

# Note

(Z)1880  
20/12/2018

## Note sur le mécanisme de soutien à la construction de parcs éoliens offshore après 2020

rédigée en application de l'article 23, §2, 2° de la loi du 29 avril 1999  
relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	4
1. ContextE .....	5
2. Mécanismes de soutien.....	7
2.1. Evolution des mécanismes de soutien en Belgique .....	7
2.2. Réflexions sur les mécanismes de soutien appliqués ACTUELLEMENT.....	10
2.2.1. Dissociation de l’octroi de la concession domaniale et du soutien .....	10
2.2.2. Octroi de CV par MWh produit net versus par MWh injecté net .....	11
2.2.3. Utilisation du prix de vente contractuel pour l’électricité .....	11
2.2.4. Soutien dépendant des coûts réels .....	12
2.2.5. Flux de revenus incertain pour le titulaire de la concession domaniale.....	12
2.2.6. Soutien en cas d’heures négatives .....	12
3. Procédures de détermination d’un niveau de soutien.....	14
3.1. Détermination administrative .....	14
3.2. Processus d'appel d'offres concurrentiel .....	14
3.3. Système de certificats verts ou de quotas .....	15
3.4. Choix d'un processus d'appel d'offres concurrentiel .....	15
4. Conception du futur mécanisme de soutien .....	16
4.1. Remarque préliminaire.....	16
4.2. Projet du futur mécanisme.....	16
4.2.1. Base de la subvention.....	16
4.2.2. Formule de soutien .....	17
4.2.3. Certificats verts.....	19
4.2.4. Paiement du soutien - système d'avances .....	19
5. Processus d'appel d'offres concurrentiel .....	20
5.1. Objectifs.....	20
5.2. Principes .....	21
5.3. Caractéristiques de l’appel d’offres .....	21
5.3.1. Conditions générales .....	21
5.3.2. Détermination du prix : pay-as-bid .....	23
5.3.3. Plafond de prix : cap .....	23
5.3.4. Taille des lots .....	23
5.3.5. Offres .....	24
5.3.6. Critères de recevabilité .....	24
5.3.7. Critères d'attribution .....	24

5.3.8. Infrastructure de réseau et exigences de raccordement ..... 26

# INTRODUCTION

Les mécanismes de soutien nationaux ont joué un rôle essentiel dans le développement de projets où de l'électricité est produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Entre 2003 (C-Power) et 2011 (Mermaid), 7 concessions domaniales<sup>1</sup> ont été octroyées en Belgique pour la construction de parcs éoliens offshore dans la zone prédestinée à cet effet.

Les mécanismes de soutien qui s'appliquent à ces concessions domaniales ont été définis à chaque fois après l'octroi de la concession domaniale, par le biais de différentes adaptations apportées à 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). Dans certains cas, le mécanisme de soutien a été retenu après des négociations entre l'autorité compétente et le titulaire de la concession domaniale.

Dans nos pays voisins, le processus d'allocation des subventions a fait place à un processus d'appel d'offres concurrentiel, si bien qu'on a pu y constater une diminution des coûts plus importante qu'en Belgique.

Le conseil des ministres du 31 août 2018 a approuvé la note de principe « Appel d'offres offshore parcs éoliens à partir de 2020 » (ci-après : la note de principe) de la ministre de l'Énergie Marie-Christine Marghem et du ministre de la mer du Nord Philippe De Backer. Dans cette note de principe, on peut lire au point 2.4 « *Une analyse des mécanismes de soutien possibles (CV...) est demandée à la CREG pour le 15 décembre 2018.* La CREG n'a cependant pas reçu de demande formelle.

La présente note se compose de 5 parties. La première partie en expose le contexte. La deuxième partie décrit l'évolution des mécanismes de soutien offshore en Belgique et livre une série de réflexions sur leur application. La troisième partie offre un aperçu des procédures de détermination du soutien. La quatrième partie examine plus en détail la conception du futur mécanisme de soutien. La cinquième partie aborde plusieurs aspects importants du processus d'appel d'offres concurrentiel.

La présente note a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 20 décembre 2018.

---

<sup>1</sup> Dans deux des concessions domaniales initiales (Belwind et Mermaid), 2 parcs éoliens ont été construits (Belwind + Nobelwind et Mermaid + Seastar), ce qui signifie que 9 parcs éoliens seront opérationnels d'ici 2020.

# 1. CONTEXTE

1. La note de principe approuvée lors du conseil des ministres s'inscrit dans le cadre de la stratégie énergétique fédérale et de la décision du conseil des ministres du 27 octobre 2017 d'octroyer les concessions domaniales pour les parcs éoliens offshore à compter de 2020 par le biais d'un processus d'appel d'offres concurrentiel.

Le communiqué de presse du 31/08/2018<sup>2</sup> mentionne entre autres ce qui suit :

*« Il faut faire des choix sur le plan de la loi-cadre, qui est élaborée par le secrétaire d'Etat à la Mer du Nord et la ministre de l'Energie, des arrêtés royaux d'exécution, du réseau énergétique offshore et onshore et du planning pour la procédure d'appel d'offre. Le gouvernement opte pour un mécanisme d'appel d'offres pour réaliser le quadruple objectif :*

*d'une capacité d'énergie éolienne renouvelable (min. 1,7 GW)*

*d'une énergie maximale livrée sur le réseau (en GWh)*

*d'un coût minimal pour le consommateur (directement ou indirectement)*

*des services auxiliaires du réseau énergétique (équilibre, stockage...)*

*Le gouvernement prendra en charge la réalisation des études préliminaires, qui doivent être effectuées en 2020 et 2021. Le gestionnaire de réseau Elia sera responsable pour les stations de transformation et les câbles offshore jusqu'aux parcs, pour que les parcs doivent uniquement se connecter à ces stations et puissent se concentrer sur leur mission principale, à savoir la construction et l'exploitation des parcs éoliens offshore. »*

2. La note de principe mentionne au point 2.4 :

*« Une analyse des mécanismes de soutien possibles (CV...) est demandée à la CREG pour le 15 décembre 2018. »*

Aucune demande formelle n'a été adressée à la CREG pour réaliser une telle analyse. Le champ d'application de l'analyse demandée n'a pas été explicité.

Un avant-projet de loi modifiant la loi électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour les installations de production offshore a été approuvé<sup>3</sup> lors du conseil des ministres du vendredi 7 décembre 2018. Cet avant-projet de loi maintient le concept d'octroi de certificats verts (article 7 de la loi électricité), ce qui implique un soutien par MWh.

Sur la base de sa participation à la taskforce « appel d'offres offshore », la CREG estime que son analyse ne devra pas tant porter sur la procédure en vertu de laquelle les concessions sont octroyées (vu que le conseil des ministres a déjà choisi de soumettre à un appel d'offres les parcs éoliens suivants) que sur la conception du mécanisme de soutien et l'organisation de l'appel d'offres dans le contexte belge

---

<sup>2</sup> Voir <https://www.presscenter.org/fr/pressrelease/20180831/appel-d-offres-offshore-parcs-eoliens-a-partir-de-2020?setlang=1>

<sup>3</sup> Avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique

afin de parvenir, à l'instar de l'appel d'offres organisé pour les différents lots aux Pays-Bas, à un niveau de soutien conforme à un marché concurrentiel par le biais d'une procédure de mise en concurrence.

3. S'agissant du mécanisme actuel de financement des coûts pour les parcs éoliens offshore (avec dégressivité et plafond), la DG COMP de la Commission européenne a fait savoir, dans une lettre adressée à la représentation permanente belge auprès de l'UE, qu'elle était arrivée à la conclusion provisoire que l'application de la dégressivité dans le mécanisme de financement actuel était incompatible avec les directives relatives aux aides d'Etat. D'autres mécanismes de financement sont actuellement à l'étude. A la demande de la ministre en charge de l'Energie, la CREG élabore plusieurs variantes simulant l'impact sur les différentes catégories de consommateurs. Vu les discussions menées actuellement à ce sujet, la CREG estime qu'il n'est pas opportun de traiter dans cette note le financement du coût de l'offshore. La CREG renvoie néanmoins à son étude (F)1704 du 18 janvier 2018<sup>4</sup> et à la correspondance échangée à ce sujet entre la CREG et la ministre en charge de l'Energie. Par ailleurs, la méthode de financement (via la facture énergétique ou les moyens généraux) du coût de subvention relève surtout d'un choix politique.

---

<sup>4</sup> Etude (F)1704 du 18 janvier 2018 pour une proposition de réforme du mécanisme de dégressivité de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore.

## 2. MÉCANISMES DE SOUTIEN

4. Avant de passer en revue les options du futur mécanisme de soutien, il est important de tirer les leçons du fonctionnement du mécanisme de soutien entre l'entrée en vigueur 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 aujourd'hui.

5. Ce chapitre fournit en premier lieu un aperçu de l'évolution des mécanismes de soutien pour l'offshore en Belgique. Il aborde ensuite certains aspects de ces mécanismes de soutien ayant entraîné des difficultés dans le passé.

### 2.1. EVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN EN BELGIQUE

6. L'arrêté royal du 16 juillet 2002 a introduit au niveau fédéral un mécanisme de soutien pour le développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans les espaces visés à l'article 6 de la loi électricité<sup>5</sup>.

7. Ce mécanisme était du type « système de certificats verts »<sup>6</sup> combiné à un prix d'achat minimum garanti et fixe pour les certificats verts. Dans l'avis du Conseil d'Etat<sup>7</sup> sur ce projet d'arrêté royal, il est indiqué que l'autorité fédérale ne peut invoquer aucune compétence en vertu de la loi électricité pour instaurer un marché avec des quotas pour les certificats verts, cette compétence étant assignée aux régions conformément à la loi spéciale du 8 août 1980 de réforme des institutions.

8. En l'absence de possibilité de créer un marché avec des quotas et des pénalités au niveau fédéral et du fait que les certificats verts fédéraux n'étaient pas admis sur les marchés régionaux, le mécanisme a été réduit de facto à un mécanisme prévoyant une « feed in premium » (ci-après « FIP ») fixe, soit le prix minimum garanti pour l'acquisition des certificats verts.

9. Le mécanisme de soutien a été modifié à plusieurs reprises entre 2002 et aujourd'hui. Un aperçu<sup>8</sup> des différents mécanismes en fonction de la période où le bouclage financier a été réalisé, est donné ci-après.

#### 1) Période juillet 2002 – octobre 2005 : FIP fixe<sup>9</sup>.

En vertu de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, le titulaire de concession domaniale recevait un certificat vert par MWh produit net. Un prix minimum de 90 euros/MWh, ou par certificat vert, est garanti pour une période de 10 ans. L'arrêté royal oblige également à conclure un contrat d'achat entre le titulaire de la concession domaniale et le gestionnaire de réseau de transport pour la vente de certificats verts au prix minimum fixé. Les revenus du titulaire de la concession domaniale se répartissent en grande partie entre les revenus de la vente d'électricité et les

---

<sup>5</sup> A des fins d'exhaustivité, il convient de préciser que cet arrêté royal fixait également des prix minimaux pour la production renouvelable onshore.

<sup>6</sup> Système de certificats verts : un mécanisme de marché qui permet aux producteurs d'énergie issue de sources renouvelables de générer, en plus de leurs revenus directs résultant de la vente d'électricité, des revenus à partir de la vente de certificats verts octroyés à des producteurs d'énergie renouvelable. Le prix de ces certificats verts n'est pas fixé à l'avance mais est établi sur le marché par la loi de l'offre et la demande. La demande de certificats verts est « créée » par l'introduction d'un quota de certificats verts à fournir par les fournisseurs et l'imposition d'une amende par certificat vert manquant.

<sup>7</sup> Avis 32.788/1 de la section législation du Conseil d'Etat

<sup>8</sup> Cet aperçu succinct comprend uniquement les principales caractéristiques du mécanisme durant chaque période et ne se veut pas une représentation exacte et complète.

<sup>9</sup> FIP fixe : feed-in premium fixe : on entend par là qu'un montant fixe est octroyé par MWh, en plus des revenus normaux de la vente d'électricité et de produits dérivés.

revenus de la vente de certificats verts au gestionnaire de réseau.

Ce mécanisme ne s'applique à aucun parc éolien, vu qu'aucun parc éolien n'a réalisé de bouclage financier durant cette période.

2) Période octobre 2005 – mai 2014 : FIP fixe.

Motif du changement : la zone prédestinée aux parcs éoliens offshore était située bien plus loin de la côte (et se trouvait donc à plus grande profondeur), si bien que les coûts de construction de parcs éoliens offshore ont augmenté et que le soutien existant s'est révélé insuffisant.

Le prix minimum pour la production d'électricité générée à partir des 216 premiers MW installés équivaut à 107 €/MWh, tandis qu'un prix minimum de 90 €/MWh est maintenu pour le reste de la production. Par ailleurs, la durée de l'obligation d'achat des certificats verts est portée de 10 à 20 ans. Enfin, l'article 7, § 2 de la loi électricité prévoyait également une intervention de 25 millions d'euros sur 5 ans pour l'installation de raccordement entre le parc éolien et la sous-station onshore, en l'absence d'un *Modular Offshore Grid*, avec une possibilité de raccordement par les parcs.

Ce mécanisme a été appliqué à 4 parcs éoliens offshore : C-Power, Belwind, Nobelwind et Northwind

3) Période mai 2014 – avril 2016 : FIP variable<sup>10</sup>.

Motif du changement : Afin d'éviter d'éventuelles subventions croisées en cas de prix de l'électricité élevés, un prix minimum variable a été introduit. Celui-ci dépend du prix de l'électricité et n'est pas une prime fixe s'ajoutant au prix de l'électricité.

Le concept de LCOE est introduit et le prix minimum des certificats verts correspond à la différence entre le LCOE et le prix de référence corrigé de l'électricité<sup>11</sup>. Le LCOE s'élève à 138 €/MWh et la période de soutien est maintenue à 20 ans. Le prix de l'électricité à prendre en compte pour déterminer le prix minimum des certificats verts est calculé annuellement par la CREG.

Pour la production durant les 288 premiers quarts d'heure avec un tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif inférieur ou égal à -20EUR/MWh, le prix minimum est fixé à 0 euro.

En principe, les parcs éoliens dont le bouclage financier est postérieur au 1<sup>er</sup> mai 2017 sont raccordés au MOG d'Elia. Si le titulaire de la concession domaniale reçoit l'autorisation de ne pas se raccorder au MOG, il reçoit une subvention pour le câble de 25 M€ et le prix minimum pour l'achat de certificats verts est augmenté de 12 €/MWh. Pour un bouclage financier postérieur au 1<sup>er</sup> mai 2016, le prix minimum pour l'achat de certificats verts n'est plus augmenté de 12 €/MWh mais d'un montant à définir par la CREG qui correspond aux coûts totaux du financement du câble sous-marin.

Ce mécanisme ne s'applique à aucun parc éolien offshore, vu qu'aucun parc éolien n'a réalisé de bouclage financier durant cette période.

---

<sup>10</sup> FIP variable : feed-in premium variable : on entend par là qu'un montant variable est octroyé par MWh. Ce montant dépend du prix de l'électricité afin de générer ainsi un flux de revenus constant.

<sup>11</sup> Lorsque le prix de l'électricité augmente, le prix minimum diminue (et donc également la subvention). A l'inverse, lorsque le prix de l'électricité diminue, le prix minimum augmente (et donc également la subvention).



4) Période mai 2016 – juin 2018 : FIP variable.

Motif du changement : lors de la préparation de l'organisation des appels d'offres aux Pays-Bas, il s'est avéré que les montants maximaux de subvention étaient bien inférieurs à ceux octroyés en Belgique en raison de la baisse des coûts pour l'offshore. Le soutien existant de 138 €/MWh était donc trop élevé.

La formule pour le calcul du prix minimum des certificats verts a été affinée en prenant en compte les revenus issus de la vente de garanties d'origine et les pertes de réseau.

Une négociation entre les pouvoirs publics et les titulaires de concessions domaniales individuelles a abouti à un LCOE de respectivement 129,8 et 124 EUR/MWh pour Rentel et Norther, avec une période de soutien limitée à 19 ans. Le prix de l'électricité à prendre en compte pour déterminer le prix minimum des certificats verts est calculé annuellement par la CREG.

Pour la production pendant les 288 premiers quarts d'heure avec un tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif inférieur ou égal à -20EUR/MWh ou si le prix de bourse journalier est inférieur à 0 EUR/MWh durant 6 heures consécutives, le prix minimum est fixé à 0 euro.

Ces parcs éoliens sont raccordés au MOG et le prix minimum pour l'achat de certificats verts est augmenté d'un montant visant à couvrir et à financer les coûts totaux<sup>12</sup> du câble sous-marin.

Ce mécanisme a été appliqué à 2 parcs éoliens : Rentel et Norther

5) Période postérieure au 1<sup>er</sup> juillet 2018 : FIP variable

Motif du changement : une poursuite de la baisse drastique des coûts a été constatée lors de l'appel d'offres pour les lots Borssele aux Pays-Bas (limitrophes des concessions domaniales belges).

Le LCOE a été abaissé à 79 EUR/MWh et la période de soutien a été fixée à 17 ans. Ce montant est limité à un maximum de 63 000 heures équivalentes de pleine puissance. Le prix de l'électricité à prendre en compte pour déterminer le prix minimum des certificats verts est calculé annuellement par la CREG.

Les concessions domaniales qui relèvent de ce régime bénéficient d'un système d'avances, avec un décompte des prix et des volumes.

Pour la production pendant les 288 premiers quarts d'heure avec un tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif inférieur ou égal à -20EUR/MWh ou si le prix de bourse journalier est inférieur à 0 EUR/MWh durant 6 heures consécutives, le prix minimum est fixé à 0 euro.

Ces parcs éoliens sont raccordés au MOG et le prix minimum pour l'achat de certificats verts est augmenté d'un montant visant à couvrir et à financer les coûts totaux<sup>13</sup> du câble sous-marin entre le parc à raccorder et le MOG.

Ce mécanisme a été appliqué à 3 parcs éoliens : Northwester 2, Mermaid et Seastar.

---

<sup>12</sup> Par « coûts totaux », tant les titulaires de concessions domaniales que la CREG entendent les coûts d'investissement (CAPEX). Cette interprétation était conforme avec les coûts pris en considération pour le soutien de 25 millions d'euros (art. 7, § 2, alinéa premier de la loi électricité).

<sup>13</sup> Le 7 mars 2018, dans sa réponse à une question parlementaire, la ministre en charge de l'Energie affirmait que ces coûts totaux comportaient « ... l'achat et l'installation des infrastructures de raccordement (à savoir le câble sous-marin et la station de transformation), les coûts d'entretien (y compris les coûts d'assurance) et leur financement ».

## **2.2. RÉFLEXIONS SUR LES MÉCANISMES DE SOUTIEN APPLIQUÉS ACTUELLEMENT**

10. Les mécanismes de soutien qui existent déjà pour l'énergie éolienne offshore sont basés sur la production nette d'électricité. Pour chaque MWh produit net, un certificat vert est octroyé au titulaire de la concession domaniale, qui revend ce certificat au gestionnaire de réseau de transport à un prix minimum déterminé.

En plus du mécanisme de soutien, le titulaire de la concession domaniale perçoit également des revenus du marché. L'électricité produite injectée dans le réseau est vendue par le titulaire de la concession domaniale à un acteur de marché, sur la base d'un contrat à long terme. Par ailleurs, le titulaire de la concession domaniale peut tirer des revenus de la vente des garanties d'origine qu'il reçoit pour l'électricité injectée dans le réseau, ou encore de certains services qu'il propose au gestionnaire de réseau. L'avantage d'un tel mécanisme de soutien est que le titulaire de la concession domaniale reçoit un incitant à produire autant d'énergie électrique (MWh) que possible à partir de sources renouvelables, ce qui cadre parfaitement avec les objectifs relatifs à la part d'électricité à produire à partir de sources d'énergie renouvelables (également exprimée en MWh).

11. Sur la base de l'expérience de la CREG, une série de réflexions sur l'application des mécanismes de soutien actuels sont données ci-après.

### **2.2.1. Dissociation de l'octroi de la concession domaniale et du soutien**

12. Au moment de la demande et de l'octroi des concessions domaniales existantes, il existait déjà des règles de soutien (fondées en partie sur la loi électricité et en partie sur l'arrêté royal du 16 juillet 2002). Au vu de la longueur des délais entre l'octroi des concessions domaniales et la réalisation des parcs éoliens offshore, les pouvoirs publics ont mené par la suite des négociations avec la plupart des titulaires de concessions domaniales au sujet du niveau de soutien. Ces négociations ont toujours été difficiles, les titulaires de concessions domaniales pouvant toujours invoquer les droits acquis lors de l'octroi des concessions domaniales en question. La CREG estime qu'il serait préférable d'éviter ces négociations difficiles à l'avenir. Il est dès lors important que la détermination du soutien et l'octroi des concessions domaniales se fassent au même moment, et que l'on y associe des délais limités pour la réalisation des parcs éoliens offshore.

### 2.2.2. Octroi de CV par MWh produit net versus par MWh injecté net

13. Dans tous les régimes de soutien offshore que la Belgique a connus jusqu'à présent, les certificats verts étaient délivrés par MWh produit net<sup>14</sup>. Le point d'octroi des certificats verts se situe juste avant le transformateur, dans la nacelle de l'éolienne, ce qui comporte différents désavantages.

Un relevé séparé de la production nette par éolienne, qui doit tout au moins être séparé et scellé, est nécessaire. En cas de bris illicite des scellements ou d'un mauvais branchement de l'appareil de mesure, la production nette exacte est toujours sujette à discussion.

Parfois, il n'est pas possible de réaliser une mesure séparée sur le point d'octroi des certificats verts. Dans ce cas, une méthode de calcul doit être élaborée, avec des contrôles et des scellements supplémentaires sur les éléments entre le point de mesure et le point d'octroi.

Etant donné que les titulaires de concessions domaniales tirent la plus grande part de leurs revenus de la vente de certificats verts au prix minimum, ils ne bénéficient que d'un incitant limité pour réduire les pertes électriques entre le point d'octroi et le point de raccordement au réseau de transport.

14. Dans le cas où le futur mécanisme de soutien prévoirait un prix par MWh (que ce soit ou non sous la forme de certificats verts), la CREG recommande d'octroyer ce soutien à l'énergie injectée nette dans le réseau de transport (correspondant au solde positif entre toutes les injections et tous les prélèvements). Dans ce cas, la mesure a l'avantage d'être réalisée par une tierce partie indépendante, à savoir le gestionnaire de réseau de transport Elia.

### 2.2.3. Utilisation du prix de vente contractuel pour l'électricité

15. Dans le cadre de la détermination du prix minimum des certificats verts pour l'électricité produite par des titulaires de concessions domaniales relevant d'un mécanisme LCOE, la CREG doit approuver annuellement le facteur de correction. La CREG a constaté que la procédure d'appel d'offres pour l'octroi du PPA comportait souvent un *right-to-match* pour les actionnaires. L'intégration d'une option *right-to-match*, ainsi que la manière dont la procédure d'appel d'offres est organisée, semblent décourager de nombreuses parties intéressées potentielles à introduire finalement une offre, si bien que, dans certains cas, les actionnaires sont quasi les seuls à soumettre encore une offre pour le PPA. Une telle approche peut se révéler anticoncurrentielle et entraîner à la baisse le prix de l'électricité, ce qui engendre à son tour un prix minimum plus élevé pour l'achat de certificats verts et donc un coût plus élevé pour le consommateur.

16. En outre, le fait que le prix contractuel de l'électricité soit inclus dans la formule de détermination du prix minimum conduit à une situation où le titulaire de la concession domaniale attache moins d'importance au prix dans le processus d'appel d'offres et de négociation du contrat et accorde plus de poids à d'autres critères. La détermination des pondérations attribuées aux différents critères (y compris le prix) peut à juste titre être différente pour chaque investisseur.

17. Dans le cas où le futur mécanisme de soutien prévoirait une correction du prix de l'électricité, la CREG recommande d'utiliser pour ce prix de l'électricité un prix pertinent à déterminer objectivement, tel qu'un prix coté sur le marché spot. La CREG recommande également de ne pas apporter de corrections individuelles à ce prix.

---

<sup>14</sup> La production nette est définie, à l'article 7, § 2 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, comme la production, avant transformation éventuelle, diminuée de l'électricité requise par les équipements fonctionnels de l'installation de production. La production nette est donc la production qui est soit mesurée directement, soit calculée, avant transformation. Pour cette production nette, le point d'octroi des certificats verts se situe donc, pour les éoliennes existantes, dans la nacelle de la turbine éolienne.

#### **2.2.4. Soutien dépendant des coûts réels**

18. La loi électricité actuelle prévoit d'octroyer une augmentation du prix minimum des certificats verts aux titulaires de concessions domaniales en compensation des coûts de raccordement.

S'agissant de la détermination de la compensation soumise pour le raccordement, la CREG soulève les problèmes suivants :

- Les coûts exacts qui peuvent être pris en compte ne sont pas précisés dans le texte de loi, ce qui a déjà donné lieu à une question parlementaire.
- Les coûts d'investissement pour les installations de raccordement ne correspondent pas toujours à l'offre la moins chère, car le titulaire de la concession domaniale prend également en compte d'autres critères d'attribution lors de l'attribution du marché pour la fourniture et la pose des installations de raccordement (la pondération entre les différents critères est de nouveau laissée à la discrétion du promoteur du projet, qui ne dispose d'aucun incitant à limiter les coûts qu'il peut imputer).
- une partie des coûts présentés sont par définition des estimations incertaines de futures dépenses potentielles (ex. OPEX pour 17 ans après la réalisation des travaux)
- une partie des coûts correspondent à des coûts de réparation ou de remise en état relatifs à des événements futurs potentiels (éventuelles erreurs de câblage, réenfouissement de câbles de raccordement...). Il est donc impossible d'estimer ex ante les montants corrects.

19. La CREG recommande de ne plus lier, dans le futur, le soutien à la vérification ou au contrôle des offres par une tierce partie mais, au contraire, de laisser le soumissionnaire décider lui-même de toutes les considérations qualitatives et de prendre uniquement en compte le prix qu'il propose (sous quelque forme que ce soit - voir ci-dessous) pour déterminer le soutien.

#### **2.2.5. Flux de revenus incertain pour le titulaire de la concession domaniale**

20. Dans le cas des parcs éoliens offshore existants, les revenus du titulaire de la concession domaniale dépendent directement de la production réelle d'électricité, qui dépendent elles-mêmes des conditions de vent. Ces conditions de vent incertaines, pouvant varier fortement d'année en année, comportent un risque financier qui se traduit par le besoin d'un montant de subvention supérieur. Pour les trois derniers parcs (Northwester 2, Seastar, Mermaid), ce risque est limité par l'introduction d'un système d'avance. La CREG approuve le principe d'un système d'avances, à condition que ces avances soient déterminées de manière suffisamment dynamique de sorte que le décompte final n'engendre pas de risques excessifs pour le consommateur.

#### **2.2.6. Soutien en cas d'heures négatives**

21. Le désavantage d'un mécanisme où un montant par MWh est payé en plus du prix de l'électricité est que le titulaire de la concession domaniale n'est pas incité à adapter sa production d'électricité au besoin en électricité sur le marché. Même en cas de prix négatifs de l'électricité, ce qui signifie clairement qu'on produit trop par rapport à la consommation, le titulaire de la concession domaniale est incité à continuer de produire de l'électricité tant que le solde net entre les revenus qu'il tire du mécanisme de soutien et les coûts qui sont liés à la vente d'électricité est positif. Dans cette situation, la production d'électricité considérée comme « indésirable » par le marché est toutefois subventionnée. Dans une situation de marché normale, les prix négatifs du marché donnent aux

producteurs le signal de diminuer ou arrêter leur production et aux consommateurs le signal d'augmenter leur consommation.

22. L'octroi d'un soutien à la production en cas de prix négatifs est considéré par la Commission européenne comme une mesure perturbatrice du marché inacceptable. Au point 3.3.2.1 de ses lignes directrices concernant les aides d'État en faveur de la protection de l'environnement et de l'énergie pour la période 2014-2020<sup>15</sup>, la Commission mentionne explicitement « ... c) des mesures sont mises en place pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs. »

23. Pour répondre aux exigences de la Commission européenne (dans le cadre de la notification du mécanisme de soutien à la CE), le prix minimum pour l'achat de certificats verts pour les concessions domaniales dont le bouclage financier est postérieur à mai 2014 a été fixé à zéro pendant les périodes où le marché présente un excédent d'électricité. Ces périodes sont limitées aux 288 premiers quarts d'heure par année calendrier durant lesquelles le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur ou égal à -20 EUR/MWh ou si le prix de bourse journalier est inférieur à 0 EUR/MWh pendant 6 heures successives. La restriction à 288 quarts d'heure par an fait que cette règle n'a plus d'effet sur tous les quarts d'heure successifs enregistrant des prix négatifs.

24. La CREG constate que l'interdiction du soutien de la production en cas de prix négatifs n'a pas été mise en œuvre de la même manière dans les différents Etats membres. La CREG propose de répondre pleinement aux exigences imposées par la Commission européenne sans aller plus loin que ce qui est strictement nécessaire pour obtenir l'approbation du mécanisme. Toute restriction supplémentaire en matière de soutien entraîne en effet un risque supplémentaire pour le promoteur du projet et se traduira par des coûts de subvention plus élevés par MWh.

---

<sup>15</sup> ou *State Aid Guidelines*, abrégées en EEAG, JO de l'UE du 28 juin 2014

### **3. PROCÉDURES DE DÉTERMINATION D'UN NIVEAU DE SOUTIEN**

25. La détermination d'un niveau de soutien d'un bon rapport coût-efficacité constitue un exercice délicat dans le cadre duquel un équilibre doit être trouvé entre l'encouragement des investissements et la prévention de subventions excessives. Cet exercice est d'autant plus compliqué dans un environnement où les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation affichent une forte tendance à la baisse mais où il est très difficile de prédire la rapidité de cette tendance.

26. Pour déterminer le montant du niveau de soutien, on distingue trois méthodes :

- par une détermination administrative (ex. : détermination par une autorité administrative ou par décision politique) ;
- par un processus d'appel d'offres concurrentiel (procédure de mise en concurrence) ;
- par un mécanisme de certificats avec quota

27. Une brève explication de ces trois procédures figure ci-dessous.

#### **3.1. DÉTERMINATION ADMINISTRATIVE**

28. La détermination administrative implique qu'une autorité publique exécutive (gouvernement, administration...) détermine le niveau de soutien dans le but de rendre ce niveau suffisamment attractif pour les investisseurs afin que les objectifs de développement de la production d'énergie renouvelable puissent être atteints. Généralement, ce niveau de soutien est déterminé en calculant un *levelized cost of energy* (LCOE), suivant différents paramètres à prendre en compte<sup>16</sup>. Une autre méthode moins courante moins consiste à déterminer le soutien sur la base des coûts évités et des externalités.

29. La méthode administrative comporte plusieurs inconvénients importants, à savoir l'existence d'une asymétrie d'informations entre les pouvoirs publics et le promoteur du projet et l'estimation difficile des coûts qui, d'une part, sont liés au projet et, d'autre part, évoluent rapidement à la baisse. Dans un environnement où la concurrence entre les concepteurs d'éoliennes offshore augmente et où les coûts diminuent rapidement, une détermination administrative apparaît vraiment inefficace et entraîne une subvention excessive en raison de la lenteur de réaction aux nouvelles évolutions des coûts.

#### **3.2. PROCESSUS D'APPEL D'OFFRES CONCURRENTIEL**

30. L'objectif d'un processus d'appel d'offres concurrentiel (procédure de mise en concurrence ou enchère) est d'obtenir un niveau de soutien rentable pour le développement de nouveaux parcs éoliens offshore. Un processus d'appel d'offres concurrentiel est conforme aux lignes directrices européennes sur les aides d'Etat (EEAG). En outre, la Belgique s'est engagée auprès de la Commission

---

<sup>16</sup> Tous les coûts et revenus, durée de vie du projet et durée du soutien, financement du projet, rendement exigé sur fonds propres...

européenne à octroyer des concessions domaniales à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017 sur la base d'un processus d'appel d'offres concurrentiel<sup>17</sup>.

31. Le résultat d'un processus d'appel d'offres concurrentiel est un niveau de soutien garanti au promoteur de projet. Ce niveau de soutien peut prendre la forme d'une redevance de capacité (par kW installé) qui est payée une seule fois ou répartie dans le temps, ou prendre la forme d'une aide par MWh (produit ou injecté / FIT ou FIP, mais toujours répartie dans le temps).

32. Le conseil des ministres du 31 août 2018 a choisi d'introduire un tel mécanisme. La CREG estime que ce choix, à condition que la procédure de mise en concurrence soit correctement organisée et suffisamment compétitive, favorisera le développement des futurs parcs éoliens à des coûts compétitifs.

33. Pour plus de détails sur ce mécanisme, nous renvoyons au chapitre 0.

### **3.3. SYSTÈME DE CERTIFICATS VERTS OU DE QUOTAS**

34. Dans un système de certificats verts ou de quotas, le promoteur du projet génère des revenus supplémentaires (en plus de la vente d'électricité) grâce à la vente de certificats verts. La valeur de ceux-ci est déterminée par un marché de l'offre et de la demande, où la demande est créée en imposant des quotas aux fournisseurs pour la remise des certificats verts et une amende correspondante par certificat manquant.

Un mécanisme de certificats verts au niveau fédéral n'est pas une option (voir paragraphe 7).

### **3.4. CHOIX D'UN PROCESSUS D'APPEL D'OFFRES CONCURRENTIEL**

35. Les lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie (EEAG) de la Commission européenne indiquent clairement que seuls un mécanisme de certificats verts et le processus d'appel d'offres concurrentiel conduisent encore à un mécanisme d'aide d'Etat admissible. Compte tenu de l'impossibilité juridique, indépendamment des difficultés pratiques, d'établir un mécanisme de certificats verts, l'octroi d'une aide aux futurs parcs éoliens offshore n'est possible que par le biais d'un processus appel d'offres concurrentiel, comme l'a également décidé le conseil des ministres.

---

<sup>17</sup> Voir point 97 de la décision de la Commission européenne relative aux aides d'Etat en faveur de Rentel et Norther (SA.45867) et point 93 de la décision de la Commission européenne relative aux aides d'Etat en faveur de Mermaid, Seastar et Northwester 2 (SA.51306).

## 4. CONCEPTION DU FUTUR MÉCANISME DE SOUTIEN

### 4.1. REMARQUE PRÉLIMINAIRE

36. Le présent chapitre examine les modalités du mécanisme de soutien. La CREG note que les processus d'appel d'offres concurrentiels se déroulent actuellement également sans subvention<sup>18</sup>. La CREG estime qu'un processus d'appel d'offres sans subvention pourrait ne pas livrer de résultat, ce qui serait une perte de temps précieuse. Compte tenu du calendrier prévu pour la réalisation des futurs parcs éoliens offshore (2025), la CREG estime qu'il serait préférable de viser une forte concurrence réelle par le biais d'un processus d'appel d'offres concurrentiel avec subvention. En fonction de l'évolution des prix de l'électricité, le coût de la subvention pourrait en effet être ramené à zéro.

### 4.2. PROJET DU FUTUR MÉCANISME

37. Il est important de connaître la base du futur soutien. Les résultats de l'appel d'offres pour les lots de Borssele aux Pays-Bas ont été très favorables, à savoir des coûts de subvention nettement inférieurs aux coûts de soutien des parcs éoliens offshore belges après correction des différences objectives (voir étude CREG 1568<sup>19</sup>). La CREG constate que l'approche néerlandaise en matière de développement de parcs éoliens offshore s'est avérée très efficace, ce qui s'est traduit par un coût de soutien relativement faible supporté par le consommateur final. La CREG estime donc que l'approche néerlandaise peut être considérée comme un exemple et propose de s'en inspirer pour développer le mécanisme belge de soutien aux futures concessions domaniales offshore. Une comparaison détaillée entre les systèmes de soutien est présentée dans le document « *Key support elements of RES in Europe : moving towards market integration* »<sup>20</sup>.

#### 4.2.1. Base de la subvention

38. Étant donné que les objectifs en matière d'énergies renouvelables sont exprimés en production d'électricité par MWh, un soutien par MWh est le plus approprié. Dans le cas d'un soutien par MWh, le coût unitaire de la subvention (EUR/MWh) et le coût total maximal de la subvention (en euros) peuvent être déterminés à l'avance.

39. Le soutien par MW installé présente l'avantage que les producteurs offshore continueront à répondre aux signaux de prix en ligne avec le marché, mais offre moins de garanties de réalisation effective des objectifs énergétiques. A tout le moins, des garanties supplémentaires (notamment sur la disponibilité des éoliennes) devraient être données par le promoteur et être ensuite vérifiées par l'autorité organisatrice. Pour le promoteur du projet, le soutien par MW présente également l'avantage que le risque éolien (la possibilité d'années avec relativement peu de vent) ne joue plus aucun rôle. Toutefois, le coût unitaire de la subvention (EUR/MWh) devient de ce fait plus difficile à prévoir, car le risque éolien est supporté par la personne qui finance le mécanisme (autorité et/ou

---

<sup>18</sup> Le règlement néerlandais du 23 novembre 2018 (Journal officiel n° 67681 du 3 décembre 2018) pour l'autorisation des lots III et IV Hollandse Kust vise désormais les parcs éoliens offshore sans subvention.

<sup>19</sup> Etude (F)1568 du 16 décembre 2016 relative à « l'analyse du soutien à l'énergie éolienne offshore, y compris le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore ».

<sup>20</sup> Voir site Web du CEER, réf. C15-SDE-49-03, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/28b53e80-81cf-f7cd-bf9b-dfb46d471315>



consommateur d'électricité). Le coût unitaire de la subvention est néanmoins un paramètre important pour comparer les différents mécanismes de soutien.

En outre, la CREG estime que le soutien basé sur la capacité (nombre de MW installés) conduira à une conception sous-optimale, où des parcs éoliens de grande capacité sont réalisés mais dont le rendement énergétique ne serait pas optimal en raison d'effets de sillages internes.

La CREG note également qu'un soutien par MWh est fourni dans les pays voisins où des appels d'offres ont déjà été organisés avec succès.

40. Bien que les deux systèmes présentent certains avantages, la CREG estime qu'il convient de continuer à fournir un soutien par MWh. Compte tenu de l'expérience acquise avec un soutien basé sur la production nette d'électricité (voir point 0, numéros 13 et 14), la CREG estime que le soutien devrait être accordé sur l'énergie injectée nette dans le réseau auquel le parc éolien est raccordé.

#### 4.2.2. Formule de soutien

41. La CREG propose de maintenir le mécanisme *Feed-In-Premium* existant, car un mécanisme *Feed-In-Tarif* est incompatible avec les restrictions légales qui s'appliquent aux activités que le gestionnaire de réseau de transport peut exercer.

42. La CREG propose de maintenir la formule FIP pour déterminer la subvention aussi simple que possible.

$$\textit{Subvention} = \textit{montant de base} - \textit{correction}$$

où :

- la *subvention* est exprimée en EUR/MWh et correspond au soutien que reçoit le lauréat du processus d'appel d'offres concurrentiel par MWh net injecté dans le réseau de transport
- le *montant de base* est exprimé en EUR/MWh et est obtenu par processus d'appel d'offres concurrentiel
- le *montant de correction* est exprimé en EUR/MWh et tient compte du prix de référence de l'électricité et des coûts de déséquilibre et de profil

43. Le montant de correction tient compte d'un prix de référence de l'électricité corrigé par un facteur pour les coûts de déséquilibre et de profil. Le montant de correction ne tient pas compte de la valeur des garanties d'origine en raison de l'absence d'un(e) marché/plateforme transparent(e) avec publication d'un prix pertinent. Toutefois, si un indicateur de prix pertinent et clair devait apparaître, ce qui n'est pas impossible compte tenu de l'augmentation des garanties d'origine, il serait approprié de tout de même inclure cette valeur dans la formule.

Le prix de référence de l'électricité devrait être un prix coté sur le marché *spot*. La formule des coûts de déséquilibre et de profil détermine le multiplicateur appliqué au prix de référence de l'électricité pour déterminer le montant de correction. Le multiplicateur pour les coûts de déséquilibre et de profil devrait être déterminé annuellement selon des règles prédéterminées. La CREG propose de déterminer ces coûts de profil et de déséquilibre pour l'ensemble des parcs éoliens offshore belges et donc de ne pas appliquer de correction individuelle comme c'est actuellement le cas pour Rentel, Norther, Mermaid, Seastar et Northwester 2.

Contrairement aux mécanismes de soutien existants, selon lesquels la CREG doit approuver un PPA à long terme avant le *bouclage financier* et déterminer annuellement le facteur de correction, la CREG considère que le montant de correction doit être calculé selon une formule prédéterminée. Par définition, cette formule ne contiendra donc que des paramètres pouvant être constatés

objectivement et ne contiendra donc pas d'éléments spécifiques au promoteur du projet ou relatifs au PPA effectivement conclu. La CREG considère qu'il n'est pas souhaitable d'inclure des paramètres spécifiques au projet dans la formule de calcul du montant de correction car la conformité au marché d'un PPA à long terme est très difficile à contrôler en l'absence de concurrence en cas d'appel d'offres pour le PPA, comme cela a été constaté pour certaines concessions domaniales déjà octroyées (voir point 2.2.3, numéros 15 à 17).

44. Le montant de base est le montant proposé par les candidats. L'offre avec le montant de base le plus bas nécessitera également le moins de subventions (puisque le montant de correction sera déterminé de manière objective indépendamment du parc éolien).

45. Dans la formule proposée, le montant de la subvention est négatif si le montant de correction dépasse le montant de base proposé. Concrètement, cela signifie que les différences négatives entre le montant de correction et le montant de base pour le MWh concerné sont déduites des différences positives. En cas de solde négatif dans le décompte final, plusieurs options sont possibles, allant d'un paiement intégral à un paiement partiel du solde négatif, voire à une exemption de celui-ci. La CREG étudiera plus avant ces possibilités.

#### **4.2.3. Certificats verts**

46. Si, au niveau politique, il est décidé d'octroyer un soutien par MWh, la CREG estime qu'il convient de maintenir le système existant de certificats verts. Comme nous l'avons déjà fait remarquer, il ne s'agit pas d'un véritable système de certificats verts. Un changement de nom en « certificats de soutien à l'offshore » par exemple pourrait être envisagé, mais il ne semble pas s'agir d'un point essentiel pour la CREG dans le cadre du développement du futur mécanisme de soutien.

#### **4.2.4. Paiement du soutien - système d'avances**

47. Afin de réaliser des projets éoliens offshore qui contribuent à long terme aux objectifs de la Belgique en matière de sources d'énergie renouvelables, il est nécessaire d'étaler le paiement du soutien dans le temps (idéalement sur toute la durée de la subvention).

48. La CREG estime qu'un système d'avances (dès la mise en service des turbines éoliennes) visant à générer un flux de revenus fixes par éolienne pour le titulaire de concession domaniale contribue à réduire le risque éolien et devrait donc conduire à des offres plus compétitives. Un système d'avances est actuellement prévu pour les 3 dernières concessions domaniales belges, ainsi qu'aux Pays-Bas. Le montant de ces avances devrait être déterminé sur la base des valeurs de production éolienne P50 prévues par le fournisseur (à calculer par une partie indépendante). La subvention totale maximale pouvant être obtenue doit donc être limitée sur la base de cette valeur P50.

49. Toutefois, une telle approche comporte le risque que les valeurs P50 soient surestimées, si bien qu'un même flux de revenus pourrait être généré avec un montant d'offre inférieur. Par conséquent, il est certainement nécessaire de surveiller la production réelle et de pouvoir revoir à la baisse (voire arrêter) le système d'avances s'il s'avère que la production P50 prévue ne peut être atteinte.

50. La CREG estime qu'il convient d'élaborer un système d'avances dynamique, en trouvant un équilibre entre la limitation du risque de volatilité des flux de revenus chez les titulaires des concessions domaniales et la limitation des soldes trop élevés lors du décompte final à la fin de la période de soutien. De tels soldes élevés comportent en effet le risque que les montants payés en trop ne soient plus remboursés.

## 5. PROCESSUS D'APPEL D'OFFRES CONCURRENTIEL

### 5.1. OBJECTIFS

51. Quatre objectifs figurent dans la note de principe :

- Une capacité d'énergie éolienne renouvelable (min. 1,7 GW)<sup>21</sup> ;
- Une énergie maximale fournie au réseau (en GWh) ;
- Un coût minimal pour le consommateur d'électricité (directement ou indirectement)<sup>22</sup> ;
- La fourniture au réseau de services énergétiques auxiliaires (équilibre, stockage...).

52. La CREG souhaite attirer l'attention sur le fait que ces quatre objectifs sont au moins partiellement contradictoires et ne peuvent donc pas être maximisés ensemble, ce qui est expliqué ci-dessous à l'aide de quelques exemples.

53. Les objectifs ci-dessus doivent être atteints au sein des zones prévues pour la production d'énergie offshore (d'une surface d'environ 221 km<sup>2</sup> pouvant être élargie de 60 km<sup>23</sup>).

- Il va sans dire que la maximisation de la production d'énergie d'un parc éolien nécessitera, à partir d'une certaine taille, un plus grand nombre d'éoliennes et/ou des éoliennes plus efficaces et donc plus chères, et entraînera des coûts plus élevés. Cela n'est pas compatible avec la recherche d'un coût minimal pour le consommateur d'électricité.
- La relation entre la capacité installée et l'énergie produite est moins évidente. En raison d'effets de sillage internes (les éoliennes provoquent des turbulences si bien que les éoliennes situées à l'arrière peuvent capter moins d'énergie éolienne et donc produire moins d'électricité), la production d'électricité supplémentaire diminue à mesure que l'on installe plus d'éoliennes. A partir d'une certaine densité d'éoliennes, la production d'électricité totale diminuera même en ajoutant de la capacité éolienne. L'extension récemment annoncée de 60 km<sup>2</sup> de la surface prévue est donc un bon moyen d'améliorer l'efficacité de la production et donc de diminuer les coûts.
- ...

54. La CREG ne comprend pas clairement pourquoi une capacité déterminée d'1,7 GW ou la maximisation de cette capacité constitue un objectif. Seule l'énergie produite par les parcs éoliens offshore entre en compte dans la réalisation des objectifs environnementaux pour la Belgique.

L'objectif « énergie maximale fournie au réseau (en GWh) » peut entrer dans le cadre de la réalisation des objectifs environnementaux afin qu'un certain pourcentage de notre consommation énergétique soit issu de sources d'énergie renouvelables. Il s'agit toutefois d'une conséquence de l'objectif de réduire l'utilisation de combustibles fossiles polluants dans la production d'électricité. Un soutien par MWh, comme c'est le cas dans la plupart des pays, peut toutefois donner lieu à des prix négatifs, ce qui arrivera de plus en plus souvent avec l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Une telle conception n'entraîne aucun problème en présence d'un volume limité de capacité installée issue de production d'énergie renouvelable. Cependant, lorsque l'offre

---

<sup>21</sup> On entend probablement ici une maximisation de la capacité.

<sup>22</sup> On entend probablement ici le coût par MWh

<sup>23</sup> Voir communiqué de presse du 7 décembre 2018, ministre de la Mer du Nord Philippe De Backer.

d'énergie renouvelable « gratuite »<sup>24</sup> (principalement l'abondance de soleil et de vent) est telle que la production d'électricité dépasse structurellement la demande en électricité, des prix négatifs apparaissent. Tant que le montant du soutien reçu par le producteur dépasse le prix qu'il doit payer pour l'électricité fournie, l'incitant à continuer à produire reste en place, bien que le marché indique que le système est saturé.

En principe, l'appel d'offres revient à attribuer une concession domaniale au candidat qui demande le soutien le plus faible pour la réalisation, l'exploitation et le démantèlement du parc éolien. La possibilité théorique que l'octroi d'une concession domaniale génère des revenus plutôt que des coûts ne devrait pas être exclue à l'avance par mesure de prudence.

## 5.2. PRINCIPES

55. Afin de faire baisser substantiellement les coûts des subventions au soutien de nouveaux parcs éoliens *offshore*, voire de les construire sans subventions, la CREG estime qu'il est important de respecter certains principes importants lors de l'élaboration du processus d'appel d'offres concurrentiel, à savoir :

- créer un *level playing field* entre les candidats ;
- avoir un grand nombre de candidats qui soumettent une offre sérieuse ;
- disposer de critères de sélection clairs et de critères d'attribution objectifs ;
- garantir des délais courts afin de réduire les primes de risques ;
- garantir la sécurité juridique et un cadre réglementaire stable.

## 5.3. CARACTÉRISTIQUES DE L'APPEL D'OFFRES

### 5.3.1. Conditions générales

56. Des études préalables claires qui fournissent un maximum d'informations et réduisent donc les risques pour le soumissionnaire sont nécessaires. On peut en effet affirmer qu'un manque d'informations entraîne des risques supplémentaires et engendre ainsi un coût plus élevé et des offres plus élevées.

Le processus d'appel d'offres et son calendrier doivent également être décrits clairement. Des délais courts entre la date imposée de dépôt des offres et la date à laquelle le lauréat est sûr à 100 % du soutien et de toutes les autorisations nécessaires pour réaliser le projet sont très importants pour obtenir des offres compétitives.

Plus le délai entre le dépôt des offres et l'attribution définitive est long, plus le candidat court de risques et plus le montant de l'offre sera élevé. Les risques sont entre autres les suivants : volatilité des prix des matières premières (principalement les prix de l'acier et du cuivre), disponibilité des créneaux pour la fourniture des différents composants et des créneaux chez les entrepreneurs (entre autres pour la réservation des bateaux nécessaires à la réalisation des fondations et au montage des éoliennes), risques liés aux coûts de financement... A partir du moment où le lauréat est assuré de

---

<sup>24</sup> Par énergie renouvelable « gratuite », on entend le coût du vecteur d'énergie. Bien qu'il s'agisse d'une source d'énergie renouvelable, la biomasse, par contre, a un coût.

l'attribution définitive, il peut conclure des contrats avec ses fournisseurs et sous-traitants et couvrir les risques résiduels.

57. Un *level playing field* doit être créé en interdisant aux personnes morales liées aux entreprises chargées des études préalables de participer à l'appel d'offres.

58. Afin d'attirer un maximum de candidats, la CREG estime qu'il est recommandé de mettre également à disposition en langue anglaise tous les documents pertinents pour l'appel d'offres, y compris la législation.

59. L'appel d'offres doit également décrire clairement le déroulement de la procédure d'appels d'offres et définir de manière univoque les critères de recevabilité et d'attribution.

60. Par ailleurs, les documents de l'appel d'offres doivent également faire état des droits et devoirs du candidat/soumissionnaire/lauréat et de l'autorité organisatrice :

- garanties financières et autres garanties que le candidat doit présenter pour être sélectionné ;
- règles claires des conditions de paiement du soutien, y compris des modalités relatives aux avances et aux décomptes ;
- délais clairs et contraignants pour la procédure d'appel d'offres, mais aussi pour la réalisation, l'exploitation et le démantèlement du parc éolien offshore à construire ;
- durée de la période de subvention, durée de la concession ;
- exigences relatives au démantèlement (qu'est-ce qui doit être démolé ? Quel montant est à prévoir ?) De préférence une redevance fixe imposée par les pouvoirs publics, sans quoi il sera plus difficile de comparer les offres ;
- pénalités pour le non-respect des obligations ;
- possibilités de résiliation, de renonciation et de transfert de la concession ;
- indemnités/pénalités si les pouvoirs publics/le gestionnaire du réseau de transport/la tierce partie reste en défaut ;
- conditions de *curtailment* ;
- limites des responsabilités de chacun (responsabilité relative à l'exactitude des études préalables, *liabilities* liées par exemple à l'indisponibilité du réseau...) ;
- un document de questions et réponses devrait être rendu public ;
- exigences techniques relatives à la conception du parc éolien (définition des distances de sécurité, exigences techniques de raccordement...) ;
- exigences techniques des turbines ;
- nombre d'offres par partie.

Dans le cadre de cette note de réflexion, il n'est pas possible de développer tous les aspects requis de la procédure d'appel d'offres dans son ensemble. Les points suivants reviennent toutefois plus longuement sur certains des aspects précités.

### **5.3.2. Détermination du prix : pay-as-bid**

61. Vu que la procédure d'appel d'offres est organisée pour un nombre limité de lots, avec seulement un lauréat par lot, et que les différents lots ne peuvent jamais être identiques (sauf peut-être en termes de superficie, mais pas en termes de sous-sol, de profondeur de l'eau, de climat éolien...), un principe *pay-as-bid* doit être appliqué.

### **5.3.3. Plafond de prix : cap**

62. Les récentes procédures d'appels d'offres aux Pays-Bas ont livré des résultats compétitifs. Selon la CREG, il semble néanmoins utile de se protéger contre des résultats de marché imprévisibles (trop élevés). La mise en place, à l'avance, d'un *cap* ou plafond pour les offres apparaît dès lors indiquée. Ce cap n'est peut-être pas nécessaire si le délai entre le dépôt des offres et l'attribution est suffisamment court. Vu l'évolution imprévisible et rapide des montants d'appels d'offres observés en Europe, il n'est pas indiqué de se prononcer déjà sur le montant de ce plafond. La définition de ce montant ne pourra se faire qu'au moment de la rédaction de la procédure de mise en concurrence.

### **5.3.4. Taille des lots**

63. Avant de déterminer la taille des lots, une estimation précise du potentiel éolien doit être faite dans la zone prédestinée à cet effet. Cette estimation doit idéalement se fonder sur une étude qui tient compte de différents aspects, tels que le rendement éolien, la rentabilité, la profondeur de l'eau, le sous-sol... .

Lors de la détermination de la taille des lots, un compromis doit être trouvé entre les économies d'échelles et la capacité à financer les projets.

Plus les lots sont grands (c'est-à-dire plus il est possible de placer de la capacité éolienne au sein du domaine géographique lié au lot), plus les économies d'échelle le sont aussi. Les grands lots donneront en principe lieu à des offres plus avantageuses. D'un autre côté, les grands lots nécessitent également plus de capitaux, compte tenu des coûts d'investissement plus élevés. Des lots trop grands risquent de rendre plus complexe la capacité à financer les projets, et donc de limiter le nombre de soumissionnaires et de réduire la concurrence, ce qui peut engendrer des résultats (coûts) plus élevés.

Vu que la zone prévue pour de nouvelles concessions éoliennes offshore permettrait de générer environ 1750 MW de nouvelle capacité éolienne, la CREG propose de mettre en principe aux enchères plusieurs concessions domaniales par appel d'offres, pour une capacité éolienne comprise entre 750 MW et 1000 MW, divisée en lots individuels d'une capacité comprise entre 300 MW et 500 MW.

Ces valeurs limites relatives à la capacité de l'appel d'offres sont indicatives. La détermination définitive de ces valeurs doit se fonder sur les résultats de prochaines études. Si la zone, après avoir été étendue à 281 km<sup>2</sup>, permet d'installer plus de 2000 MW, il apparaîtrait utile à la CREG d'examiner la possibilité d'organiser trois appels d'offres successifs de 2 lots chacun.

L'appel d'offres doit autoriser des offres portant tant sur des lots individuels que sur une combinaison de lots. Seule une offre peut être soumise par lot ou par combinaison de lots.

La CREG recommande en outre de ne pas mettre aux enchères plus de 2 lots par appel d'offres afin de garantir une concurrence suffisante.

### **5.3.5. Offres**

64. Il est important de définir très clairement ce que les offres doivent inclure. Après dépôt des offres, les contacts bilatéraux avec les candidats doivent être évités autant que possible. Dans le cas où l'appel d'offres présenterait un défaut, tous les candidats doivent avoir la possibilité de revoir leur offre.

Un dossier complet, constitué entre autres des informations suivantes, doit être soumis pour chaque offre :

- le demandeur (identification, structure de l'actionnariat, capacité financière...)
- la description du projet
- le rapport sur les incidences (MER)
- le volet financier (sous pli fermé) avec le montant de l'offre
- ...

Outre l'exigence d'avoir un dossier complet au moment de l'offre, la CREG estime également qu'il est important de définir à l'avance la structure du dossier soumis, de manière à ce que le dossier puisse être divisé afin que toutes les parties prenantes qui doivent rendre une évaluation/un avis sur leur partie respective de l'offre puissent l'envoyer. Une copie électronique de l'offre soumise facilitera également le déroulement du processus d'évaluation.

### **5.3.6. Critères de recevabilité**

65. Les soumissionnaires qui répondent aux critères de recevabilité sont qualifiés de candidats.

La CREG considère que ces exigences de recevabilité devraient être définies aussi largement et clairement que possible.

Ces conditions de recevabilité doivent comprendre les aspects suivants :

- critères relatifs au soumissionnaire lui-même (capacités financières et techniques, interdiction de participation pour des entreprises liées à celle qui a participé aux études préalables) ;
- exhaustivité du dossier ;
- critères de conformité aux conditions d'autorisation ;
- conditions de soumission : afin d'éviter les effets négatifs d'une éventuelle absence d'offre concurrentielle (due à un trop petit nombre de soumissionnaires), un plafond maximum à ne pas dépasser peut être fixé à l'avance ; cela doit s'inscrire dans le cadre de la réalisation des objectifs concernant la part des sources d'énergie renouvelables ;
- nombre maximal d'offres par consortium.

Seuls les candidats qui répondent à toutes les exigences de recevabilité pourront être classés sur la base des critères d'attribution.

### **5.3.7. Critères d'attribution**

66. La note de principe mentionne les critères d'attribution, ce qui signifie qu'il est possible que plusieurs critères d'attribution entrent en considération.



En cas d'application de plusieurs critères d'attribution, les points suivants doivent être préalablement définis :

- la pondération des différents critères. Les facteurs de pondération peuvent être un élément décisif du processus d'attribution et doivent être soigneusement choisis ;
- la manière dont l'offre soumise est confrontée au critère d'attribution et dont le score de l'offre soumise est calculé. Si des critères quantitatifs peuvent certainement être objectivés dans le document d'appel d'offres, dans le cas de critères qualitatifs (par exemple : l'impact environnemental, la qualité du projet, la qualité du MER, etc.), la transposition en un score relève d'un processus assez subjectif.

La concession domaniale est attribuée au candidat ayant obtenu le meilleur score (somme des scores des critères individuels), si bien que la pondération et l'évaluation objective de ces critères peuvent être déterminantes pour déterminer le lauréat de l'appel d'offres.

La CREG considère que l'utilisation d'un seul critère est de loin préférable à l'application de plusieurs critères. Le critère à utiliser devrait dès lors se limiter au montant de l'offre, pour autant que les conditions générales puissent garantir la qualité du soumissionnaire. Les soumissionnaires qui répondent à toutes les exigences de recevabilité seraient alors classés en fonction du montant de l'offre, le candidat dont le montant de l'offre est le plus bas se voyant attribuer la concession domaniale. L'attribution ne deviendrait définitive que si le lauréat peut fournir toutes les garanties (financières) dans un délai limité (2 semaines).

67. Il convient de ne pas exclure à l'avance la possibilité que différents soumissionnaires proposent le même montant. Dans ce cas, un deuxième critère peut être ajouté, à savoir la production P50 la plus élevée.

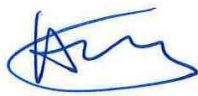
### 5.3.8. Infrastructure de réseau et exigences de raccordement

68. Un point important à connaître avant le lancement du processus d'appel d'offres concurrentiel est l'emplacement des installations du gestionnaire de réseau auxquelles il doit être raccordé, ainsi que les critères techniques (niveau de tension, ...). S'agissant des critères techniques, une certaine flexibilité semble nécessaire afin d'éviter que certains fournisseurs de turbines soient exclus d'avance.


L'infrastructure de réseau optimale ne peut être déterminée qu'après la délimitation définitive de la zone. La division en lots doit être coordonnée avec le gestionnaire de réseau, qui doit réaliser une analyse des coûts de plusieurs variantes potentielles. Vu que la récupération, dans les tarifs de réseau, des coûts nécessaires à cette infrastructure de réseau de transport relève exclusivement de la compétence de la CREG, l'implication de cette dernière se révèle assurément indispensable.

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Laurent JACQUET  
Directeur



Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction