec les nouvelles adaptations, les principes du soutien variable, tels qu'ils sont calculés pour les parcs LCOE, correspondent à ceux du *tendering* de la zone Princesse Elisabeth. C'est pourquoi la CREG était également favorable à une modification du prix de référence de l'électricité et du calcul du facteur de correction. Tout d'abord, cette modification réduit considérablement le risque de volume actuel et les coûts élevés de profil et de déséquilibre supportés par le PPA *offtaker*. En outre, la modification proposée est cohérente avec la zone Princesse Elisabeth.

8. La proposition (C)2498 d'arrêté royal 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 et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 26 janvier 2023.

Cette proposition d'arrêté royal rend possible la mise en œuvre d'un *2-sided Contract-for-Difference*.

⁴ Consultation publique sur l'appel d'offres éolien offshore pour la Zone Princesse Elisabeth, 19/01/2022
[Consultation publique sur l'appel d'offres éolien offshore pour la Zone Princesse Elisabeth \(fgov.be\)](#)

9. L'arrêté royal du 23 mai 2023 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 et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : « l'arrêté royal du 23 mai 2023 ») a été publié au Moniteur belge le 30 mai 2023. Cet arrêté royal modifie l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif au prix de référence de l'électricité et au calcul du facteur de correction.

10. L'arrêté royal du 26 mai 2023 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 et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : « l'arrêté royal du 26 mai 2023 ») a été publié au Moniteur belge le 31 mai 2023. Cet arrêté royal modifie l'arrêté royal du 16 juillet 2002 concernant la mise en œuvre d'un *2-sided Contract-for-Difference* et l'obligation de paiement y afférente.

11. Le 16 octobre 2023, la CREG a reçu de la part d'Elia une demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia et Rentel. Cette proposition de contrat remplace le contrat original, y compris ses avenants. La proposition de contrat est jointe à l'annexe 1 de la présente décision.

12. Le 16 octobre 2023, la version de la proposition de contrat avec *track changes* a également été transmise par e-mail à la CREG.

13. Le projet de décision (B)2673 relative à « la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et la SA RENTEL » a été approuvé par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 26 octobre 2023.

2.2. CONSULTATION

14. Conformément à l'article 33, § 1^{er} du règlement d'ordre intérieur du comité de direction, la CREG⁵ doit organiser une consultation publique avant de prendre une décision, sans préjudice des exceptions visées à la section 3 du chapitre 4. Une consultation publique est organisée par le biais du site Web de la CREG.

15. L'article 41 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction prévoit néanmoins que le comité de direction peut décider d'organiser une consultation non publique si la décision n'aura de conséquences juridiques que pour une seule personne ou un nombre limité de personnes identifiables en limitant la consultation à ces personnes.

Le comité de direction a noté que cela s'appliquait à ce projet de décision : vu que le comité de direction approuve la proposition de contrat, le projet de décision n'avait, à proprement parler, de conséquences juridiques que sur les parties contractantes, à savoir Elia et Rentel.

Le comité de direction a également constaté *in casu* que le choix d'une consultation limitée à Elia et Rentel se justifiait par le fait que ce projet de décision n'examinait que la conformité de la proposition de contrat à la loi électricité et à l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

⁵ 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.

16. Le comité de direction a donc décidé, en application de l'article 41 du règlement d'ordre intérieur, d'organiser une consultation sur ce projet de décision limitée à Elia et Rentel.

17. Le 30 octobre 2023, Rentel a fait savoir par lettre qu'elle n'avait pas de remarques à formuler sur le projet de décision. Le 13 novembre 2023, Elia a envoyé la remarque suivante par e-mail.

La CREG constate au point 20 du projet de décision (point 22 de la présente décision) que l'article 6.3 de la proposition de contrat introduit un intérêt de retard si les délais de paiement légaux également repris à l'article 6.2 de la proposition de contrat ne sont pas respectés. Toutefois, on ne sait pas clairement qui facturera cet intérêt (Elia ou le contractant).

Selon Elia, ce qui précède ne correspond pas tout à fait à l'article 6.3 qui prévoit ce qui suit : « *Si le contractant n'effectue pas le paiement dû en vertu de l'article 6.1 avant la date limite de paiement conformément à l'article 6.2 du présent contrat, c'est-à-dire, le cas échéant, dans les 60 (soixante) jours après la fin du mois au cours duquel la notification visée à l'article 11, alinéa 1^{er} de l'A.R. du 16 juillet 2002 à la CREG ou 30 (trente) jours après la réception du paiement de l'acheteur de l'énergie éolienne offshore, le contractant est redevable à Elia, de plein droit et sans mise en demeure, d'un intérêt de retard. Ce taux d'intérêt est déterminé conformément à l'article 5 de la loi du 2 août 2002 et est dû à partir de cette date limite de paiement et ce, jusqu'à ce que le paiement ait été effectué dans son intégralité.* »

La CREG prend note de cette remarque et adapte la présente décision sur ce point.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION DE CONTRAT

18. La CREG analyse ci-dessous la proposition de contrat, telle que soumise le 16 octobre 2023. La présente décision n'analyse que les éléments modifiés par rapport aux versions approuvées du 16 septembre 2016, du 19 juillet 2018 et du 27 juin 2019. La CREG utilise à cet effet la version de la proposition de contrat avec *track changes*.

La CREG attire l'attention d'Elia et de Rentel sur la nécessité de soumettre à nouveau à l'approbation de la CREG toute modification ou tout ajout futur à la proposition de contrat.

19. L'arrêté royal du 23 mai 2023 et l'arrêté royal du 26 mai 2023 ont mis en œuvre les modifications suivantes qui ont un impact sur Rentel et son soutien par le biais du système de certificats verts :

- la modification du prix de référence de l'électricité ;
- le calcul mensuel du facteur de correction ;
- l'indexation du LCOE ;
- l'introduction de l'obligation de paiement lorsque le prix minimum est inférieur à - 20 €/MWh ;
- la prolongation de la période de soutien par la période visant à rattraper le déficit de production pendant les dix-neuf premières années de la période de soutien par rapport à une production attendue de 3 617 heures de pleine charge avec un maximum de 2 ans.

Par ailleurs, l'article 8 de l'arrêté royal du 26 mai 2023 prévoit que le contrat entre le gestionnaire de réseau et le titulaire de la concession domaniale inclura désormais le LCOE du *financial close* ainsi que l'obligation de paiement.

20. La CREG constate que les modifications apportées à la proposition de contrat sont de deux ordres :

- d'une part, l'occasion a été saisie pour procéder à des adaptations textuelles afin d'améliorer la lisibilité et la compréhension du contrat ;
- d'autre part, les modifications portent sur la mise en œuvre des principes introduits par l'arrêté royal du 23 mai 2023 et l'arrêté royal du 26 mai 2023 (voir paragraphe précédent).

21. L'article 6 de la proposition de contrat précise l'obligation de paiement du contractant⁶ à l'égard d'Elia.

L'article 6.1 de la proposition de contrat renvoie à l'article 14, §1^{er}, quatrième alinéa de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 pour le calcul de l'obligation de paiement. L'article 6.2 de la proposition de contrat fait référence à la notification par la CREG du début du délai de paiement de 60 jours. Une procédure est également élaborée dans le cas où le contractant ne peut pas respecter son obligation de paiement si son *PPA-offtaker* ne l'a pas payé. Dans ce cas, le contractant doit informer régulièrement Elia et la CREG de l'état d'avancement du paiement.

Bien que cette procédure ne soit pas prévue par l'arrêté royal du 16 juillet 2002, elle reprend l'esprit de l'article 14, §1^{er}, quatrième alinéa de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, à savoir que « *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* ».

22. La CREG constate que l'article 6.3 de la proposition de contrat introduit un intérêt de retard si les délais de paiement légaux également repris à l'article 6.2 de la proposition de contrat ne sont pas respectés. Si un intérêt de retard est payé à Elia, cette dernière doit inclure ce montant dans son rapport ex post et la CREG en tiendra compte dans le montant à régulariser conformément à l'article 14^{quater} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

23. L'article 6.4 de la proposition de contrat stipule que l'obligation de paiement n'entre pas dans le champ d'application du régime TVA. La CREG approuve ce principe en tenant compte de la réponse de la ministre de l'Energie du 10 octobre 2023 à la question écrite n° 321 de Kim Buyst du 26 juillet 2023.

⁶ La proposition de contrat fait référence à Rentel en tant que « le contractant ».

4. CONCLUSION

Vu l'article 14, §1^{er}, sixième alinéa de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ;

Vu la demande de la part d'Elia d'approbation de la proposition de contrat paraphée, reçue le 16 octobre 2023 ;

Vu l'acceptation par Rentel du contenu de la proposition de contrat ;

Vu l'analyse de la proposition de contrat réalisée par la CREG ;

La CREG décide d'approuver la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia et Rentel.

////

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

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE