

Décision

(B)1861

26 novembre 2018

Décision relative à la demande de fixation du facteur de correction en vue de déterminer le prix minimal des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations situées dans la concession domaniale de Seastar pour la première période suivant le *financial close*

Article 14, § 1^{ter}/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. INTRODUCTION	3
2. CADRE LEGAL	3
3. ANTECEDENTS	5
3.1. Généralités	5
3.2. Consultation	5
4. ANALYSE DE LA PROCEDURE D'ADJUDICATION	6
4.1. Procédure d'adjudication	6
4.1.1. Procédure	6
4.1.2. Résultats	6
4.2. Evaluation de la CREG.....	8
5. DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION	9
6. CONCLUSION	9

1. INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après s'il existe une différence entre le prix de vente contractuel proposé pour l'électricité et un prix nominal moyen égal à 90 % du prix de référence de l'électricité (article 14, §1^{er} /1 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)).

Le dossier en question a été introduit par Seamade NV (ci-après : Seamade), qui est le titulaire des concessions domaniales de Mermaid et Seastar. La construction des parcs éoliens *offshore* dans ces deux concessions a été réalisée sous la forme d'un seul projet par Seamade. Ces deux concessions domaniales continuent toutefois d'exister séparément. Dans un souci de simplification, le demandeur Seamade, en qualité de représentant de Seastar NV, sera ci-après dénommé « Seastar ».

Sur la base de son analyse, la CREG définit le facteur de correction qui s'applique pour déterminer le prix minimal des certificats verts de l'électricité produite par les éoliennes *offshore* situées sur la concession domaniale de Seastar.

La présente décision a été approuvée par procédure écrite du comité de direction de la CREG du 26 novembre 2018.

2. CADRE LEGAL

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

« 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 17 août 2018.

3. L'article 14, § 1^{er}, 1^oquater est libellé comme suit :

« 1^oquater 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 financier close intervient à partir du 1^{er} juillet 2018, un prix minimal déterminé, sans préjudice des paragraphes 1^{er}quater et 1^{er}quinquies/1, sur la base de la formule suivante, et dont le montant ne peut en tout état de cause pas être négatif :

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

où :

- le LCOE est égal à 79 euros/MWh ;

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

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

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

4. L'article 14, § 1^{er}ter/1 définit la procédure d'adaptation du facteur de correction par concession domaniale :

«§ 1^{er}ter/1. Pour chaque concession domaniale visée au § 1^{er}, alinéa 2, 1^o ter et 1^o quater, la commission adapte, sans effet rétroactif, le facteur de correction pris en compte pour la détermination du prix minimal.

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

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

2° ultérieurement, au plus tard quatre mois avant la fin de chaque période annuelle qui débute à la date du financial close,

toutes les informations à la commission, par porteur et avec accusé de réception et par voie électronique, relatives au prix de vente contractuel de l'électricité produite par les installations.

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

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

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

3. ANTECEDENTS

3.1. GÉNÉRALITÉS

5. Le 14 août 2018, Seastar a soumis un dossier de demande pour la fixation du facteur de correction en vue de déterminer le prix minimal des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations situées dans les concessions domaniales de Seastar.

6. Le 13 septembre 2018, la CREG a demandé des informations complémentaires à Seastar.

7. Le 20 septembre et le 5 novembre 2018, la CREG a reçu les informations complémentaires demandées.

8. Dans sa lettre du 15 novembre 2018 adressée à Seastar, la CREG a intégralement commenté le dossier soumis.

9. Le projet de décision (B)1861 relative à la demande de fixation du facteur de correction en vue de déterminer le prix minimal des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations situées dans la concession domaniale de Seastar pour la première période suivant le *financial close* a été approuvé par la CREG lors du comité de direction du 22 novembre 2018.

3.2. CONSULTATION

10. Le comité de direction de la CREG a constaté que le projet de décision reposait principalement sur des données relatives aux offres reçues par Seastar et sur une description de la procédure d'appel d'offres. Les données extraites des offres sont commercialement sensibles et par conséquent confidentielles. L'absence de données dans la description de la procédure d'appel d'offres rend la décision difficilement lisible. En outre, la CREG n'a pu suivre dans la présente décision que les dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 pour déterminer le facteur de correction. La CREG a par conséquent estimé qu'une consultation publique relative à ce projet de décision n'était pas utile.

Le comité de direction de la CREG a dès lors décidé d'organiser une consultation non publique plutôt qu'une consultation publique concernant le projet de décision, où seule Seastar est consultée (article 40, alinéa premier, 1°, et deuxième alinéa de son règlement d'ordre intérieur).

11. Le 23 novembre 2018, Seastar a fait savoir par e-mail et par recommandé qu'elle n'avait pas de remarques à formuler sur le projet de décision.

4. ANALYSE DE LA PROCEDURE D'ADJUDICATION

4.1. PROCÉDURE D'ADJUDICATION

4.1.1. Procédure

12. Comme le prévoient les lignes directrices¹ de la CREG, Seamade a consulté le marché pour l'obtention d'un *Power Purchase Agreement* (ci-après : PPA) pour Mermaid et Seastar.

Seamade a lancé un appel d'offres pour quatre blocs, qui correspondent chacun à environ 25 % de l'énergie produite des deux projets. Chaque partie pouvait soumettre une offre pour un ou plusieurs blocs, à des conditions identiques ou différentes. Un seul bloc était réservé à l'offre la plus compétitive (ci-après : *the reserved block*). Pour les trois autres blocs, un *right-to-match* des actionnaires était prévu. Ce principe figure dans l'*Invitation To Tender* (ci-après : ITT).

Il a été demandé à quatorze parties de manifester leur intérêt de participer à l'appel d'offres. Douze parties ont signé le *Non Disclosure Agreement* et ont ensuite reçu l'ITT. Au final, trois parties, [CONFIDENTIEL], ont soumis une offre : [CONFIDENTIEL], [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL].

L'ITT mentionnait clairement les différents critères d'admissibilité objectifs et quantifiables, tels que la solidité financière. Par ailleurs, le document ITT comportait une formule clairement définie pour le facteur de correction.

4.1.2. Résultats

4.1.2.1. Evaluation des critères d'admissibilité

13. Les offres reçues ont d'abord été examinées sur la base des critères d'admissibilité objectifs et quantifiables, tels que la solidité financière.

Le volume des deux projets est scindé en quatre blocs, afin de pouvoir attirer également de plus petits acteurs de marché. Cela signifie cependant que chaque projet pourrait avoir deux PPA et qu'une collaboration entre les deux *oftakers* est requise dans le cadre des responsabilités à l'égard d'Elia. C'est pourquoi il est demandé aux candidats de confirmer qu'ils acceptent un éventuel *set-up* de deux ARP (avec deux rôles possibles : *the shared-energy ARP* et *the follow-up ARP*) par concession domaniale. Par ailleurs, les deux projets concerneront parfois des consommateurs d'électricité nette (par exemple, durant la phase de démarrage ou à des périodes de faible vent). Les candidats doivent donc être également capables de fournir de l'électricité à ces moments-là.

Toutes les offres ont été jugées admissibles.

¹ Lignes directrices (R) 1371 relatives à la procédure de détermination des valeurs entrant en ligne de compte pour la fixation du prix minimal par certificat vert pour l'énergie éolienne *offshore*.

Tableau 1 Evaluation de l'admissibilité des offres

[CONFIDENTIEL]

4.1.2.2. Offres

14. L'élément commercial le plus important du PPA est le facteur de correction qui sera appliqué au prix de référence de l'électricité. Seastar vendra son électricité selon la formule Endex * (1-facteur de correction). Plus le facteur de correction sera bas, plus les recettes de la vente de l'énergie produite seront élevées.

Comme défini dans l'ITT, le facteur de correction est constitué d'un terme fixe et de deux paramètres variables relatifs au coût de profil et d'équilibrage. Ces deux paramètres variables sont fixés au moyen d'une formule dans l'ITT et sont donc identiques pour tous les candidats. Le terme fixe est le seul paramètre sur lequel les candidats peuvent librement faire une offre. Par ailleurs, [CONFIDENTIEL] est la seule partie à avoir ajouté une *commissioning surcharge*. Ce terme est une indemnité pour le risque couru par le client, à savoir :

- un risque de *mismatch* entre le *2020 base load profile* et le profil d'injection attendu de Seastar ;
- d'éventuels écarts par rapport au schéma d'installation, tel que connu au 1^{er} janvier 2019.

La *commissioning surcharge* s'applique uniquement aux turbines qui n'ont pas encore été officiellement réceptionnées.

Les trois candidats ont soumis les offres suivantes.

Tableau 2 Aperçu des offres

[CONFIDENTIEL]

Le classement des offres au tableau 2 ne tient pas compte de la *commissioning surcharge*. Cette *surcharge* s'applique uniquement durant la première année d'exploitation jusqu'à ce que toutes les turbines aient été réceptionnées officiellement.

4.1.2.3. Principe de right-to-match

15. Comme expliqué dans l'ITT, le *reserved block* est attribué à l'offre la plus compétitive. Sur les trois autres blocs, un *right-to-match* peut être exercé. Les offres ont été classées comme suit par l'équipe de projet.

Tableau 3 Classement des offres

[CONFIDENTIEL]

16. Le *reserved block* est attribué à [CONFIDENTIEL]. [CONFIDENTIEL] souhaite [CONFIDENTIEL], en tant que [CONFIDENTIEL] actionnaire, exercer son *right-to-match* sur les trois autres blocs. [CONFIDENTIEL]^{2 3}.

² [CONFIDENTIEL]

³ [CONFIDENTIEL]

17. Après l'évaluation, les quatre blocs ont été attribués comme suit.

Tableau 4 Classement des offres

[CONFIDENTIEL]

18. Vu qu'il n'y a qu'un *offtaker* pour tous les blocs, Seamade a décidé de signer un seul PPA par concession domaniale. Dans ce cadre, Seastar (le parc au volume le plus important) bénéficie du facteur de correction le plus bas. Cela donne les résultats suivants par parc.

Tableau 5 Aperçu du facteur de correction

[CONFIDENTIEL]

4.2. EVALUATION DE LA CREG

19. Dans son évaluation du dossier, la CREG a constaté que les parcs Mermaid et Seastar ont été les premiers à introduire une *commissioning surcharge*. Cette surcharge est une compensation pour le risque couru par le client pendant l'année d'installation (voir paragraphe 14). La CREG constate que ce risque n'a jamais été indemnisé séparément dans les PPA des parcs *offshore* belges exploités, même si l'importance de ce risque est la même pour chaque parc *offshore*. Par ailleurs, la CREG note que cette *commissioning surcharge* est difficile à appliquer, étant donné que l'effet est appliqué par turbine et dépend de la livraison ou non de la turbine en question, mais que ce facteur doit être déterminé au préalable par la CREG.

Lors de l'analyse du dossier, la CREG a donc demandé à Seamade de supprimer ce terme. Après consultation avec [CONFIDENTIEL], Seamade a décidé de supprimer ce terme [CONFIDENTIEL]. Ainsi l'indemnisation du risque est généralement intégrée dans le prix au cours de la première année, comme dans le cas des autres parcs *offshore* belges. Dans les autres offres reçues, ce risque a également été pris en compte dans le terme fixe. La CREG marque son accord car cela n'a pas d'impact sur le classement des offres et l'allocation des blocs.

20. Après comparaison des différentes offres pour le PPA, la CREG constate que la désignation d'Eneco en tant que *preferred supplier* est correcte. La CREG constate que, malgré l'intérêt de douze parties pour la consultation du marché, seuls trois candidats ont finalement soumis une offre, dont un seul n'est pas actionnaire. La CREG considère que l'organisation de la consultation du marché et en particulier les modalités d'exercice du *right-to-match* ont dissuadé de nombreux candidats potentiels. En outre, la CREG constate que le seul offrant qui n'est pas actionnaire a fait une offre concurrentielle, mais précisément en raison du *right-to-match* exercé par un actionnaire (Eneco), il n'a finalement pas pu signer de PPA. La CREG craint que l'application du *right-to-match* n'aboutisse à terme à une situation où seuls les actionnaires soumettront une offre pour un PPA, ce qui créerait un risque réel qu'aucun prix véritablement concurrentiel ne soit plus proposé, et, en définitive, serait préjudiciable pour le consommateur. Toutefois, la CREG n'est pas habilitée par la loi à approuver l'organisation de l'appel d'offres. Compte tenu des résultats d'autres consultations du marché, la CREG considère que le prix proposé pour le PPA est néanmoins conforme au marché.

5. DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION

21. Seastar demande dans sa lettre du 30 octobre 2018 « *d'approuver le facteur de correction de 11,91 % pour la première période (à compter du financial close)* ».

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

[CONFIDENTIEL]

23. La CREG confirme que le PPA est conforme au marché et approuve le facteur de correction de 11,91 % pour une période d'un an à dater du *financial close*. La CREG souhaite recevoir, après le *financial close*, une copie du PPA signé.

6. CONCLUSION

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

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


Vu le dossier de demande du 14 août 2018 ;

Vu les informations complémentaires reçues le 20 septembre et le 5 novembre 2018 ;

Sous réserve que la CREG reçoive par lettre recommandée une copie du PPA signé ;

La CREG décide de fixer à 11,91 % le facteur de correction du prix de référence de l'électricité pour une période d'un an à dater du *financial close*.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction