

Notre réf.:

Bruxelles, le 7 mars 2012

DOCUMENT

Système alternatif de support à l'offshore

PROPOSITION DU GROUPE DRALANS

Introduction

Le système actuel de soutien fédéral aux éoliennes offshore est perçu par les consommateurs industriels comme étant trop généreux, notamment en comparaison avec les pays voisins. Les investisseurs dans ces parcs ne partagent pas ce point de vue.

Au vu de la situation, la FEB a demandé à Erik Dralans (ex CEO de ING) de mener une mission de médiation. La mission d'Erik Dralans consistait, après avoir entendu toutes les parties, à proposer un système alternatif de soutien à l'offshore satisfaisant tant pour les investisseurs que pour les consommateurs industriels (finançant les certificats verts offshore) et le secteur de l'électricité même.

La présente note recense, dans un premier temps, une série d'éléments permettant de mieux comprendre les enjeux autour des investissements dans les parcs d'éoliennes offshore. Ensuite, elle présente le système alternatif retenu, fruit de la médiation menée par Erik Dralans entre les parties. ■

Table des matières

1	Contexte	3
1.1	Eoliennes offshore	3
1.2	Débat sur la hauteur du prix de rachat des certificats verts offshore	4
1.3	Proposition de médiation de la FEB	5
1.4	Etapes suivantes	5
1.5	Etude de la CREG	5
1.6	Répartition des coûts	5
1.7	Structure de la note	5
2	Eléments clés du "business case offshore" et évolution de ceux-ci	6
2.1	Introduction	6
2.2	Coûts d'investissement	6
2.2.1	Compositions	6
2.2.2	Evolution des coûts dans le temps	6
2.3	Coûts "d'operation & maintenance"	7
2.3.1	Composition	7
2.3.2	Evolution des coûts dans le temps	7
2.4	Les recettes	8
2.4.1	Composition	8
2.4.2	Production attendue	8
2.4.3	Prix de l'électricité	11
2.5	Structure financière	12
2.5.1	Return	12
2.5.2	Leverage d'un projet	12
2.5.3	Taux de rémunération	12
3	Système actuel de rémunération des projets offshore	13
3.1	Système actuel	13
3.2	Certificats verts	13
3.3	Câble	14
3.4	Ecart de production	14
4	Principes du système proposé	15
4.1	Objectifs d'un système de support	15
4.2	Rémunération des parties et risques pris	15
4.3	Etat des connaissances (financières) au moment du "closing financier"	16
4.4	Principe du système proposé	16
5	Système alternatif	17
5.1	Trois catégories de concessions	17
5.2	Système de support appliqué	17
5.3	Système 'LCOE classique'	19
5.3.1	Calcul du LCOE	19
5.3.2	Octroi des certificats verts	22
5.3.3	Ecart de production	25

FEB ASBL

Rue Ravenstein 4

B - 1000 Bruxelles

T + 32 2 515 08 11

F + 32 2 515 09 99

info@vbo-feb.be

www.feb.be

Membre BUSINESSEUROPE



5.3.4	Applicabilité du système	25
5.3.5	Upsides et downsides potentiels	25
5.4	Système de 'LCOE adapté'	26
5.4.1	LCOE.....	26
5.4.2	Prix de l'électricité en hausse et valeur du certificat vert.....	26
5.4.3	Prix négatifs sur Belpex	27
5.4.4	Garanties d'origine	27
5.4.5	Volume des CV	27
5.4.6	Volume de CV au-delà de la 15ème année.....	27
5.4.7	Ecart de production.....	27
5.4.8	Upsides et downsides potentiels	28
5.5	Possibilités "d'opt-in" sur la base du système actuel	28
5.6	Prolongation de la période de concession de 20 à 30 ans	28
6	Rente nucléaire.....	28
7	Transparence.....	28
8	Modifications à terme de certaines modalités d'application	29
9	Annexe: Historique du système de support à l'offshore	30



1 Contexte

1.1 EOLIENNES OFFSHORE

Le système électrique européen - et belge - doit faire face à de nombreux défis relatifs à la sécurité d'approvisionnement, au respect de l'environnement¹ et à la compétitivité tant des moyens de production que du prix de l'électricité même.

Des politiques environnementales ont été mises en place afin de répondre aux défis environnementaux de nos sociétés. Ainsi, des objectifs de plus en plus précis voient le jour. Le paquet Energie-Climat de 2009 qui engage l'Europe à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 20% par rapport à 1990 et à avoir 20% d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation énergétique finale en 2020 en est un bon exemple. L'objectif renouvelable de 20% au niveau européen est réparti entre les Etats membres dont la Belgique qui a "hérité" d'un objectif de 13% d'énergie renouvelable.

La Belgique n'a pas attendu le paquet Energie-Climat pour aller de l'avant et se fixer des objectifs renouvelables. C'est principalement le cas au niveau des Régions qui ont pour cela, entre autres, mis en place des systèmes de certificats verts et une obligation de couverture de la fourniture par ces certificats verts.

L'Etat fédéral, ayant la compétence de la mer du Nord, a souhaité, quant à lui, inciter au développement de parcs d'éoliennes offshore. Pour ce faire, il a accordé des concessions domaniales en vue de l'exploitation de parcs offshore d'une part et a, d'autre part, mis en place un mécanisme de financement de ces parcs.

A ce jour, 6 concessions domaniales ont déjà été accordées (dont une a été suspendue) et une septième concession est en phase d'être accordée.

Au niveau des parcs existants, C-power a actuellement 6 éoliennes (31.5 MW) et Belwind 55 éoliennes (165 MW).

¹ Les aspects de sécurité étant intégrés, dans le présent cas, aux aspects environnementaux



Parcs d'éoliennes en mer du Nord

PROJET	CAPACITES	OPERATIONNEL AU 1/01/2012
C-Power	216-300 MW (2003) 325 MW (2010)	31.5 MW
Eldepasco	216 – 252 MW (2006) 216 MW (2010)	
Belwind	330 MW (2006) 330 MW (2009)	165 MW
Rentel	288 MW	
Norther	330 – 450 MW	
Seastar	246 MW	
7me concession	n.c.	
TOTAL	1735- 1855 MW + 7me concession	196.5 MW

1.2 DEBAT SUR LA HAUTEUR DU PRIX DE RACHAT DES CERTIFICATS VERTS OFFSHORE

Dès 2005, lors de l'adoption du système de support aux éoliennes offshore, les secteurs industriels ont critiqué la hauteur des prix de rachat fixes² des certificats verts offshore.

En 2010, essenscia, en collaboration avec la KUL, a réalisé une étude comparant le système de support offshore fédéral à celui d'autres pays. Les résultats concluent que le système fédéral belge est fort généreux par rapport aux pays voisins. Les investisseurs et porteurs de projets offshore ne partagent pas cette analyse.

Les positions des uns et des autres sont régulièrement rappelées aux membres du gouvernement par les divers protagonistes. Les médias s'en font également occasionnellement l'écho.

Positions des différents acteurs

De manière générale, les fédérations industrielles sectorielles estiment que le système actuel est dépassé et que la hauteur des subsides doit être revue pour, entre autres, tenir compte de l'évolution de la technologie (et de ses coûts) ainsi que du prix de l'électricité (et de la garantie d'origine). La révision doit, pour ces fédérations, être d'application à tous les projets non encore réalisés.

Les investisseurs et porteurs de projets se sont engagés sur base d'un cadre réglementaire bien défini, prix de rachat du certificat vert y compris. Ils ne souhaitent pas, de prime abord, changer de système. Un tel changement aurait des conséquences sur leur business plan. De plus, ils estiment que le cadre actuel n'est pas de nature à générer des profits indus ("windfall profits"), comme certains le laissent sous-entendre.

² aucune évolution dans le temps n'est prévue



1.3 PROPOSITION DE MÉDIATION DE LA FEB

En vue de tenter de rapprocher les points de vues et de dégager de possibles pistes de compromis relatives au(x) système(s) de support aux éoliennes offshore, la FEB a fait appel à un médiateur : Erik Dralans, ex-CEO d'ING.

Pour mener sa mission à bien, Erik Dralans a d'abord rencontré un / des représentants de la KUL, de la CREG, des consommateurs (via essencia), des investisseurs et des gestionnaires de projets offshore, d'Elia, de Belpex et de Voka. Sur base de ces rencontres et d'une revue de la littérature, le médiateur a publié une note de départ qui a été ensuite discutée entre représentants des investisseurs offshore, du secteur électrique et des consommateurs industriels.

Au terme de ce processus une proposition de système de support à l'offshore alternatif, soutenue par l'ensemble des participants, a été élaborée.

1.4 ETAPES SUIVANTES

Une fois approuvé, le système alternatif retenu sera présentée au gouvernement en vue d'être traduit en textes législatifs. De la sorte, le climat et les discussions tendus actuellement seraient apaisés laissant chacun se concentrer sur son métier de base.

1.5 ETUDE DE LA CREG

L'étude de la CREG 111027 relative à "l'analyse des coûts et le calcul de la partie non rentable pour l'éolien offshore en Belgique" du 27 octobre 2011 n'a pas été prise en compte vu, qu'au moment de sa publication, les protagonistes étaient déjà très avancés dans les discussions.

La lecture de cette étude n'amène, à posteriori, pas les participants à la médiation à revoir la proposition formulée dans le présent document.

1.6 RÉPARTITION DES COÛTS

La mission du médiateur vise à adapter le système de support aux éoliennes offshore. L'utilisation de la contribution nucléaire comme moyen de financement des parcs offshore (certificats verts) fait partie intégrante des résultats de la médiation et est soutenue par l'ensemble des participants (voir chapitre 6). De manière complémentaire, la FEB a développé une position quant à la répartition de l'ensemble des coûts fédéraux relatifs à la cotisation fédérale et aux surcharges offshore.

1.7 STRUCTURE DE LA NOTE

Après avoir resitué le contexte de l'exercice (partie 1), la présente note reprend les éléments clés du "business case offshore" sur lesquels le système reviendra par la suite (partie 2). Après un rappel du système actuel de support à l'offshore (partie 3), les grands principes retenus lors de la médiation sont exposés (partie 4). Enfin la 5me partie de la note détaille le système alternatif de support à l'offshore proposé. Pour finir, les aspects relatifs à la transparence et à la rente nucléaire sont abordés (partie 6 et 7).



2 Éléments clés du "business case offshore" et évolution de ceux-ci

2.1 INTRODUCTION

Les facteurs clés à la rentabilité d'un projet offshore s'articulent autour de quatre grands pôles à savoir :

- les coûts d'investissements;
- les coûts d' "Operation & Maintenance";
- les recettes;
- la structure financière et les rendements / intérêts attendus.

Chacun de ces éléments est détaillé ci-dessous.

2.2 COÛTS D'INVESTISSEMENT

2.2.1 Compositions

Les coûts d'investissement d'un projet offshore se composent principalement:

- du coût des turbines (50%) et de leurs fondations (25%);
- du coût de l'installation même du parc (15%);
- du coût des câbles (10%).

La hauteur des coûts d'investissement est connue précisément lors du "financial closing" (voir cadre) entre le gestionnaire et la / les institutions financières (s). En effet, à ce stade, les contrats, les prix, les conditions, les assurances et les diverses clauses aux divers contrats sont connus et ont d'ailleurs fait l'objet d'une analyse approfondie (due diligence) dans les chefs des institutions financières.

Financial closing

Stage in a financial agreement where conditions have been satisfied or waived, documents executed, and draw-downs become permissible

2.2.2 Evolution des coûts dans le temps

Au niveau des **turbines**, le marché s'attend à ce qu'en parallèle à la croissance de la demande, le nombre de fabricants de turbines augmente. Non seulement le nombre de fabricants croîtra mais également leur capacité de production et ce, avec les économies d'échelle à la clé. En outre, de nouvelles technologies et techniques (par exemple les "direct drive turbines") pouvant avoir un impact direct sur le type et la fréquence des entretiens, verront le jour (learning curve). La capacité des turbines a, quant à elle, tendance à devenir de plus en plus importante.



Tous ces éléments indiquent une tendance à la baisse des coûts de production des turbines offshore. Ceci n'empêche pas que d'autres éléments puissent également jouer, à la baisse comme à la hausse. C'est par exemple le cas du prix de l'acier sur le marché.

Les coûts liés aux **fondations** des éoliennes offshore est dépendant de la qualité du sous-sol marin et de la profondeur de la mer à l'endroit de l'implantation. A ce titre, la situation belge est plutôt positive vu que les parcs se situent sur des bancs de sable "peu éloignés" de la côte. En comparaison, l'Allemagne a des parcs éoliens à 100 km de la côte et à 40 m de profondeur.

Alors que les fondations des éoliennes du parc C-Power (1^{er} phase) sont en béton³, la tendance actuelle est à l'installation de "monopilers" avec toutefois des contraintes techniques qui ne permettent pas leur généralisation dans toutes les circonstances.

Les coûts **d'installation** même dépendent de la distance du parc de la côte - port de départ -, de la profondeur mais aussi des conditions climatiques (fenêtre de temps permettant leur installation). A ce niveau, de plus en plus de sociétés marquent leur intérêt pour ce type d'activité. Les techniques d'installation s'améliorent avec l'expérience acquise. De plus, vu la croissance de la demande, la possibilité de construire spécifiquement des bateaux pour ce type d'activités devient une piste envisageable. Ici également, de tels développements poussent les prix à la baisse.

Les coûts du **câble** représentent environ 10% des coûts (€ 1 million / km). Il est envisagé, à moyen terme, d'installer en mer un "stop contact op zee" auquel les éoliennes pourraient se raccorder directement plutôt que de devoir rejoindre la terre ferme via leur propre câble.

2.3 COÛTS "D'OPERATION & MAINTENANCE"

2.3.1 Composition

Une fois l'installation du parc fait, tous les efforts se portent sur l'entretien de celui-ci.

Si l'expérience s'enrange d'année en année, les coûts d'entretien sont empreints d'une certaine incertitude.

2.3.2 Evolution des coûts dans le temps

Comme indiqué en 2.2.2, les développements technologiques amènent d'une part à réduire le nombre d'entretiens et d'interventions requis sur les turbines et d'autre part, de nouvelles techniques d'intervention plus efficaces voient le jour.

³ au moment de l'installation, les prix de l'acier étaient très élevés



2.4 LES RECETTES

2.4.1 Composition

Les gestionnaires / investisseurs, s'ils ont des coûts, souhaitent les couvrir via des recettes qui sont dépendantes :

- de la production attendue (MWh/an);
- du prix de rachat du certificat vert actuellement fixé par la loi;
- du prix de vente de l'électricité produite. Ce prix dépend des conditions fixées dans le contrat passé entre le gestionnaire du parc offshore et l'opérateur avec qui celui-ci a contracté.

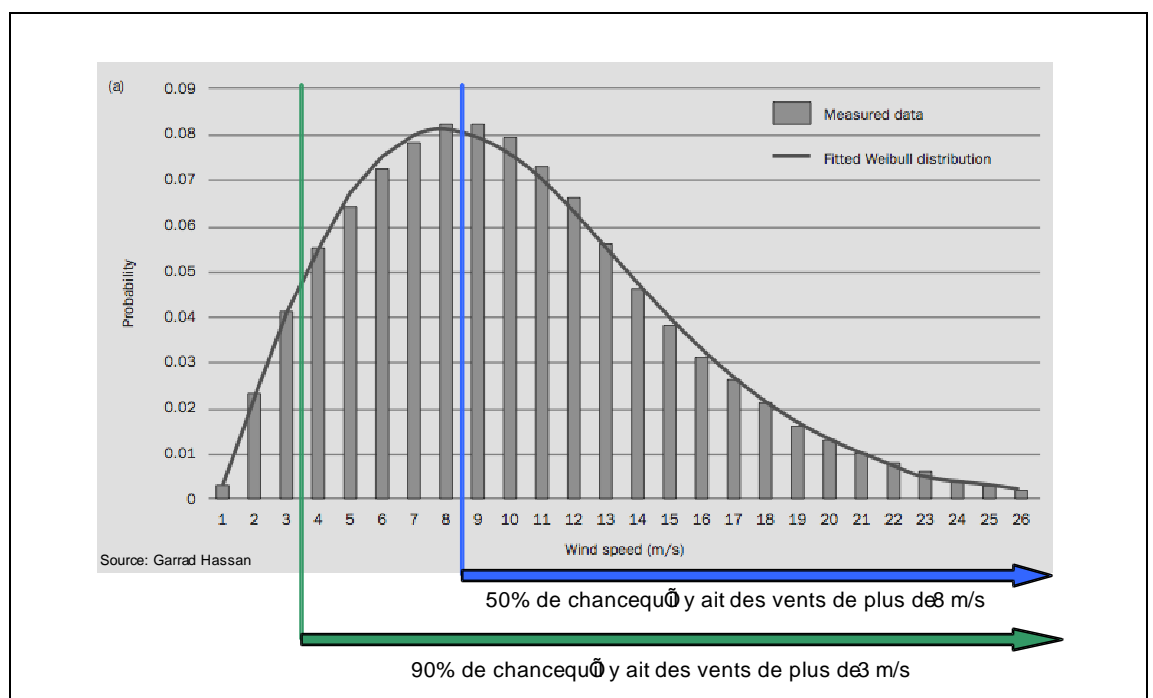
2.4.2 Production attendue

2.4.2.1 INTRODUCTION

Les estimations de la production attendue dépendent de nombreux paramètres liés entre autres aux vents et aux technologies utilisées.

On peut attribuer à la valeur de chacun de ces paramètres (et à leurs sous-paramètres) une certaine courbe de probabilité. Ainsi, par exemple, la probabilité d'avoir le vent soufflant à plus de 8 m/s, pendant une certaine période et à un endroit donné, est de 50% dans la courbe ci-dessous. Cette même courbe de probabilité indique qu'il y a plus de 90% de chance que les vents soufflent à plus de 3 m/s pour cette même période et au même endroit.

Schéma 1 : Courbe de probabilité de vitesse des vents





Ce même raisonnement probabiliste s'applique à des éléments tels que les pertes de réseaux, la disponibilité des turbines, la dégradation des pales, ...

Il est important de noter que plus l'expérience et les connaissances s'accroissent, plus les estimations seront précises. Ceci signifie que la distribution des valeurs possibles se réduit (l'étalement de la courbe probabiliste se resserre). La différence entre des valeurs P50 et P90 devient alors plus faible.

2.4.2.2 ESTIMATION DES CARACTERISTIQUES DES VENTS

Le premier travail en vue d'estimer les caractéristiques des vents est de recenser les mesures existantes et disponibles en la matière, tout en étant conscient que ces mesures sont entachées de certaines incertitudes (itinérantes aux appareils de mesure).

Ensuite, sur base de ces mesures, un travail d'extrapolation est réalisé sur le temps (pour avoir des estimations à long terme), de manière horizontale (pour estimer le vent à l'endroit souhaité⁴) et vertical (pour estimer le vent à la hauteur souhaité⁵). Comme expliqué en introduction, ce travail mène à l'établissement d'une courbe probabiliste d'une forme et d'une dispersion spécifique.

2.4.2.3 COURBE DE PUISSANCE DE LA TURBINE

Chaque turbine a sa courbe de puissance. Cette courbe reprend la puissance développée en fonction de la vitesse du vent considéré.

Schéma 2 : Courbe de puissance d'une turbine éolienne

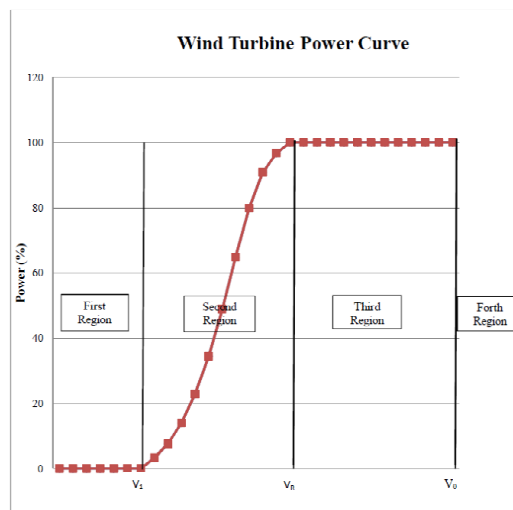


Figure 2. Typical wind turbine power curve

Source: Comparison of Wind Turbine Power Curve Model © Seyit Ahmet Akdag, Onder GYler, Istanbul Technical University

Un autre aspect à prendre en compte au niveau de la puissance développée est le "wind hysteresis" c-à-d l'arrêt de la turbine lorsqu'il y a trop de vent mais surtout le

⁴ par rapport à l'endroit des mesures

⁵ par rapport à la hauteur des mesures



fait qu'elle ne recommence à tourner qu'à une vitesse de vent inférieure à la vitesse qui a déclenché son arrêt⁶.

Par ailleurs, le fait d'avoir des éoliennes (parcs) plus ou moins proche l'une de l'autre amène à certaines pertes "de vent". Ces phénomènes peuvent être modélisés et doivent être pris en considération lors du calcul de la production attendue.

2.4.2.4 DISPONIBILITE DE LA TURBINE

Pour des raisons techniques, la turbine peut être indisponible pendant un certain temps. Il est normal de considérer une certaine indisponibilité inhérente à toute technologie et projet industriel de ce type. Il est à noter que les fabricants offrent des garanties / des compensations si la disponibilité de leurs turbines venaient à tomber sous un certain niveau.

2.4.2.5 DEGRADATION DANS LE TEMPS DES TURBINES

Par le phénomène d'usure, la production des éoliennes peut être altérée dans le temps. Ce phénomène se doit d'être pris en compte dans les calculs de la production attendue.

2.4.2.6 PERTES DE RESEAUX / TRANSFORMATION

Entre la production en haut du mât de l'éolienne, en bas de celui-ci, à la station de transformation et finalement au niveau de l'injection sur le réseau d'Elia, un certain nombre de pertes existe. Ces pertes peuvent être estimées et doivent être prises en compte dans le modèle relatif à la production attendue.

Comme dans les cas précédents des courbes de probabilité relatives à la hauteur de ces pertes existent.

2.4.2.7 PRODUCTION NET ATTENDUE

La production net attendue "P50" prend en compte les estimations faites au niveau des vitesses et directions des vents, des courbes de puissance, des pertes réseaux / transformation, des disponibilités, des dégradations, etc... avec, pour chaque élément pris en compte, une probabilité de 50% de chance d'avoir des valeurs supérieures à celle retenues.

La production nette attendue avec un "P90" prend en compte ces mêmes facteurs mais, pour chacun d'eux, une probabilité de 90% de chance d'avoir des valeurs supérieures à celles retenues est utilisée⁷.

⁶ en vue d'éviter les "marches – arrêts" intempestifs dans le cas où le vent varierait autour du point d'arrêt de la turbine

⁷ Les 90% sont pris en considération dans le sens d'une approche prudentielle par rapport au projet



Production annuelle attendue : P50 et P90

La production annuelle attendue se décline en fonction de la probabilité d'occurrence. Ainsi une production P50 de 200 GWh/an pour un parc donné signifie qu'on estime qu'il y a 50% de probabilité que les vents permettent la production de plus de 200 GWh/an mais aussi que la probabilité qu'ils "produisent" moins que 200 GWh/an est de 50%. Une production de 150 GWh/an associée à un P90 signifie que les probabilités que les vents "produisent" plus de 150 GWh/an est de 90% et que celle qu'ils produisent moins de 150 GWh/an est de 10%.

Au niveau du business case, on constate que les investisseurs sont prêts à considérer un scénario basé sur un P50 alors que les institutions financières semblent exiger un P90 en vue de sécuriser le cash flow du projet.

Il est à noter que sur le long terme (20 ans), les quantités de vent sont relativement certaines, ce qui n'empêche pas des variations importantes d'une année à l'autre.

2.4.3 Prix de l'électricité

Dans le cadre du financement des projets avec les institutions financières, les producteurs offshore doivent pouvoir assurer la hauteur des rentrées de chaque MWh produit. En plus de l'actuel certificat vert reçu, le producteur peut compter sur la valorisation de l'électricité produite. Cependant, dans le cadre du financement du projet, la hauteur du prix de revente de l'électricité doit être connue le plus certainement possible (souhait des institutions financières).

Pour ce faire, les producteurs concluent des contrats avec des opérateurs (fournisseurs, détenteurs d'accès, ...) en vue du rachat de l'électricité produite. Il semble que jusqu'à présent le prix de rachat de l'électricité se fasse à un prix fixe ou légèrement variable. Ainsi, une augmentation du prix de l'électricité sur le marché ne signifierait pas directement (ou dans un moindre mesure) une augmentation des rentrées pour le producteur offshore.

Prix du contrat PPA

L'opérateur rachetant l'électricité produite par les éoliennes tente, via le prix de rachat qu'il propose, de se couvrir contre les risques de variation – à la baisse – du prix de l'électricité. Il se doit également de tenir compte de l'incertitude qu'il a quant aux moments de production de l'électricité.



2.5 STRUCTURE FINANCIERE

2.5.1 Return

La structure financière joue également un rôle quant à la rémunération attendue d'un projet. Elle a un impact sur le degré d'exigences et sur les conditions que les différents acteurs concernés imposent au projet.

Les facteurs influençant le rendement demandé d'un projet sont liés au:

- "leverage" du projet (partie fonds propres versus fonds extérieurs / empruntés),
- taux de rémunération des fonds propres et des fonds empruntés.

2.5.2 Leverage d'un projet

Les projets de financement belges des parcs offshore semblent avoir un ratio d'environ 30/70 : 30% de fonds des investisseurs et 70% de fonds des institutions financières. Au Royaume-Uni, ce ratio est de l'ordre de 40/60.

Il est à remarquer qu'au plus la part du financement des institutions financières est grande, au plus les garanties qu'elles demanderont seront importantes. De plus, les nouvelles règles imposées par Bâle III risquent d'augmenter le coût du financement.

Avec le temps et l'expérience acquise, l'incertitude autour des projets offshore diminuera. Cela signifie qu'on verra sans doute la participation des institutions financières diminuer dans le financement des parcs offshore.

2.5.3 Taux de rémunération

Les taux de rémunération sont fonction du type de projet et des risques encourus. Plus le risque supporté est élevé, plus la rémunération du capital investi demandée est élevée.

Ces aspects seront abordés plus en détail dans la suite du document.



3 Système actuel de rémunération des projets offshore

3.1 SYSTEME ACTUEL

Le système actuel de support aux éoliennes offshore en mer du Nord se base sur une triple approche fixée par la loi et des arrêtés royaux. Ces systèmes ont trait:

- aux certificats verts;
- au subside du câble à hauteur de 25 millions maximum;
- au mécanisme d'écart de production spécifique à l'offshore.

Le financement de ces mécanismes s'effectue via des surcharges dans les tarifs d'Elia facturés directement aux consommateurs en fonction de leur consommation.

L'historique de l'évolution de ces systèmes est décrit en annexe.

3.2 CERTIFICATS VERTS

L'arrêté royal du 5 octobre 2005 prévoit que le gestionnaire du réseau de transport a l'obligation d'acheter les certificats verts offshore.

La législation prévoit que le producteur offshore reçoit un prix minimal pour sa production de:

- 107 EUR / MWh pour la production découlant des 216 premiers MW de capacité installée d'une concession;
- 90 EUR/MWh pour le reste.

Cette obligation de rachat du gestionnaire de réseau est en vigueur pour une période de 20 ans.

Echangeabilité des certificats

Les certificats verts provenant de la production éolienne offshore ne sont pas reconnus sur les marchés régionaux (Flandre / Wallonie / RBC) des certificats verts. Ils ne peuvent donc pas être revendus sur ces marchés par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), ce qui aurait permis aux fournisseurs de ces régions de les acquérir en vue d'atteindre leur quota de certificats verts et au GRT d'être remboursé (partiellement / totalement) du coût d'achat des certificats.

Au total, lorsque toutes les concessions seront accordées, le coût d'achat des certificats verts s'élèvera annuellement à environ 800 millions EUR par an.



3.3 CABLE

La loi "électricité" stipule que le gestionnaire du réseau de transport finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin (qui ne fait pas partie du réseau d'Elia) et ce, pour un montant maximum de 25 millions d'euros par concession de 216 MW ou plus. Dans le cadre du projet C-Power, ce maximum est atteint. Dans le cadre des autres concessions ce maximum sera atteint également.

3.4 ECART DE PRODUCTION

L'arrêté royal du 30 mars 2009 accorde un régime de faveur aux écarts de production des installations de production d'électricité à partir d'éoliennes offshore.

Ecart de production

L'écart de production est défini comme étant la différence, positive ou négative, entre, d'une part, la puissance injectée et, d'autre part, la nomination de la puissance injectée. Concrètement, il s'agit de la différence entre :

- la puissance effectivement injectée (validée par les compteurs);
- la dernière nomination (Day-Ahead) de la puissance injectée qui correspond à la meilleure prévision de production qui fait usage des meilleures solutions techniques disponibles en matière de prévision du vent.

Via ce régime et pour chaque concession, le gestionnaire du réseau conclut un contrat d'achat - vente d'énergie électrique avec le concessionnaire, en vertu duquel le gestionnaire du réseau :

- achète au concessionnaire l'électricité en excès résultant des écarts de production constatés pendant le mois précédent, au prix de référence du marché moins 10 %, et ce pour l'électricité correspondant à un pourcentage d'écart de production de maximum 30 % ;
- vend au concessionnaire l'électricité en déficit résultant des écarts de production constatés pendant le mois précédent, au prix de référence du marché plus 10 % et ce pour l'électricité correspondant à un pourcentage d'écart de production de maximum 30 %.

La quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production dépassant 30 % est calculée sur la base du tarif du gestionnaire du réseau pour la compensation des déséquilibres.



Couverture des frais du gestionnaire de réseau

Les quantités respectivement achetées ou vendues aux concessionnaires⁸ par le gestionnaire du réseau sont couvertes physiquement par l'activation des services auxiliaires à la disposition du gestionnaire du réseau. Les coûts de ces services auxiliaires supplémentaires nécessités par les installations sont imputés aux tarifs des « services auxiliaires ».

4 Principes du système proposé

4.1 OBJECTIFS D'UN SYSTEME DE SUPPORT

Les pistes proposées dans le présent document doivent s'inscrire dans un cadre général qui :

- reconnaît la volonté politique d'installer 2000 – 2300 MW d'éoliennes offshore en mer du Nord notamment en vue de satisfaire les engagements qu'a pris la Belgique en termes de renouvelables ;
- reconnaît que sans système de support, il n'y a aucun intérêt économique à développer des éoliennes offshore. Il faut donc mettre en place un système de rémunération attractive, fonction des risques pris, incitant à l'investissement dans les projets offshore.
- souhaite que le système de support mis en place ne génère pas de profits indus ("windfall profits").

4.2 REMUNERATION DES PARTIES ET RISQUES PRIS

Le modèle de support à l'offshore se doit d'assurer aux parties investissant dans le projet une rémunération juste, fonction des risques pris par ceux-ci. Les risques supportés par d'autres parties ne sont ici pas pris en compte. Dans ce cadre, l'occurrence d'événements non prévus, à la hausse ou à la baisse, est couverte par ce facteur de rémunération du risque.

Ainsi, une usure plus rapide que prévu des éoliennes représente un risque de rémunération moindre⁹, couvert par le rendement demandé.

Par contre, le cas de vents plus importants que prévu (90% de chance que cela arrive si le business case considère un P90) générant une rémunération plus importante¹⁰ pose question vu la situation probabiliste dans laquelle le plan s'est placé dès le départ.

⁸ Le concessionnaire peut transférer l'ensemble de ses droits et obligations relatifs aux écarts de production vis-à-vis du gestionnaire de réseau au responsable d'accès dont le périmètre d'équilibre inclut alors la concession

⁹ Si celui-ci n'est pas couvert par des garanties de constructeurs, des assurances, ...

¹⁰ par la vente des MWh additionnels au prix de l'électricité et du certificat vert



4.3 ETAT DES CONNAISSANCES (FINANCIERES) AU MOMENT DU "CLOSING FINANCIER"

Dans le cadre du développement d'un projet, les données quant au projet et ses aspects financiers sont de plus en plus affinées à mesure que l'on se rapproche du "financial closing":

- les coûts d'investissement dans les turbines, les fondations, les câbles, l'installation même sont connus avec certitude ainsi que toutes les assurances et couvertures de risques pris;
- les prévisions quant à la quantité de vent ont été réalisées sur base d'une certaine probabilité d'occurrence. La hauteur de la valorisation des MWh produits est certaine (cf. les contrats PPA et la loi pour le prix de rachat des certificats verts).
- les coûts "d'operating & maintenance" ont été estimés. Ils sont empreints d'une certaine incertitude. Il faudra cependant bien distinguer dans quelle mesure ils sont effectivement supportés par les investisseurs (garantie du fabricant, assurance, ...).

Il est également important de regarder de près le nombre d'années considéré dans le cadre du financement des projets. Celui-ci semble toujours inférieur aux 20 ans de la concession et pendant lesquels le prix de rachat est garanti.

Au moment du financial closing, les calculs financiers finaux sont réalisés. Le résultat de ceux-ci permet, in fine, d'estimer un rendement sur investissement (ROE) considérant les éléments du projet. C'est, dans les faits, un calcul d'actualisation de flux financiers dans le temps : net present value (NPV).

4.4 PRINCIPE DU SYSTEME PROPOSE

Le système proposé part du même exercice d'évaluation d'un projet (business plan) mais considère un ROE donné. Un calcul à rebours est alors effectué en vue de déterminer le niveau des revenus nécessaires par MWh afin d'assurer ce ROE. Ces revenus se composent de la somme du prix de vente de l'électricité, du prix du certificat vert et du prix de la garantie d'origine : le LCOE.

LCOE / LCE: Levelised cost of Energy / Levelised energy cost

Le "Levelised cost of Energy" (LCOE) est le prix auquel l'électricité produite doit être vendue en vue d'atteindre le rendement souhaité des investisseurs ... considérant une approche Net Present Value (actualisation des flux financiers) et un remboursement des emprunts.

Le système est décrit de manière plus détaillée dans le chapitre suivant.



5 Système alternatif

5.1 TROIS CATEGORIES DE CONCESSIONS

Il est difficile de se prononcer de manière générale sur l'état des projets offshore en Mer du Nord car certains sont beaucoup moins avancés que d'autres. On distingue toutefois trois grandes catégories :

- les trois premières concessions (C-Power, Belwind et Northwind¹¹), qui sont partiellement déjà exploitées ou déjà bien avancées en ce qui concerne le développement du projet, la mobilisation des acteurs et les commandes / réservations de matériel ;
- les deux concessions 'intermédiaires' (Northern et Rentel), qui sont déjà attribuées et pour lesquelles des investisseurs ont déjà été approchés sur la base du cadre légal actuel et pour lesquelles certains engagements ont déjà été pris vis-à-vis des fournisseurs ;
- les deux dernières concessions. L'une a déjà été attribuée, mais ensuite suspendue, tandis que l'autre doit encore être attribuée.

5.2 SYSTEME DE SUPPORT APPLIQUE

Vu les différents stades où se trouvent les projets offshore, il est proposé d'appliquer un système de support spécifique selon la catégorie de projet

- les deux dernières concessions relèveraient du système '**LCOE classique**'
- les deux concessions 'intermédiaires' relèveraient du système '**LCOE adapté**' ou du LCOE « normal ». En effet :
 - Si au 31 décembre 2013, Elia a reçu toutes les autorisations / permis relatifs au projet STEVIN¹² et qu'Elia a l'autorisation de commencer les travaux, alors les concessions 'intermédiaires' relèvent du système LCOE "adapté".
 - Si au 31 décembre 2013, Elia a prévu de recevoir toutes les autorisations relatives au projet STEVIN dans les 6 premiers mois de 2014 et que les producteurs peuvent réaliser leurs projets avec un financial closing au plus tard le 31 décembre 2014, alors le système LCOE "adapté" s'applique. Par contre, s'il existe une technologie plus économique et fiable que celle que les producteurs avaient prévue, que leurs engagements juridiques leur permettent de l'adopter et qu'ils ont l'assurance de pouvoir en avoir le financement, alors le nouveau système LCOE "classique" s'applique.
 - Si au 31 décembre 2013, Elia n'a pas en mesure de confirmer que les autorisations relatives au projet STEVIN pourront être obtenues dans les 6 prochains mois et que dès les projets ne pourront obtenir un

¹¹ précédemment Eldepasco

¹² Le projet STEVIN permet, entre autres, le renforcement / le développement des lignes électriques nécessaires au développement d'une plateforme en mer à laquelle les parcs éoliens pourraient se connecter



financial closing avant le 31 décembre 2014, alors un LOCE "normal" s'applique ;

- le présent document ne traite pas des premières concessions car leurs premières phases sont déjà opérationnelles. Cela n'empêche toutefois pas d'éventuelles adaptations du système sur base volontaire ('*opt in*').

La présente note décrit le système '*LCOE classique*' et le système '*LCOE adapté*', ainsi que les possibilités 'd'opt-in' relatives aux premières concessions.



5.3 SYSTEME 'LCOE CLASSIQUE'

5.3.1 Calcul du LCOE

5.3.1.1 INTRODUCTION

Le système de support à l'offshore sous la forme du système '*LCOE classique*' s'articule autour des principes suivants :

- Tous les deux ans, sur base d'une référence technologique (traduite en termes de coûts), de taux de rémunération du capital et de la production attendue, un **LCOE**¹³ est calculé. Ce LCOE sert de base pour toutes les phases d'investissement dont le closing financier est effectué pendant les deux années suivantes. Les calculs sont établis sur base d'un business plan de 15 / 20 ans et prend en compte un schéma probabiliste de 50%.
- Une **garantie d'Etat** est introduite pour couvrir le risque de crédit. En conséquence, les risques des institutions financières afférents au prêt sont très limités.
- Le LCOE (recettes par MWh produit) est garanti aux investisseurs offshore pour un **volume maximum** de certificats verts fixé au préalable, qui reflète le résultat des estimations de la production attendue dont il est tenu compte lors du calcul du LCOE.
- La valeur des certificats verts octroyés fluctue de mois en mois, selon le **prix de référence de l'électricité**. Le calcul et l'octroi se font tous les mois.

5.3.1.2 ETABLISSEMENT D'UN REFERENTIEL TECHNOLOGIQUE

Le point de départ de l'approche proposée est l'établissement d'un **référentiel technologique** pour l'exploitation d'éoliennes en mer. Ce référentiel :

- est établi par une entité indépendante, reconnue et compétente pour l'établissement d'un tel référentiel. Le choix de cette entité indépendante relève de la compétence du Ministre fédéral de l'Energie ;
- est validé par un comité de validation dont font partie la CREG, l'administration, Elia et des experts indépendants. Les décisions sont prises d'un commun accord entre les membres du comité. Les objectifs du comité de validation sont les suivants :
 - s'assurer que le référentiel et l'estimation des coûts ont été établis en toute indépendance
 - examiner de manière critique les hypothèses retenues dans les calculs
 - vérifier l'exactitude des calculs.

¹³ Levelized cost of energy. Dans le cas de l'offshore, il s'agit de la somme du prix de l'électricité et du certificat vert



- est établi sur base de technologies offrant le meilleur ratio coût / performance. Pour ce faire, l'entité en question définit les meilleures technologies (disponibles au niveau mondial) répondant à ce critère pour l'installation d'éoliennes offshore en mer du Nord au moment de l'exercice.
- établit les **coûts** (y inclus les frais "Operating and Maintenance") du référentiel retenu.
- tient compte des subsides reçus.

Si nécessaire, le référentiel peut être corrigé d'un parc à l'autre en fonction d'une série de facteurs tels que la profondeur de la mer, le type de sous-sol marin, l'éloignement des côtes, les capacités installées ou les vents à l'endroit des parcs. Il appartient à l'entité retenue de fixer ces facteurs et d'adapter le référentiel en conséquence. Celui-ci est ensuite validé par le comité de validation et publié.

Le référentiel établi couvre une période de 2 ans. Il pourrait cependant être adapté si des événements majeurs venaient à survenir comme, par exemple, l'octroi de subsides ou la mise en place par Elia d'une plateforme en mer à laquelle les éoliennes pourraient se raccorder. Il est du rôle de l'entité établissant le référentiel d'effectuer cette veille par rapport aux événements majeurs ayant un impact sur le référentiel. Ceux-ci doivent être validés par le comité de validation.

5.3.1.3 LA PRODUCTION ATTENDUE.

Les estimations de la production attendue dépendent de nombreux paramètres liés entre autres aux vents et aux technologies utilisées, comme la vitesse du vent, sa direction, la courbe de puissance de la turbine, le 'wind hysteresis', la 'perte de vent' des parcs, la disponibilité de la turbine et du réseau, la dégradation dans le temps des turbines, les pertes réseau / transformation ...

La production nette attendue utilisée pour le calcul du LCOE considère que tous les paramètres de ce calcul ont une probabilité de réalisation de 50% (P50).

5.3.1.4 FIXATION DE LA REMUNERATION DES INVESTISSEMENTS

GARANTIE D'ETAT

Le développement de projets offshore ne peut pas s'envisager sans la participation des institutions financières. En vue de financer les projets offshore, ces institutions ont des exigences (taux d'intérêt, P90, ratio debt/equity ...) elles-mêmes fonction des risques encourus. Pour réduire ces exigences liées aux risques encourus, il est demandé d'offrir à ces institutions une garantie d'Etat (assurance-crédit) afin que des plans financiers basés sur un P50 et un ratio debt/equity allant jusqu'à 80/20 puissent être pris en considération. Cette garantie de l'Etat, qui doit être rémunérée aux conditions du marché en vigueur, serait accordée selon les règles internationales en la matière. L'impact de l'octroi de cette garantie sur la hauteur du LCOE peut être estimé entre 7 et 8 EUR.



REMUNERATION DES INVESTISSEURS

La rémunération des investisseurs (ROE) dans les projets offshore belges est déterminée sur la base d'une marge en plus du « risk free rater. La hauteur du ROE peut évoluer dans le temps en fonction des circonstances économiques et financières en vigueur au moment de l'attribution de la concession. Pour les projets avec un leverage de 20/80, cette formule doit fournir aujourd'hui un rendement de 12 à 13%.

5.3.1.5 CALCUL DU LCOE

Sur base de l'évaluation des coûts pour le référentiel établi, de la production attendue – tant au niveau de la turbine qu'à celui de l'injection sur le réseau d'Elia - et des taux de rémunération, une **valeur de LCOE** (levelized cost of energy) **est fixée** tous les deux ans et pour une période de deux ans. Dans le cas de l'offshore, le LCOE correspond à la valeur que doit atteindre la somme du prix de l'électricité, de la garantie d'origine et du certificat vert en vue de garantir les taux de rémunération fixés.

Dans le cadre du calcul du LCOE, le business plan pris en considération s'établit **sur 15 ans et sur 20 ans**.

Il est tenu compte dans les calculs

- que la production considérée pour les certificats verts est celle au niveau de la turbine alors
- que la production à prendre en compte pour la revente d'électricité sur le marché est celle au point d'injection sur le réseau d'Elia.

En outre, le calcul du LCOE prend en considération des probabilités telles que décrites ci-avant, c'est-à-dire 50 %.

Dès que les calculs à 15 et 20 ans sont réalisés, il appartient au ministre fédéral de l'Énergie de déterminer quel LCOE sera retenu (celui qui découle des calculs à 20 ans ou celui qui découle des calculs à 15 ans).

Un LCOE sur 15 ans.

- offre aux producteurs offshore la possibilité de couvrir plus rapidement leurs coûts et, si les prévisions se vérifient, d'atteindre un équilibre financier après 15 ans ;
- offre aux producteurs offshore la possibilité de bénéficier de 5 années supplémentaires de production (avec ou sans support - voir ci-après) qui n'entrent pas dans le calcul du LCOE pour les 15 premières années;
- représente pendant les 15 premières années un effort financier important pour les utilisateurs ;
- offre aux utilisateurs la possibilité de ne plus devoir financier les CV après 15 ans ou, dans une moindre mesure, si les CV ont été octroyés après les 15 ans pour s'assurer que la production continue (cf. ci-après).



Un LCOE sur 20 ans.

- permet d'étaler les coûts de l'offshore sur 20 ans, une période plus longue que 15 ans ;
- étale les recettes des producteurs offshore sur toute la durée de la concession, ce qui permet de prendre en considération un volume plus important de CV que sur 15 ans ;
- n'offre pas aux producteurs offshore la possibilité de bénéficier de 5 années supplémentaires de production (avec ou sans support - voir ci-après) qui n'entrent pas dans le calcul du LCOE pour les 15 premières années.

Le LCOE peut être adapté si des événements majeurs susceptibles d'influencer significativement le calcul surviennent (cf. 3.1.2. "Etablissement d'un référentiel technologique").

5.3.2 Octroi des certificats verts

5.3.2.1 PRIX DE REFERENCE DE L'ELECTRICITE

Pour faire évoluer le prix du certificat vert en fonction du prix de l'électricité, il est essentiel de déterminer le prix de l'électricité qui servira de référence.

Les références possibles pour les producteurs offshore sont :

- le prix Belpex DAM (la bourse d'électricité belge couplée aux bourses de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne) ;
- le prix du contrat/des contrats que l'opérateur offshore a passé(s) avec une ou plusieurs tierces parties en vue du rachat de sa production. Lorsque les contrats sont renouvelés, le nouveau prix est pris en considération. La CREG doit contrôler ces contrats pour s'assurer que le prix que les producteurs offshore obtiennent est bien conforme au marché de sorte que les consommateurs ne se voient pas imposer des charges inutiles au profit d'une partie tierce.

Si le prix Belpex est choisi comme prix de référence, cela n'implique toutefois pas qu'il soit obligatoire dans le chef des gestionnaires des parcs offshore d'effectivement vendre leur production électrique sur Belpex. Ils sont libres de contracter auprès de tiers comme ils le souhaitent. Cependant, le prix des certificats sera établi sur base du prix de référence Belpex.

Tant dans le cas d'un prix de référence Belpex que dans celui d'un prix basé sur les contrats réels, il est demandé à Elia de fournir chaque mois à la CREG – par parc de turbines offshore concerné – les volumes injectés (par heure).

Dans le cas d'un système basé sur un prix de référence Belpex, il est aussi demandé à Belpex de fournir à la CREG les prix Belpex DAM (par heure).

Cet exercice doit se réaliser tous les mois pour chaque parc bénéficiant du système proposé.



5.3.2.2 GARANTIES D'ORIGINE

Pour autant que la production offshore bénéficie de garanties d'origine, celles-ci peuvent être valorisées sur le marché international des garanties d'origine. Il est donc logique de tenir compte dans le calcul de la valeur du certificat vert des revenus découlant de ces garanties.

Il est proposé de valoriser le prix des garanties d'origine à la valeur de revente de celles-ci - et pour les volumes concernés - sur le marché¹⁴.

Les opérateurs fournissent à la CREG les informations relatives à ces garanties d'origine.

5.3.2.3 PRIX DU CERTIFICAT VERT

Vu que le LCOE est connu lors du closing financier et que le prix de référence est recensé chaque mois, la valeur du certificat vert pour le mois en question en vue de **garantir un revenu stable par MWh équivalent au LCOE** peut être déduite¹⁵. Un certificat a une valeur différente d'un mois à l'autre et est "rattaché" à la production mensuelle de ce mois spécifique et ce, pour un parc donné.

Le calcul considère les différences entre la production au niveau des turbines (prise en considération pour les volumes de certificats verts) et la production au point d'injection (qui représente le volume de vente).

Il est demandé à la CREG de calculer la valeur du certificat vert (par mois).

5.3.2.4 PRIX NEGATIFS SUR BELPEX

Pendant les périodes de prix négatifs sur Belpex, le mécanisme de soutien est adapté.

En effet, si pendant cette période le producteur **injecte effectivement** du courant sur le réseau, le système est adapté - considérant le volume effectivement injecté - en fonction du prix de référence retenu (cf. § "Prix de référence de l'électricité") :

- Si le prix de référence est Belpex, le prix du certificat vert équivaut au LCOE diminué du prix de la garantie d'origine;
- Si le prix de référence est le prix d'un contrat, le prix du certificat vert équivaut au LCOE diminué du prix de la garantie d'origine ainsi que du prix du MWh perçu via le contrat si celui-ci est positif (sinon ce prix est valorisé à zéro).

5.3.2.5 .ARRETS OU LIMITATIONS DEMANDES PAR ELIA (GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT)

Un système devra être élaboré, avec Elia, en cas d'éventuels arrêts ou limitations demandés par Elia, tout en assurant un équilibre entre le principe de neutralité pour le producteur et un fonctionnement optimal du marché pour le consommateur.

¹⁴ par ex. la semaine de leur réception effective par les opérateurs

¹⁵ Ce calcul doit également tenir compte du prix des garanties d'origine.



5.3.2.6 VOLUME DE CERTIFICATS VERTS

Le calcul du LCOE est basé sur un volume de certificats verts équivalent à la production électrique attendue au niveau des turbines.

Il est fixé que le volume de certificats verts délivrés dans les 15 / 20 ans suivant le début de la production offshore est **plafonné** aux volumes considérés pour le calcul du LCOE. Lorsque le volume total est atteint (sur la période considérée), il n'est plus octroyé de certificat vert, indépendamment de l'année où ce volume est atteint.

Si le certificat vert a une valeur de zéro (cas où le prix de l'électricité permet d'atteindre le LCOE sans intervention de certificats), les certificats verts sont octroyés mais ont une valeur nulle. Ces certificats sont soustraits au volume maximum autorisé.

Lorsqu'après respectivement 15 ou 20 ans (en fonction du plan financier pris en considération), le volume d'heures de **vent attendu n'est pas atteint**, le "manque à gagner" financier est liquidé en une fois. Ce manque financier se calcule sur base de la production théorique (telle que calculée pour le LCOE) des heures manquantes valorisées à la valeur du LCOE. En vue d'éviter tout choc financier à l'échéance (15 ou 20 ans) en cas de non atteinte des heures de vents attendues, un système de réserves financières est mis en place. Si au bout de 7 ans et plus d'exploitation d'un parc, on constate un écart de plus de 20% (par exemple) entre les heures de vents attendues et les heures réelles plus faibles, des réserves financières sont constituées, via une surcharge sur les certificats verts, en vue d'un éventuel financement futur des investisseurs offshore à l'échéance du plan financier (15 ou 20 ans). Ces réserves sont constituées progressivement en vue d'éviter tout choc financier pour les consommateurs. Tout éventuel surplus à l'échéance retourne aux consommateurs.

A l'inverse, si au bout de 7 ans et plus, on constate un écart de plus de 20% (par exemple) entre les heures de vents attendues et les heures réelles plus hautes, le nombre de certificats verts accordés par mois est revu à la baisse selon une trajectoire ramenant, au bout de 3 ans par exemple, le nombre de certificats accordés dans l'écart accepté (20%).

5.3.2.7 VOLUME DE CERTIFICATS VERTS AU-DELA DE LA 15EME ANNEE (POUR UN LCOE SUR 15 ANS)

Après les 15 ans et dans le cas d'un plan financier sur 15 ans, la question de la nécessité d'incitants en vue d'assurer la production offshore jusqu'à la fin de la période de concession de 20 ans se pose.

La question est de savoir si la différence entre le prix de vente de l'électricité et les coûts "d'operating and maintenance" est suffisante pour assurer la continuation de l'exploitation des parcs offshore au-delà de la période de 15 ans.

En vue d'assurer cette continuité sur les 5 dernières années, un organe indépendant analysera la situation et **envisagera l'attribution de CV additionnels** si cela se justifie financièrement et dans le cadre des obligations belges en matière de renouvelable.



Le choix final d'une telle attribution est du ressort du Ministre de l'Énergie.

5.3.3 Ecarts de production

L'actuel système offshore (pour les écarts de production) sera supprimé et remplacé par les conditions tarifaires d'Elia en matière d'écarts de production. Ces conditions tarifaires ont été approuvées par la CREG.

5.3.4 Applicabilité du système

Le système tel que décrit ci-dessus est utilisé comme base pour toutes les phases d'investissement dont le **closing financier** est réalisé durant la période de 2 ans pendant laquelle s'applique le LCOE en vigueur.

5.3.5 Upsides et downsides potentiels

Le système proposé inclut des possibilités d'upsides et de downsides dans le chef des gestionnaires / investisseurs au niveau :

- **des coûts d'investissement.** Les investisseurs réalisent un upside si leurs coûts d'investissements et « d'operating and maintenance » sont inférieurs à la référence établie. Si les coûts d'operating and maintenance' sont plus élevés que prévu, cela représente un downside.
- **de la production attendue.** Si la production réelle est plus élevée que la production attendue, on réalise un upside.
- **du prix de l'électricité.** Si le prix de l'électricité est supérieur au LCOE, les investisseurs améliorent directement leur rentabilité.
- **du prix de l'électricité.** Si l'on se base sur le prix de référence Belpex et si l'opérateur offshore a conclu un contrat qui lui permet d'obtenir un prix plus élevé que le Belpex, l'upside est pour le producteur. S'il obtient un prix inférieur au Belpex, le producteur subit un downside.
- **[lorsque c'est le cas] un calcul sur 15 ans.** La rentabilité et les modèles se basent sur une période de 15 ans. Pour autant que les coûts d'Operation and maintenance soient inférieurs (par MWh produit) au prix de revente de l'électricité pour la période au-delà des 15 ans, la rentabilité du projet se voit améliorée.



5.4 SYSTEME DE 'LCOE ADAPTE'

Le système 'LCOE adapté' est le même que le système 'LCOE classique' sauf pour ce qui concerne la première phase : le calcul du LCOE.

5.4.1 LCOE

Dans un système de 'LCOE adapté', le LCOE est défini à respectivement 160 €/MWh pour les 216 premiers MW installés (107 €/MWh pour le certificat vert et 53 pour le prix de l'électricité) et 143 €/MWh pour la capacité additionnelle (90 pour le certificat vert et 53 pour le prix de l'électricité).

Dans le système de 'LCOE adapté', on suppose que la production attendue est basée sur un P50 sur une période de 20 ans.

5.4.1.1 IMPACT DE LA 'PRISE DE COURANT EN MER'

Si la 'prise de courant en mer' venait à être opérationnelle pour les parcs sous le 'LCOE adapté', le niveau du LCOE devrait être adapté pour tenir compte des coûts moindres découlant de la plate-forme Elia en mer. Selon les estimations, une telle plate-forme permettrait de réduire le LCOE de 4 à 8 euros/MWh.

L'entité indépendante devrait faire le calcul des économies réalisées, en toute transparence avec les opérateurs offshore ainsi que les consommateurs.

5.4.1.2 IMPACT DE LA GARANTIE D'ÉTAT

L'attribution d'une garantie d'Etat devrait permettre d'obtenir un ratio debt / equity de 80/20. Dans ce cas, elle aurait un impact à la baisse d'environ 7 à 8 euros/MWh sur le LCOE.

L'impact précis pourrait être calculé lors du closing financier, en toute transparence avec les utilisateurs.

5.4.2 Prix de l'électricité en hausse et valeur du certificat vert

Pour autant que la hausse du prix de l'électricité le permette, les producteurs offshore bénéficient d'un LCOE majoré.

Ainsi, la valeur du certificat vert est toujours calculée par différence entre le LCOE et le prix de référence de l'électricité et de la garantie d'origine. La valeur du LCOE peut évoluer dans le temps. Elle est cependant plafonnée à un montant équivalent à 160 €/MWh augmenté linéairement de 0.795 €/MWh par an (soit 1.5% / an de 53 €/MWh). Elle est au minimum équivalente à 160 €/MWh.



Le premier jour du projet, la valeur du LCOE est de 160 €/MWh. Ensuite, chaque jour, le prix de référence de l'électricité est comparé au prix de référence de la veille. Les augmentations / diminutions de prix journaliers sont reportées sur la valeur du LCOE à condition que le LCOE ainsi calculé:

- ne dépasse pas le plafond. Si c'est le cas, le LCOE est équivalent au LCOE plafonné.
- ne soit inférieur à 160 €/MWh. Si c'est le cas, le LCOE est bloqué à 160 €/MWh.

Lorsque la valeur planché (160 €/MWh) ou la valeur plafond du LCOE est atteinte, un "LCOE virtuel" continue d'être calculé. Ce dernier se comporte comme un LCOE "normal" sauf qu'il ne prend pas en compte le plafond ou le planché existant. Le "LCOE virtuel" est sans effet sauf s'il se situe entre 160 €/MWh et le LCOE plafonné. Dans ce cas, il redevient le LCOE utilisé / "normal" pour le calcul de la valeur des certificats verts.

Le mode de fonctionnement décrit ci-dessus s'applique pour les premiers 216 MW installés de chaque projet. Pour les capacités au-delà de 216 MW, les montants 160 €/MWh dans le mécanisme décrit sont remplacés par 143 €/MWh.

L'exercice est consolidé sur un mois en vue de définir le prix des certificats verts du mois en question, pour la production de ce même mois.

5.4.3 Prix négatifs sur Belpex

Comme dans le système LCOE classique.

5.4.4 Garanties d'origine

Comme dans le système LCOE classique.

5.4.5 Volume des CV

Le volume maximum de CV correspond au volume total P50 sur 20 ans.

5.4.6 Volume de CV au-delà de la 15ème année

Ce système n'est pas d'application dans le système LCOE adapté.

5.4.7 Ecart de production

Comme dans le système LCOE classique.



5.4.8 Upsides et downsides potentiels

Le système proposé inclut des possibilités d'upsides et de downsides dans le chef des gestionnaires / investisseurs au niveau :

- **des coûts d'investissement.** Il y a des upsides résultant de la différence entre les coûts d'investissement pour le LCOE considéré (107 / 90 + prix de l'électricité) et le LCOE tel qu'il serait calculé sur la base d'un référentiel.
Si les coûts d'operating and maintenance' sont plus élevés que prévu, cela représente un downside. S'ils sont moins élevés, cela représente un upside.
- **de la production attendue.** Si la production réelle est plus élevée que la production attendue, un upside est réalisé.
- **du prix de l'électricité.** Si le prix de l'électricité est supérieur à 53 €/MWh ... ou supérieur à la hausse attendue par les investisseurs du prix de l'électricité.

5.5 *POSSIBILITES "D'OPT-IN" SUR LA BASE DU SYSTEME ACTUEL*

On pourrait envisager l'introduction d'une garantie d'Etat pour les 3 premiers parcs, pour autant qu'elle ait un impact significatif sur la subvention de 107 et 90 €/MWh.

Les parcs offshore sous le système actuel doivent pouvoir avoir la possibilité d'opter (de manière définitive) pour le système d'écart de production "classique" (avec les tarifs d'écart de production d'Elia). Un tel passage demande un accord tant du gestionnaire du parc offshore en question que du fournisseur rachetant l'électricité produite.

5.6 *PROLONGATION DE LA PERIODE DE CONCESSION DE 20 A 30 ANS*

Afin d'offrir aux opérateurs offshore installés une certaine perspective, le gouvernement se prononcera sur la prolongation de la concession 5 ans avant que celle-ci ne prenne fin.

6 Rente nucléaire

La contribution nucléaire, tant celle perçue actuellement que celle qui pourrait venir à être perçue de manière additionnelle (quelle que soit sa forme), doit être affectée au financement des certificats offshore et de la cotisation fédérale ainsi qu'à la réduction de la facture de l'électricité.

7 Transparence

En vue d'assurer une bonne transparence et un bon suivi des projets offshore, un système de reporting centralisé sera mis en place assurant une accessibilité d'un certain nombre d'informations de base relatives aux projets offshore. L'instance de centralisation pourrait être la CREG.

Par ailleurs, la CREG reste en charge du suivi des projets dans le temps comme elle le fait actuellement.



8 Modifications à terme de certaines modalités d'application

L'intégration optimale dans le système électrique d'un niveau croissant d'énergie renouvelable à un coût minimal pour la communauté (notamment en matière du bon fonctionnement des marchés à court terme, du balancing et des services auxiliaires) pourrait nécessiter à terme la modification de certaines modalités d'application des mécanismes de soutien à l'offshore.

Dans le cas de telles modifications, celles-ci ne peuvent remettre en cause ni la rémunération globale pour les investisseurs, ni les équilibres économiques (y compris les intérêts des consommateurs), ni le profil et l'amplitude des risques liés aux investissements engagés. ■



9 Annexe: Historique du système de support à l'offshore

Depuis 1999, la loi "électricité"¹⁶ prévoit que le ministre fédéral en charge de la mer du Nord puisse accorder des concessions domaniales en vue de la construction et de l'exploitation d'éoliennes offshore. Il est également prévu que, par arrêté royal, un prix minimal (via l'achat de certificats verts offshore) puisse être fixé afin de pouvoir écouler un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, dont fait partie l'énergie éolienne offshore.

En 2002, un arrêté royal¹⁷ a fixé ce prix à 90 EUR/MWh pour la production d'électricité verte à partir d'éoliennes offshore, et ce pour une période de 10 ans.

Début 2005, le Conseil des ministres décide, et la législation est adaptée en ce sens:

- d'augmenter le prix de rachat des certificats verts offshore (à 107 €/MWh pour les premiers 216 MW de chaque projet) et de rallonger la période durant laquelle ces certificats peuvent être revendus au prix minimal (passage d'une période de 10 ans à une période de 20 ans). Ce coût est répercuté aux consommateurs via une "surcharge" dans les tarifs d'Elia.
- de subsidier une partie du câble sous-marin nécessaire pour relier les éoliennes offshore au réseau d'Elia. Ce coût est également répercuté aux consommateurs via une "surcharge" dans les tarifs d'Elia.
- de mettre en place un régime de faveur pour les écarts de production offshore¹⁸.

Ces changements ont été justifiés par la nécessité, d'une part, de stimuler le développement de projets éoliens offshore et, d'autre part, de compenser le fait que le gouvernement fédéral n'autorise que des concessions domaniales dans des espaces marins distants d'une vingtaine de kilomètres de la côte.

Lors des négociations gouvernementales, le dossier offshore a été lié à celui de la dégressivité et du plafonnement de la cotisation fédérale.

¹⁶ Du 29 avril 1999.

¹⁷ A.R. du 16 juillet 2002, en application de l'article 7 de la loi 'électricité' précitée.

¹⁸ A.R. de mars 2009.