

# Proposition de réforme du mécanisme de soutien OT/Bf en CfD pour l'énergie éolienne en Flandre

Étude réalisée à la demande de la VWEA (ODE) et de la FEBEG(\*)

16/10/2024  
FINAL



(\*) traduit du Néerlandais



# Proposition de réforme du mécanisme de soutien OT/Bf en CfD pour l'énergie éolienne en Flandre

Étude réalisée à la demande de la VWEA (ODE) et de la FEBEG

Client :

VWEA - Vlaamse Windenergie Associatie

FEBEG – Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières

Personne de contact :

Maarten Dedeyne, [maarten.dedeyne@ode.be](mailto:maarten.dedeyne@ode.be)

Référence 3E :

PR117263

Personne de contact 3E :

Jan Cornillie, [jco@3e.eu](mailto:jco@3e.eu)

Date :

16/10/2024

Version :

Finale

Les conditions générales de 3E s'appliquent à ce document. Le client reçoit le droit non exclusif et non transférable d'utiliser ce document (y compris ses pièces jointes, le cas échéant) uniquement à des fins commerciales et dans le cadre de ses activités. Ce document est basé sur un accord conclu uniquement entre le client et 3E, et non au profit de bénéficiaires tiers. Sauf si la classification de confidentialité indiquée par 3E le permet, le client s'engage à ne pas communiquer ce document à des tiers ou à le copier à leur intention, en tout ou en partie, sans l'accord écrit préalable de 3E. En tout état de cause, et ce que la classification de confidentialité permette ou non la diffusion, 3E ne sera pas responsable vis-à-vis des tiers des conséquences de l'utilisation de cette offre par un tiers.

## Table des matières

<b>Historique du document</b>	4
<b>Résumé exécutif (français)</b>	5
<b>1. Introduction</b>	6
<b>2. Le mécanisme de soutien actuel : OT/Bf</b>	7
2.1. La méthodologie : partie non rentable et facteurs de banding	7
2.2. Le règlement : le commerce de certificats	8
2.3. Paramètres pour l'éolien terrestre	9
<b>3. Proposition de mécanisme futur : les CfD</b>	11
3.1. Les types de CfD	12
3.2. CfD hybrides sur mesure	19
<b>4. Proposition de réforme</b>	20
4.1. Principe : incrémentalement de OT/Bf vers un CfD	20
4.2. Détermination du soutien ; via un modèle ou via enchère ?	25
<b>Annexe A : Paramètres financiers de l'OT/Bf</b>	29
<b>Annexe B : Exemples de calcul des différents mécanismes de soutien</b>	31

## Historique du document

N°	Date	Auteur	Révision	Résumé des changements
1	09/04/2024	Matilde Copppe	Ruben Baetens	Description du mécanisme actuel
2	22/05/2024	Ruben Baetens	--	Description des CfD
3	27/06/2024	Ruben Baetens	--	Projet de proposition de modifications
4	12/08/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Remarques concernant les modifications
5	30/09/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Remarques concernant les modifications
6	15/10/2024	Matilde Copppe	Jan Cornillie	Remarques concernant les modifications

Confidentialité du document:

Client seulement

## Résumé exécutif (français)

Ce rapport, commandé par l'Association flamande de l'énergie éolienne (VWEA) et la Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières (FEBEG), examine la faisabilité et les implications du passage du mécanisme actuel de soutien à l'énergie éolienne terrestre en Flandre à un contrat de différence, connu internationalement sous le vocable *Contract for Difference (CfD) model*. L'objectif est de renforcer la sécurité des investissements dans le secteur et de promouvoir l'intégration des énergies renouvelables dans un contexte de marché en mutation après 2023.

Le système actuel d'OT/Bf en Flandre (Onrendabele Top / Banding Factor) fournit un soutien financier en couvrant la "partie non rentable" des projets d'énergie verte. Cependant, avec l'évolution rapide des marchés de l'énergie et la nécessité croissante d'intégrer les énergies renouvelables, des questions se posent quant à l'efficacité à long terme de ce système. En outre, le système offre peu de prévisibilité aux investisseurs, ce qui souligne la nécessité d'un mécanisme plus stable et plus prévisible.

Le rapport examine le modèle CfD, qui est mondialement reconnu comme un moyen efficace d'encourager les investissements dans les énergies renouvelables. Un CfD offre une rémunération fixe (le "strike price" ou prix cible) aux producteurs d'énergie, avec compensation de la différence entre le prix du marché et le "strike price". Ce modèle a été mis en œuvre avec succès dans des pays tels que la France, le Danemark et le Royaume-Uni, offrant des avantages tels qu'une plus grande sécurité financière et un flux de revenus plus stable pour les producteurs.

Le rapport étudie plusieurs modèles de CfD :

- le CfD traditionnel,
- le CfD basé sur les capacités,
- le CfD financier, et
- le CfD "yardstick".

Sur la base de cette analyse, le rapport recommande la mise en œuvre d'un mécanisme CfD basé sur les capacités en Flandre, avec des ajustements spécifiquement adaptés aux conditions du marché régional et aux objectifs politiques. Le rapport souligne l'importance de :

- La fixation minutieuse du "strike price", en tenant compte de la taille réduite du marché en Flandre.
- L'exploration d'un moyen de fournir un soutien pour protéger à la fois les intérêts des investisseurs et ceux des consommateurs.
- La simplification du modèle OT/Bf existant afin d'assurer une transition en douceur vers un modèle CfD, en utilisant éventuellement les mesures proposées.

Le passage à un système de CfD offre à la Flandre l'opportunité d'assurer l'avenir du secteur éolien terrestre en offrant une plus grande prévisibilité financière et un climat d'investissement plus solide. Entretemps, le modèle actuel peut être amélioré.

## 1. Introduction

Ce rapport, rédigé à la demande de l'Association flamande de l'énergie éolienne (VWEA) et de la Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières (FEBEG), se concentre sur l'étude et le développement d'un nouveau mécanisme de soutien pour le secteur éolien terrestre en Flandre. Cette étude peut être considérée comme un suivi de l'étude "Investeringszekerheid voor windenergie in Vlaanderen post 2023" rédigée par 3E à la demande de la VWEA (ODE) et de la FEBEG, livrée en 2023. Cette étude a conclu qu'un mécanisme de soutien est toujours nécessaire pour continuer à assurer le développement de l'éolien terrestre en Flandre. Il y a besoin d'un mécanisme pour couvrir les risques de prix et d'investissement et pour compléter les revenus du marché s'ils s'avèrent insuffisants.

L'étude actuelle se concentre sur la transition du système de soutien actuel, le modèle OT/Bf, vers un contrat de différence (également appelé *Contract for Difference* (CfD)) afin de renforcer la sécurité des investissements pour les projets d'énergie éolienne après 2024.

Les questions clés abordées dans ce rapport sont les suivantes :

- Quels sont les systèmes CfD existants et quel est le système CfD le plus adapté à la Flandre ?
- Est-il souhaitable et possible de s'appuyer sur le système des CV existant ?

Pour répondre à ces questions, une analyse approfondie du système actuel d'OT/Bf et de divers modèles internationaux de CfD a été réalisée. Ce rapport est structuré de manière à évaluer tout d'abord le mécanisme OT/Bf actuel, puis le modèle de CfD et ses avantages potentiels. La dernière partie propose un plan de réforme structuré, fournissant une feuille de route claire pour la transition du système actuel vers un mécanisme de CfD adapté aux besoins spécifiques du secteur de l'énergie éolienne en Flandre. Ce rapport se concentre spécifiquement sur le secteur éolien terrestre en Flandre et se limite à l'examen des mécanismes de soutien financier nécessaires pour garantir les investissements.

Bien que des exemples internationaux soient utilisés à des fins de comparaison, l'accent reste mis sur le développement d'un système qui corresponde au mieux aux conditions du marché et aux objectifs politiques flamands.

## 2. Le mécanisme de soutien actuel : OT/Bf

Le modèle OT/Bf (Onrendabele Top/Banding Factor) est un mécanisme de soutien financier utilisé en Flandre depuis 2012 pour stimuler les investissements dans les énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne. Ce système couvre le "Onrendabele Top" (Top non rentable) des projets, ou la différence entre le coût de production de l'énergie et le prix du marché, en offrant une rémunération de base aux producteurs.

### 2.1. La méthodologie : top non rentable et facteurs de banding

Les concepts de "top non rentable" (OT) et de facteur de banding (Bf) sont au cœur du mécanisme de soutien actuel :

- **Le top non rentable** (Onrendabele Top) d'un investissement est défini comme le montant en euros par MWh de production d'électricité verte qui doit être ajouté par le mécanisme de soutien pour que l'investissement atteigne le rendement requis sur la durée de vie de l'installation.
- **Le facteur de banding** (Bf) détermine le nombre de certificats verts par MWh d'électricité verte produite. Le facteur de banding Bf est obtenu en divisant le top non rentable OT par la valeur d'un certificat vert.

Comme le Bf est sujet à des ajustements en raison de l'évolution des coûts d'investissement, des prix des carburants, des prix de l'électricité, etc., l'OT et le Bf sont révisés annuellement par des calculs.

Pour les nouveaux projets démarrant à partir de 2014, le Ministre détermine chaque année le facteur de banding maximum autorisé (article 6.2/1.1 du Décret Énergie). En outre, le Décret Énergie prévoit à la dernière ligne de l'article 7.1.4/1., §4 que ce facteur de banding maximal ne peut jamais dépasser 1,25.

Le plafonnement du Bf par rapport à l'OT calculé vise à accroître l'efficacité du mécanisme de soutien. En effet, les projets dont l'OT est trop élevé ne sont pas (entièrement) soutenus.

Pour les technologies dont la période de soutien (période d'amortissement) est de 20 ans, les différentes périodes utilisées dans le calcul du top non rentable sont équivalentes à 20 ans : la période de soutien, la période d'amortissement, la durée de vie économique et le prêt bancaire.

#### La méthodologie de calcul

La détermination de l'OT et du Bf se fait sur la base de calculs effectués (bi)annuellement et revus par la VEKA. La méthodologie utilise deux types de paramètres :

1. Des paramètres financiers et économiques généraux
2. Des paramètres technico-économiques d'installations de référence

Pour l'énergie éolienne, les paramètres financiers et économiques sont le taux d'intérêt du prêt bancaire (%), l'inflation attendue (%) du coût évité de l'électricité par autoconsommation, de la valeur de marché de l'électricité à la vente et des coûts opérationnels, la part des capitaux propres dans l'investissement total (%), la part de l'investissement éligible à la déduction pour investissement (%) et la déduction pour investissement (%), l'impôt des sociétés (%) et la valeur de marché de l'électricité à la vente durant l'année 0 (EUR/MWh).

Pour les paramètres technico-économiques, une installation de référence est d'abord déterminée sur la base des installations de l'année précédente. Pour améliorer la représentativité, différentes catégories de projets sont définies en fonction de la capacité de la turbine.

Les heures de pleine puissance (MWh/MW), la part d'autoconsommation (%), le coût d'investissement (EUR/kW) et le coût d'exploitation (EUR/kW.an) sont déterminés pour chaque installation de référence. Les coûts de déséquilibre (%) et le tarif d'injection (EUR/MWh) pour la production sont également déterminés.

### **Actualisations annuelles**

La méthode OT/Bf fait la distinction entre (i) les paramètres qui sont fixes et déterminés au moment de la décision d'investissement, et (ii) les paramètres qui sont revus annuellement après l'octroi du soutien.

La révision annuelle de l'OT et du Bf concerne la révision de la prévision d'inflation (ex post) par l'inflation observée (ex ante) pour la valeur de l'autoconsommation, la valeur de l'électricité injectée et les coûts opérationnels. Les coûts de déséquilibre et les tarifs d'injection sont également révisés.

Les actualisations annuelles visent à garantir que le rendement financier projeté est toujours atteint pour l'installation de référence et que le rendement ne dépende pas de la différence entre les attentes initiales en matière d'inflation et l'inflation réelle.

## **2.2. Le règlement : le commerce de certificats**

L'électricité nette produite à partir de sources d'énergie renouvelables ( $E_{CV}$ ) est multipliée par le facteur de banding applicable (Bf) pour déterminer le nombre de certificats verts (CV) à attribuer. Le Bf applicable dépend de l'année de démarrage de l'installation, de la catégorie dans laquelle s'inscrit le projet, de l'existence ou non d'une participation citoyenne et de la période au cours de laquelle l'énergie a été produite.

Pour les installations de plus de 500 kW, aucun CV n'est accordé pour la production d'électricité pendant les périodes où les prix day-ahead sur le marché spot belge sont négatifs pendant au moins 6 heures consécutives.

Lorsque le producteur d'électricité verte reçoit ses CV, il peut décider de les vendre (i) au prix minimum au gestionnaire de réseau ou (ii) par le biais d'un contrat bilatéral à un détenteur d'accès. Ces détenteurs d'accès ont une obligation de certificat, et le gestionnaire de réseau peut à son tour revendre les CV achetés à ces clients par le biais de ventes aux enchères.

Les exigences en matière de certificats pour les détenteurs d'accès au réseau sont basées sur la consommation d'électricité de l'année précédente, déclarée par les gestionnaires de réseau et calculée par la VREG. Depuis 2019, chaque détenteur d'accès doit soumettre 0,215 CV par MWh prélevé au cours de l'année précédente.

Le commerce de CV qui en résulte peut être représenté comme suit :

- **Vente par des producteurs.** Le producteur peut négocier les certificats dans le cadre d'échanges bilatéraux avec d'autres parties ou les vendre contre un soutien minimum. Dans ce dernier cas, le gestionnaire de réseau est obligé de racheter le certificat à un prix fixé par décret.<sup>1</sup>
- **Vente par des gestionnaires de réseau.** Les gestionnaires de réseau restituent au marché, au moins une fois par an, le CV acquis dans le cadre de l'opération de prix minimum. L'objectif premier des gestionnaires de réseau est de récupérer (une partie) des coûts liés au soutien minimum. La façon la plus courante dont les gestionnaires de réseau procèdent consiste à vendre aux enchères. Lors de ces ventes aux enchères, le prix est déterminé par le biais du système "pay as bid", où les parties intéressées peuvent proposer un prix par bloc. Chaque année, les gestionnaires de réseau de distribution règlent entre eux les coûts de l'obligation de rachat, ce que l'on appelle la solidarité de l'obligation de rachat.
- **Système de rachat.** Aux côtés des ventes effectuées par les gestionnaires de réseau sur le marché professionnel, le système dit de rachat a été introduit en 2015. Le système de rachat permet aux gestionnaires de réseau de soumettre les CV excédentaires (expirés) à la VREG et de recevoir en retour une compensation du Fonds Gaz et Electricité.

Le prix minimum pour les CV est actuellement de 93 euros par certificat.

### 2.3. Paramètres pour l'éolien terrestre

Ce chapitre est divisé comme suit : Tout d'abord, tous les paramètres financiers généraux applicables à tous les projets d'énergie verte avec une date de début à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024 sont expliqués. Il précise ensuite la méthodologie pour les projets d'énergie éolienne. Les valeurs de ces paramètres sont identifiées dans l'annexe A.

#### Méthodologie pour la définition des paramètres des projets

La VEKA utilise une méthodologie standardisée pour établir les paramètres financiers des installations de référence des projets éoliens. Cela comprend la collecte des données sur tous les parcs éoliens mis en service au cours des deux dernières années, y compris les coûts d'investissement et de maintenance, les heures d'exploitation annuelles et la taille des turbines. Après vérification des aberrations statistiques, la médiane des données restantes est utilisée comme valeur représentative de l'ensemble des données.

<sup>1</sup> C'est ce qu'on appelle le soutien minimum et il est défini aux articles 7.1.6 et 7.1.7 du Décret

Energie.

<https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1018092&param=inhoud&AID=1111517>

Pour déterminer les coûts d'investissement spécifiques, les parcs éoliens mis en service au cours des deux dernières années ont reçu un modèle à remplir avec des sous-coûts spécifiques, notamment les coûts des éoliennes et des fondations, le développement du projet (uniquement pour le parc éolien lui-même), l'analyse du sol, les travaux adjacents, le raccordement électrique, la sécurité et d'autres coûts.

Sur la base de ces données, les coûts opérationnels des installations de référence par catégorie de projet éolien ont également été déterminés, y compris les coûts variables, les coûts fixes et le droit de superficie. Un modèle a été développé pour les coûts opérationnels, en distinguant les coûts de maintenance, les coûts d'exploitation, les études obligatoires après la construction du parc, les coûts de location de terrain et les coûts d'injection. Les coûts de location des terrains sont déclarés par les propriétaires ou les développeurs, mais ils s'avèrent souvent plus élevés que le montant plafonné prévu par le Décret Energie. Le coût opérationnel fixe tient compte de la taxe flamande sur l'énergie, tandis que les contrats de maintenance sont convertis en un coût annuel fixe sur la période couverte par la politique. Cette conversion est effectuée sur la base des caractéristiques de l'installation générique et d'hypothèses sur la durée du contrat et l'augmentation des coûts.

Le nombre moyen d'heures équivalentes à la pleine puissance pour les parcs éoliens est déterminé en deux étapes : tout d'abord, les heures de pleine puissance sont déterminées à partir des parcs qui ont fonctionné sans problème au cours des cinq dernières années, avec uniquement des turbines d'une capacité de 2 MW. Ensuite, un "facteur éolien" en découle sur la base du rapport entre la moyenne des heures de pleine puissance sur cinq ans et celles de l'année précédente. Ce facteur est multiplié par les heures de pleine puissance de l'année précédente pour obtenir une estimation d'une année éolienne moyenne.

Seules les turbines n'ayant pas connu de problèmes techniques au cours de l'année écoulée et n'ayant pas plus de cinq ans d'âge sont utilisées pour déterminer le nombre d'heures de pleine puissance pour cette année, où une moyenne pondérée est calculée conformément aux exigences du Décret Energie.

### 3. Proposition de mécanisme futur : les CfD

Un contrat de différence (CfD) est fondamentalement un contrat financier dérivé, similaire aux options, aux "futures" et "forwards" (contrats à terme) ou aux swaps<sup>2</sup> (contrats d'échange). La spécificité d'un produit dérivé est qu'il ne s'agit pas de l'actif réel négocié, mais d'une transaction purement financière. C'est la principale différence entre un contrat d'achat d'électricité à long terme (PPA) traditionnel et un CfD.

Un CfD est un contrat en vertu duquel l'acheteur paie au vendeur la différence entre le prix actuel d'un actif et son prix au moment du contrat. Cela signifie que :

- Si le prix au moment de la livraison est supérieur au prix contractuel convenu, le vendeur paie la différence à l'acheteur et le bénéfice revient à l'acheteur.
- Si le prix à la livraison est inférieur à celui prévu dans le contrat, c'est le vendeur, et non l'acheteur, qui bénéficiera de la différence.

Ce sont donc les fluctuations de prix qui engendrent des paiements entre les partenaires, sans que l'actif ne change de main.

Les CfD sont typiquement utilisés lorsqu'une partie contractante (à savoir le vendeur) est exposée à des prix variables et souhaite les stabiliser. Pour ce faire, elle vend son prix variable à un acheteur qui lui retourne un prix fixe, sans que l'actif effectif (dont le prix est utilisé) ne soit échangé en même temps. Dans le cas d'un investissement dans la production d'énergie, ce sont les producteurs qui sont exposés aux prix variables du marché de l'énergie et qui deviennent le "vendeur" du prix variable dans le cadre d'un CfD. D'autre part, il y a (généralement) une instance gouvernementale qui fournit le tarif fixe en tant qu'"acheteur" dans le contrat.

Pendant la durée du contrat, les prix fixes et variables sont ensuite comparés en permanence et font l'objet d'un règlement financier afin de déterminer l'obligation de paiement net entre les parties pour chaque période de règlement.<sup>3</sup> Les CfD sur les énergies renouvelables diffèrent généralement de manière significative des CfD purement financiers à cet égard, c'est-à-dire que (contrairement aux CfD traditionnels) un différentiel pondéré en fonction du volume du différentiel de prix est généralement utilisé. Cela signifie que l'on utilise le prix horaire day-ahead pondéré par la production horaire de cet actif. Les CfDs fournissent donc une couverture (hedge) sur les prix, qui à son tour assure des rendements minimums, un risque réduit et des coûts financiers correspondants plus faibles.

Pour qu'un CfD constitue également un mécanisme de soutien efficace, il doit non seulement accélérer le déploiement des énergies renouvelables, mais aussi

---

<sup>2</sup> Les CfD utilisés pour promouvoir les investissements dans la production d'électricité sont ce que l'on appelle de manière générique dans le secteur financier un swap fixe contre flottant.

<sup>3</sup> Florence School of Regulation (2023), "Contracts-for-Difference". Disponible sur : <https://fsr.eu.eu/contracts-for-difference/>

assurer un fonctionnement efficace du marché au jour le jour. En effet, s'ils sont mal conçus, les CfD ont des effets négatifs sur le commerce quotidien de l'électricité :

- La garantie de prix fixe est découplée de la vente d'électricité, ce qui peut faire en sorte qu'il n'y ait pas d'incitation à réagir à la formation des prix au jour le jour. Cela signifie également que la conception des installations, le dispatching et la planification de la maintenance ne seront que peu ou pas du tout adaptés au fonctionnement du marché.
- Le prix day-ahead étant déjà connu à l'avance et utilisé comme référence, les producteurs ont moins de raisons de réagir aux variations de prix sur le marché intrajournalier (intraday). Par conséquent, la flexibilité de l'approvisionnement en électricité peut être moins bien exploitée. Cela peut en fin de compte accroître la volatilité des prix et fausser la dynamique globale du marché.

En outre, on peut également faire valoir que les CfD ne couvrent que le risque de prix, mais pas le risque de volume. Cela signifie que le risque d'investissement lié à la quantité de vent n'est pas couvert par le CfD et reste à la charge de l'investisseur. En même temps, les CfD sont particulièrement efficaces lorsque le marché peut déterminer le prix convenu par le biais d'enchères. Toutefois, cela nécessite une offre abondante de projets et une forte concurrence.

### 3.1. Les types de CfD

D'une manière générale, la littérature fait la distinction entre 4 types différents de concepts de CfD qui peuvent soutenir le développement des énergies renouvelables :

1. **Un CfD traditionnel.** Ces CfD sont déjà appliqués dans plusieurs pays et sont parfois appelés CfD "produce-and-forget" (produire et oublier). Ce type de contrat garantit un prix pour chaque MWh produit.
2. **Un CfD basé sur les capacités.** Ce CfD n'utilise pas les MWh effectivement produits, mais les MWh que l'installation aurait dû être capable de produire. Le concept anticipe ainsi la nécessité d'un arrêt en cas, par exemple, de prix négatifs de l'électricité.
3. **Un CfD financier.** Ce CfD vise à fournir un revenu fixe au développeur en compatibilisant à la fois le prix et la quantité de vent disponible. Le revenu de référence est déterminé sur la base d'une installation de référence moyenne et fictive.
4. **Un CfD "Yardstick".** Il s'agit d'un CfD financier où l'installation de référence utilisée est différenciée selon les régions.

Chaque modèle de contrat mentionné ci-dessus tente de résoudre un problème ou un inconvénient typique d'un autre modèle de CfD. Dans les sections suivantes, nous développons les détails, les avantages et les inconvénients de chaque modèle de contrat. Ceux-ci sont également résumés dans le tableau 1 ci-dessous.

#### 3.1.1. Un CfD traditionnel

Les CfD traditionnels ont déjà été appliqués dans plusieurs pays et sont parfois appelés CfD "produce-and-forget". Ce type de CfD garantit un prix (c'est-à-dire le prix cible) pour chaque MWh d'électricité produit par la turbine. Si le prix du marché est inférieur au prix cible, le gouvernement verse la différence au propriétaire de l'actif. Dans le cas contraire, le propriétaire de l'actif verse la différence au gouvernement (c'est ce que l'on appelle le "clawback" ou récupération).

### Mise en œuvre pratique

Trois aspects sont pris en compte dans le cadre d'un CfD traditionnel :

1. Une durée de contrat (en années).
2. Un prix cible ou d'exercice  $P_{str}$  (en EUR/MWh). Il peut être déterminé par vente aux enchères ou par décret selon une méthodologie similaire au mécanisme OT/Bf.
3. Un prix de référence. Il peut être dérivé "ex post" du prix du marché (c'est-à-dire la valeur de capture effective de la production éolienne sur le marché day-ahead)<sup>4</sup> ou fixé par décret sur la base de formules de prix dans des PPA comme dans le système OT/Bf.<sup>5</sup>

Ensuite, le CfD est traité mensuellement (ou annuellement) comme suit :

4. Une instance gouvernementale publie le prix de référence contractuel  $P_{ref,y}$  (en EUR/MWh) pour l'éolien terrestre en Flandre au cours de la période  $y$ .
5. Le contractant (ou gestionnaire de données) indique la quantité réelle d'électricité produite  $Q_{prod,y}$  au cours de la période  $y$  pour l'installation pour laquelle le CfD a été conclu.
6. Le gouvernement règle la différence, définie comme  $Q_{prod,y} (P_{str} - P_{ref,y})$ .

Si le contrat comprend également des clauses d'exception (voir plus loin), ces exceptions doivent être prises en compte dans le calcul de  $Q_{prod,y}$  et/ou de  $P_{ref,y}$ .

### Avantages

Un CfD traditionnel offre les avantages suivants pour le soutien des énergies renouvelables :

- Un CfD traditionnel est un contrat simple, dont l'exécution nécessite peu de paramètres et de variables.
- Les développeurs sont incités à développer l'éolien d'abord dans les régions davantage venteuses.

### Inconvénients

Néanmoins, un CfD traditionnel présente également un certain nombre de problèmes ou d'inconvénients :

---

<sup>4</sup> Si le CfD utilise la valeur moyenne de capture de l'éolien terrestre dans la zone d'appel d'offres belge, il sera le même pour toutes les installations, quelle que soit la date à laquelle le contrat a été conclu. Il s'agit d'une simplification administrative importante.

<sup>5</sup> Si le CfD utilise un prix de référence basé sur les PPA demandés, il devrait y avoir une révision annuelle (comme aujourd'hui avec l'OT/Bf) et le prix de référence sera différent entre les installations ayant des dates de mise en service différentes.

- Le contractant n'est pas incité à produire davantage lorsque les prix du

marché sont élevés et à produire moins lorsque les prix sont bas ou négatifs. Cela crée des inefficacités sur le marché.

- Le CfD n'offre qu'une couverture (hedge) contre le prix du marché, mais pas pour le vent disponible. Le contractant aura donc (à prix de marché égal) moins de revenus les années où il y a moins de vent et plus de revenus les années où il y a plus de vent.
- Les sites ayant un potentiel éolien moindre sont désavantagés par rapport aux sites plus venteux, tant lorsque le prix cible est déterminé par une vente aux enchères que lorsqu'il l'est par décret.

Pour contrer les inefficacités du marché mentionnées ci-dessus, les nouveaux CfD traditionnels contiennent souvent une clause d'exception stipulant que les heures avec des prix négatifs ou des périodes plus longues de prix négatifs ne sont pas prises en compte dans le CfD. Cependant, cela nécessite une correction tant de  $Q_{\text{prod},y}$  que de  $P_{\text{ref},y}$  à chaque transaction, ce qui augmente la complexité du CfD (alors que la "simplicité" en était le principal avantage).

Si le CfD traditionnel comprend une exception pour les heures avec des prix de marché négatifs, le développeur doit estimer le nombre prévu d'heures avec des prix de marché négatifs au début du contrat, ce qui induit un risque supplémentaire.

### 3.1.2. Un CfD basé sur les capacités

Le concept d'un CfD basé sur les capacités a été proposé par le GRT belge Elia (Groupe Elia, 2022) comme solution alternative à la clause d'exception concernant les heures avec des prix négatifs dans les CfD traditionnels. Un CfD basé sur la capacité diffère d'un CfD traditionnel par les volumes d'énergie réglés : ce n'est pas la production réelle en MWh, mais le *potentiel* de production (en MWh, dérivé de la capacité installée et des vitesses de vent mesurées) qui est pris en compte dans le CfD.

Ainsi, l'opérateur ou le propriétaire de l'éolienne ne subit aucune perte de revenus si la production est réduite (*curtailed*) lorsque les prix de l'électricité sont négatifs ou à la demande du GRT.

#### Mise en œuvre pratique

Quatre aspects sont pris en compte dans le cadre d'un CfD basé sur les capacités :

1. Une durée de contrat (en années).
2. Un prix cible ou d'exercice  $P_{\text{str}}$  (en EUR/MWh). Il peut être fixé par vente aux enchères ou par décret selon une méthodologie similaire au mécanisme OT/Bf.
3. Un prix de référence. Il peut être dérivé "ex post" du prix du marché (c'est-à-dire la valeur de capture effective de la production éolienne sur le marché day-ahead) ou fixé par décret sur la base de formules de prix dans des PPA comme dans le système OT/Bf.

4. Le potentiel de production. Cela peut se faire par la communication de la "puissance active disponible" (AAP)<sup>6</sup>, des courbes de puissance<sup>7</sup>, sur la base des offres du marché<sup>8</sup> ou sur la base d'une turbine de référence fictive.<sup>9</sup>

Ensuite, le CfD est traité mensuellement (ou annuellement) comme suit :

5. Une instance gouvernementale publie le prix de référence contractuel  $P_{ref,y}$  (en EUR/MWh) pour l'éolien terrestre en Flandre au cours de la période  $y$ .
6. Le gestionnaire des données indique le potentiel de production  $Q_{cap,y}$  au cours de la période  $y$  de l'installation pour laquelle le CfD a été conclu.
7. Le gouvernement règle la différence, définie comme  $Q_{cap,y} (P_{str} - P_{ref,y})$ .

### Avantages

Un CfD basé sur les capacités offre les avantages suivants pour le soutien des énergies renouvelables :

- Contrairement au CfD traditionnel, le CfD basé sur les capacités incite les opérateurs d'éoliennes à répondre aux signaux de prix du marché et à se déconnecter lorsque les prix sont négatifs.
- Un CfD basé sur les capacités, contrairement au CfD traditionnel avec une clause d'exception pour les heures avec des prix de marché négatifs, élimine l'évaluation du risque du nombre prévu d'heures avec des prix de marché négatifs.
- Les développeurs sont incités à développer l'éolien d'abord dans les régions davantage venteuses.
- Un CfD basé sur les capacités incite à une bonne maintenance : d'une part, il offre la possibilité de réaliser des bénéfices supérieurs au plafond en atteignant des performances plus élevées que celles supposées lors du calcul du potentiel énergétique, par exemple grâce à une excellente maintenance. L'opérateur valorise cette "surproduction" au prix du marché. D'autre part, la sous-performance engendre également une perte financière égale au prix du marché.

---

<sup>6</sup> La puissance active disponible (AAP) est un flux de données en temps réel fourni aux exploitants de parcs éoliens qui indique la production maximale possible de l'actif à chaque moment. Elle est calculée par un module intégré et repose sur des facteurs tels que les conditions météorologiques locales et la topologie du parc. Les calculs eux-mêmes sont souvent la propriété intellectuelle du fabricant et sont donc difficiles à manipuler par le propriétaire de l'installation.

<sup>7</sup> Les observations météorologiques locales et l'utilisation de courbes de puissance permettent à une entité centrale d'estimer la production. Cette méthode est moins précise que la précédente, mais l'estimation est indépendante des données fournies par le propriétaire de l'actif.

<sup>8</sup> Sur les marchés où les enchères se font à l'unité, l'opérateur du CfD peut disposer d'informations exactes sur les enchères des différents producteurs. Cela permet de faire correspondre précisément le CfD au prix du marché correspondant (Day-Ahead et/ou Intraday) et au volume, créant ainsi une couverture "parfaite" sur le(s) marché(s) considéré(s).

<sup>9</sup> Une turbine de référence fictive est calculée sur la base de la performance moyenne des turbines de la région. Des données sont collectées sur les performances de la turbine de référence, telles que la courbe de puissance, les vitesses moyennes du vent à l'emplacement de la turbine et les caractéristiques opérationnelles, en faisant la moyenne des différentes turbines de la région. Cette méthode simplifie les calculs et peut être appliquée sans trop de difficultés dans le système de soutien belge déjà existant.

### Inconvénients

Cependant, un CfD basé sur les capacités comporte également un certain nombre de problèmes ou d'inconvénients :

- Un CfD basé sur les capacités est plus complexe qu'un CfD traditionnel : le potentiel de production est fictif et doit donc être modélisé en permanence pour chaque transaction.
- Le CfD n'offre qu'une couverture contre le prix du marché, mais pas pour le vent disponible. Le contractant aura donc (à prix de marché égal) moins de revenus les années où il y a moins de vent et plus de revenus les années où il y a plus de vent.
- Les sites ayant un potentiel éolien moindre sont désavantagés par rapport aux sites plus venteux, que le prix cible soit déterminé par une vente aux enchères ou par décret.

#### 3.1.3. Un CfD financier

Le modèle de CfD financier fonctionne très différemment des CfD traditionnels ou basés sur les capacités et a été inventé par Schlecht et al. en raison de ses parallèles avec un dérivé financier (Schlecht, Maurer, & Hirth, 2024).

Le CfD financier se compose de deux paiements :

1. Un paiement standard du gouvernement au *propriétaire de l'actif*, indépendamment de la production d'électricité.
2. Un paiement du propriétaire de l'actif au gouvernement, égal au revenu du marché d'un parc éolien de référence.

De cette manière, un producteur aurait donc toujours un revenu égal aux paiements standards du gouvernement. Toutefois, comme la production réelle d'une turbine n'est pas nécessairement égale à la production de la turbine de référence, le développement de l'énergie éolienne sur la base d'un CfD financier présente toujours un risque limité :

- Les turbines qui produisent plus que la turbine de référence sont autorisées à conserver leurs bénéfices, évalués au prix du marché.
- Les turbines qui produisent moins que la turbine de référence auront finalement un revenu réduit, car leur revenu de référence sera égal à celui de la turbine de référence. Ce revenu réduit sera alors égal au nombre de MWh qu'elles produisent en moins que l'éolienne de référence, valorisé au prix du marché.

Cela permet d'encourager l'installation d'éoliennes dotées d'une meilleure technologie et situées dans des zones davantage venteuses.

### Mise en œuvre pratique

Quatre aspects sont pris en compte dans le cadre d'un CfD financier :

1. Une durée de contrat (en années).
2. Un règlement avec prix cible  $S_{str}$  (en EUR ou en EUR/MW). Il peut être mis en œuvre par des enchères ou par décret avec une méthodologie similaire au mécanisme OT/Bf. Le strike  $S_{str}$  peut également être déterminé comme un Prix cible  $P_{str}$  (en EUR/MWh) multiplié par une production de référence  $Q_{ref,nom}$  (en MWh).

3. Un prix de référence. Il peut être dérivé "ex post" du prix du marché (c'est-à-dire la valeur de capture effective de la production éolienne sur le marché day-ahead) ou fixé par décret sur la base de formules de prix dans des PPA comme dans le système OT/Bf.
4. La méthode de détermination de l'installation de référence. Elle peut être basée sur une éolienne de référence fictive ou sur la base du profil de production moyen des éoliennes opérationnelles (d'une sélection d'éoliennes) dans la zone de l'offre.

Ensuite, le CfD est traité mensuellement (ou annuellement) comme suit :

5. Une autorité publique publie le revenu de référence de la turbine de référence  $S_{ref,y}$  (en EUR ou en EUR/MW) pour l'éolien terrestre en Flandre au cours de la période  $y$ .
6. Le gouvernement règle la différence, définie comme  $S_{str} - S_{ref,y}$ .

### Avantages

Un CfD financier offre les avantages suivants pour le soutien des énergies renouvelables :

- Le CfD financier est très simple, car le règlement est indépendant de la turbine de référence. Il s'accompagne d'une simplification administrative importante.
- Le CfD financier offre une couverture quasi complète des prix et du volume de production. Cependant, un risque résiduel subsiste toujours, car l'excédent ou le déficit de production par rapport à l'installation de référence est évalué au prix du marché.
- Un CfD financier incite les opérateurs d'éoliennes à répondre aux signaux de prix du marché et à déconnecter les éoliennes lorsque les prix sont négatifs.
- Un CfD financier élimine l'évaluation du risque des heures attendues avec des prix de marché négatifs.
- Les développeurs sont incités à développer l'éolien d'abord dans les régions les plus venteuses.

### Inconvénients

Cependant, un CfD financier comporte également un certain nombre de problèmes ou d'inconvénients : les sites ayant un potentiel éolien moindre sont désavantagés par rapport aux sites plus venteux, que ce soit lorsque le prix cible est déterminé par une vente aux enchères ou de manière décrétable.

#### 3.1.4. Un CfD "Yardstick"

Un CfD "Yardstick" ou de référence (benchmark) est un CfD financier où l'éolienne de référence est différenciée selon les régions.

Un CfD "Yardstick" comporte donc tous les avantages d'un CfD financier, mais encourage le développement de l'énergie éolienne (presque) partout – et pas seulement sur les sites ayant un potentiel éolien moyen ou supérieur à la moyenne. Cela supprime le désavantage que présentent les sites à faible potentiel éolien par rapport aux sites plus venteux dans le cadre d'un CfD basé sur les capacités.

Tableau 1. Vue d'ensemble des types de CfD considérés comme appropriés pour le soutien des énergies renouvelables dans la littérature.

	CfD traditionnel	CfD basé sur les capacités	CfD financier	CfD Yardstick
<b>Concept</b>	Pour chaque MWh produit, la différence est compensée entre le prix cible et le prix de référence.	Pour chaque MWh produit, la différence est compensée entre le prix cible et le prix de référence.  En outre, tous les MWh réduits en cas de prix de marché négatifs ou à la demande du GRT sont réglés au prix cible.	Le contrat vise à fournir un revenu fixe (mensuel ou) annuel.  On utilise pour le règlement le revenu de référence d'une installation de production moyenne fictive.	Le contrat vise à fournir un revenu fixe (mensuel ou) annuel.  On utilise pour le règlement le revenu de référence d'une installation de production moyenne fictive locale.
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrat simple</li> <li>• Incitation à développer d'abord sur des sites bénéficiant d'un fort potentiel éolien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'opérateur reste incité à réduire la consommation en cas de prix de marché négatifs.</li> <li>• L'estimation du nombre attendu d'heures négatives n'est plus un risque de développement</li> <li>• Incitation à développer d'abord sur des sites bénéficiant d'un fort potentiel éolien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revenus stables</li> <li>• Règlement simple car non basé sur des installations individuelles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revenus stables</li> <li>• Règlement simple car non basé sur des installations individuelles</li> <li>• La hauteur du soutien est différenciée régionalement</li> </ul>
<b>Inconvénients</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas d'incitation à réduire en cas de prix du marché négatifs.</li> <li>• Les revenus fluctuent avec la production</li> <li>• La prédiction des prix négatifs devient un risque, si clause d'exception dans le contrat</li> <li>• Les sites moins venteux sont défavorisés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les revenus fluctuent avec la production</li> <li>• La réduction doit être démontrable et quantifiable</li> <li>• Traitement complexe, si basé sur une turbine individuelle</li> <li>• Les sites moins venteux sont défavorisés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La détermination (ou son évaluation) de l'installation de référence est cruciale pour le développeur</li> <li>• Les sites moins venteux sont défavorisés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peu d'incitations pour les développeurs à développer l'éolien sur les sites les plus venteux</li> </ul>
<b>Formule de calcul</b>	$Q_{prod,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$	$Q_{cap,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$	$S_{str} - S_{ref,y}$	$Q_{cap,y} * (P_{str} - P_{ref,y})$
<b>Exemple</b>		Belgique (2024), pour l'éolien offshore dans la Zone Princesse Elisabeth		

### 3.2. CfD hybrides sur mesure

Chaque région étant différente, il n'existe pas de solution unique. Les CfD hybrides combinent les caractéristiques de différents modèles de CfD adaptés à la région ou à l'objectif.

#### Proposition de CfD financier hybride

La base de la proposition d'un membre de la FEBEG/VWEA repose sur le fait que chaque éolienne recevra un revenu minimum garanti basé sur sa capacité installée, indépendamment de son emplacement.

En partant du type de CfD, la proposition peut être décrite comme suit :

- Le prix cible est défini en EUR/MW, comme dans un CfD financier. Le contrat constitue donc également une couverture (hedge) pour la quantité de vent.
- Le prix cible est déterminé par un modèle et un projet de référence, comme dans le mécanisme OT/Bf. Le prix cible se compose d'un plancher et d'un plafond. Tous les paramètres peuvent être repris du modèle OT/Bf, et ce sans avoir à estimer la production annuelle moyenne et le facteur d'impact de l'éolienne de référence.
- La différence n'est pas réglée sur la base du revenu de référence du projet de référence, mais sur la base du revenu individuel réel du marché.

Lorsque les revenus du marché sont inférieurs au plancher fixé, la différence est complétée. Cette différence peut être financée par un fonds ou allouée ex post CV. Lorsque les revenus du marché sont supérieurs au plafond fixé, l'excédent est déposé dans un fonds. Entre ce plancher et ce plafond, le développeur dispose d'une marge de manœuvre pour réaliser des bénéfices.

Le plancher et le plafond déterminés sont calculés à l'avance en fonction de l'OT. Pour garantir le fonctionnement efficace du système, un facteur de capacité minimum est déterminé. Les projets éoliens qui n'atteignent pas ce facteur de capacité ne peuvent pas bénéficier du mécanisme de soutien.

En utilisant les chiffres par turbine individuelle et sans turbine de référence, les avantages et les inconvénients du CfD financier sont mélangés dans cette forme hybride.

- Les développeurs d'éolien se voient garantir un revenu minimum par MW,
- Les développeurs d'éolien sont fortement incités à répondre aux prix du marché grâce au mécanisme de plancher et de plafond.
- Le CfD est plus lourd à régler en raison du traitement individuel au lieu d'un traitement avec une turbine de référence.

La réduction (curtailment) n'a pas besoin d'être démontrée ou calculée parce que l'exploitant reçoit une indemnité minimale garantie.

## 4. Proposition de réforme

Les sections précédentes montrent que le mécanisme actuel d'OT/Bf ressemble à un contrat de différence (CfD) à certains égards, mais qu'il s'en distingue également sur certains points essentiels.

- D'une part, la philosophie de l'OT/Bf contient les éléments essentiels d'un CfD : la méthode aboutit à une prime variable qui dépend du prix du marché et se traduit donc par un soutien faible (voire nul) pendant les périodes où les prix du marché sont élevés et par un soutien important pendant les périodes où les prix sont bas.
- D'autre part, l'élaboration de l'OT/Bf diffère des éléments essentiels d'un CfD : la méthode est peu transparente et imprévisible, elle réagit avec retard aux tendances ou aux ruptures de tendance, elle comporte une lourde charge administrative et le soutien est unilatéral.

Cependant, toutes les différences susmentionnées entre l'OT/Bf et un CfD sont imputables aux décisions de conception de l'OT/Bf, comme indiqué ci-dessous. Il est donc possible d'élaborer une feuille de route qui fait évoluer progressivement le mécanisme actuel d'OT/Bf vers un CfD financier.

Dans les sections suivantes, nous détaillons cette évolution, en faisant la distinction entre (i) le processus d'octroi du soutien et (ii) le processus de règlement du soutien accordé.

### 4.1.1. Le modèle OT/Bf actuel

Avant de détailler les changements, nous décrivons d'abord la méthode actuelle OT/Bf du même point de vue que les CfD types présentés plus haut dans ce document.

La méthodologie de l'actuel OT/Bf date de 2012 et peut être considérée comme une variante d'un CfD. Le concept de l'OT/Bf garantit un rendement du projet en distribuant des certificats verts (ou CV) pour chaque MWh d'électricité produite par la turbine. Si le prix du marché est inférieur à ce qui est nécessaire pour atteindre le rendement visé, le gouvernement (re)calcule le nombre de certificats qui seront émis par MWh, en tenant compte des revenus de toutes les années précédentes.

#### Mise en œuvre pratique

Quatre aspects sont définis dans l'OT/Bf :

1. Une durée de contrat (en années).
2. Un rendement de projet visé.
3. Le CAPEX, l'OPEX, le WACC et la production d'une turbine de référence sont utilisés pour déterminer le "top non rentable"  $OT_{ref}$  (en EUR/MWh)
4. Un prix de référence, dont la méthode est basée par décret sur des formules de prix dans les PPA.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Si la méthodologie utilise un prix de référence basé sur les PPA demandés, une révision annuelle doit être effectuée et le prix de référence différera entre les installations ayant des dates de mise en service différentes.

Ensuite, la méthode OT/Bf est mise en œuvre annuellement de la manière suivante :

5. Une instance publique communique chaque année les revenus de référence et les revenus des certificats déjà réalisés, ainsi que les revenus de référence futurs attendus pour l'éolienne de référence. Sur la base des CAPEX, OPEX, WACC et de la production de l'éolienne de référence, le gouvernement calcule l' $OT_{ref,y}$  (en EUR/MWh) pour l'éolien terrestre en Flandre au cours de la période  $y$ . Cet  $OT_{ref,y}$  est la différence entre les revenus de référence escomptés et les revenus nécessaires pour atteindre le rendement visé par le projet, divisée par la production escomptée de l'installation de référence.
6. Le gouvernement publie un diviseur de banding (BD), c'est-à-dire la valeur attendue des certificats verts (en EUR).
7. Le gouvernement règle la différence en émettant un nombre de certificats égal au facteur de banding  $bf$ , défini comme l'OT divisé par le BD, par MWh produit à partir de la période  $y$ .

### Avantages

La méthode OT/Bf offre les avantages suivants pour le soutien des énergies renouvelables :

- Les développeurs sont incités à développer d'abord l'éolien dans les régions bénéficiant d'un bon potentiel éolien : les installations qui produisent plus que la valeur de référence peuvent réaliser un rendement plus élevé.

### Inconvénients

Cependant, la méthode OT/Bf présente également un certain nombre de problèmes ou d'inconvénients :

- La détermination des revenus de référence n'est pas transparente, car elle est basée sur des formules de prix dans les PPA (qui restent confidentielles). Ceci est également confirmé par les grandes banques dans leur lettre "Marktbevraging PPA onshore wind Vlaanderen" préparée le 30 janvier 2024 par les banques belges (Belfius Bank, BNP Paribas Fortis, ING Lease Belgium et KBC Bank).
- Le top non rentable (ou "la différence") n'est pas compensée rétroactivement mais à terme : un manque à gagner au cours de l'année  $y$  est compensé par l'attribution d'un revenu supplémentaire à chaque MWh produit au cours de l'année  $y+1$ . Cela introduit également une "erreur" de report, puisque la production (en MWh) diffère entre l'année  $y$  et l'année  $y+1$ .
- Les sites présentant un potentiel éolien moindre sont désavantagés par rapport aux sites plus venteux, ce qui risque de freiner le développement de l'éolien terrestre.

Pour contrer l'inefficacité du marché liée à la production possible pendant les heures où les prix sont négatifs, l'OT/Bf comporte une clause d'exception qui stipule que les périodes plus longues de prix négatifs ne seront pas compensées.

#### 4.1.2. Différences entre le modèle OT/Bf et un CfD

Le tableau ci-dessous énumère les inconvénients du modèle OT/Bf et indique également comment les solutions à ces inconvénients ouvrent la voie à la transition vers un modèle CfD.

Tableau 2. Principaux facteurs expliquant pourquoi l'OT/BF n'est pas un CfD.

Observation	Cause	Solution conduisant au CfD
<b>L'OT/Bf est peu transparent et imprévisible, comparé aux CfD</b>	L'OT/Bf utilise les PPA en cours pour déterminer la valeur de marché de l'injection, et ce de manière confidentielle. Par conséquent, les actualisations sont souvent sujettes à débat, ce qui nécessite toujours des consultations avec les parties prenantes.	Détermination directe de la valeur de marché sur la base des prix horaires day-ahead sur Belpex au lieu des formules de prix dans les PPA
<b>L'OT/Bf s'appuie sur des données anciennes (obsolètes) contrairement aux CfD</b>	La valeur de marché de l'énergie éolienne ainsi que les coûts d'investissement ont énormément fluctué ces dernières années. Il en résulte des incertitudes au niveau des bénéfices qui ne sont pas (toujours) directement visibles dans le mécanisme OT/Bf, étant donné que le besoin de soutien pour l'année Y est calculé sur la base de la situation de l'année Y-1 et des années antérieures. Par conséquent, le soutien nécessaire est souvent distribué de manière procyclique et ne reflète pas la situation actuelle du secteur.	Règlement direct de la différence à la production, au lieu de l'ajustement du facteur de banding pour la production future
<b>L'OT/Bf est lent à réagir aux tendances ou aux ruptures de tendance, comparé aux CfD</b>	L'utilisation des PPA y contribue, car les contrats à long terme ne sont pas nécessairement représentatifs des nouveaux contrats répondant à de nouvelles situations de marché.	Ibid.
<b>L'OT/Bf a des frais administratifs élevés, contrairement aux CfD.</b>	L'OT/Bf exige des actualisations annuelles, qui nécessitent toujours de nombreuses informations à demander au secteur, y compris pour le soutien déjà alloué.	Ibid.

#### 4.2. Transition du modèle OT/Bf existant vers un CfD

Le mécanisme OT/Bf peut être transformé en l'une des formes de CfD discutées précédemment si les quatre propositions ci-dessous sont mises en œuvre simultanément.

1. Utilisez le modèle OT/Bf existant au lieu d'une vente aux enchères pour déterminer le prix cible du CfD. La différence avec le modèle OT/Bf est qu'avec un CfD, les actualisations annuelles basées sur le prix de l'énergie ne sont plus nécessaires. En effet, un prix cible indexé annuellement est toujours fixe pour toute la durée de la période de soutien.

2. Utilisez les prix day-ahead comme prix de référence, au lieu des formules de prix PPA telles qu'elles sont appliquées aujourd'hui dans l'OT/Bf.
3. Réglez mensuellement la différence accumulée entre le prix cible et le prix de référence, au lieu de la traduire en une correction incrémentale du facteur de banding pour toute la production future aujourd'hui.
4. Réglez la différence de manière bilatérale. En principe, l'utilisation des certificats verts (CV) pourrait être maintenue pour gérer le mécanisme de soutien, bien que cela ne soit pas nécessaire. Toutefois, il convient d'examiner si les certificats verts sont toujours l'outil adéquat dans un nouveau modèle et s'ils ne créent pas une complexité supplémentaire. L'option privilégiée est une réforme qui aboutit à une simplification et à une réduction de la charge administrative, tant pour le gouvernement que pour les développeurs.

Le résultat de l'ensemble de ces changements proposés est un CfD bilatéral, qui part du modèle de coût de l'OT/Bf, est réglé en euros, incite à l'intégration du marché grâce à l'importance des prix day-ahead, et ne nécessite pas d'actualisation annuelle.

Ces éléments sont examinés un par un ci-dessous.

#### 4.2.1. **Proposition 1 : Utilisez les prix day-ahead**

Dans le cadre de la partie non rentable (OT), la valeur de marché de l'électricité produite doit être calculée et révisée chaque année. Pour la calculer, la VEKA utilise les formules de prix courantes dans les PPA en vigueur. Cette approche génère une charge de travail administratif importante et présente également certaines lacunes ou effets indésirables :

- Les PPA sont des contrats à long terme, d'une durée de 3, 5 ou 10 ans. En utilisant une formule de prix moyen pour tous les PPA applicables, les formules de prix des nouveaux PPA pour les nouvelles installations ont un poids limité dans le calcul de la valeur de marché de la production. Cela engendre une lente répercussion des tendances ou des ruptures de tendance.
- Les PPA sont des contrats bilatéraux et doivent être traités de manière confidentielle. De ce fait, le calcul de la valeur de marché n'est pas transparent et donne fréquemment lieu à des discussions.
- Les PPA appliquent généralement des indices de prix annuels et mensuels, ce qui n'incite pas ou peu les développeurs et/ou les propriétaires à réagir aux signaux de prix du marché à (plus) court terme.

Le mécanisme de soutien renouvelé devrait donc tenir compte de la valeur de marché réelle et instantanée de l'électricité produite. À cette fin, il semble approprié d'utiliser une moyenne pondérée par la production du marché day-ahead, comme c'est également le cas dans le CfD pour la zone offshore Princesse Elisabeth. Dans ce CfD, la valeur de marché de l'électricité produite est également corrigée par le coût moyen d'équilibrage. Cette moyenne pondérée par la production peut être basée sur des données publiques, telles que celles d'EPEX ou d'Elia. Le déséquilibre peut être calculé mathématiquement à l'aide de la formule suivante :

$$(production\ réelle - production\ attendue) * (prix\ de\ déséquilibre - prix\ DA)$$

Le passage des formules de prix des PPA aux prix day-ahead a les conséquences positives suivantes :

- Le règlement des évolutions des prix du marché est transparent et simple, ce qui se traduit par une simplification administrative. Il n'est plus nécessaire de traiter les PPA annuels de manière confidentielle pour les actualisations, qui ne nécessitent plus non plus de consultation des parties prenantes.
- Les PPA évolueront d'accords de prélèvement basés sur des indices de prix mensuels à des accords basés sur les prix day-ahead. Cela préserve toutes les incitations pour le propriétaire ou le développeur à adapter sa production aux besoins du marché.

L'utilisation des prix day-ahead rend le mécanisme de soutien plus transparent, réduit la charge administrative, crée des signaux de prix positifs sur le marché et permet au système de soutien d'évoluer vers un CfD sans nécessiter de réforme majeure.

#### 4.2.2. **Proposition 2 : Réglez la différence annuellement ou mensuellement**

Le facteur de banding (Bf) compense toujours l'OT attendu ou actuel par la production future attendue. Cette approche présente certaines lacunes ou effets indésirables :

- La compensation des différences subies est lente et presque procyclique. La baisse de revenu d'une année où la production et/ou les prix du marché sont faibles n'est pas compensée la même année, mais répartie sur les années suivantes – lorsque (très probablement) la production et/ou les prix sont à nouveau plus élevés.
- Le règlement de la différence reste sensible aux estimations erronées de la production et des prix futurs attendus. Cela nécessite une actualisation annuelle du facteur de banding.

Dans un mécanisme de soutien basé sur les capacités, la différence accumulée est réglée instantanément. En pratique, cela peut se faire en calculant la différence annuellement ou même mensuellement sur la base des prix day-ahead, de la production et des coûts de déséquilibre observés.

Le passage du règlement indirect au règlement direct a les conséquences positives suivantes :

- La compensation des différences encourues se fait rapidement et de manière anticyclique.
- Le règlement obtenu n'est connu qu'après coup. Cela incite à répondre au maximum et correctement aux signaux du marché.

En compensant les différences encourues directement plutôt qu'indirectement et avec retard, l'OT/Bf va se comporter comme un CfD unidirectionnel basé sur les capacités.

#### 4.2.3. **Proposition 3 : Réglez la différence de manière bilatérale**

Afin d'intégrer également dans le mécanisme de soutien les revenus potentiellement plus élevés lorsque les prix du marché sont supérieurs au prix cible nécessaire, le CfD devrait prendre en compte la différence de manière bilatérale. Dans le modèle actuel OT/Bf, ces moments sont réglés indirectement en déduisant les bénéfices des

périodes rentables du soutien lorsque la partie supérieure n'est pas rentable. Un CfD bilatéral est plus transparent, plus direct et plus facile à gérer.

#### 4.3. **Améliorations ponctuelles du modèle OT/Bf en attendant la transition vers un modèle de CfD**

Avec une éventuelle prolongation temporaire du mécanisme de soutien actuel en prévision de l'introduction de contrats de différence (cf. l'accord de coalition flamand 2024-2029), il est préférable d'apporter d'ores et déjà des améliorations ponctuelles au modèle OT/Bf. Celles-ci devraient permettre de réduire la charge administrative et de faire en sorte que l'énergie éolienne reste rentable pour les développeurs.

##### 4.3.1. **Proposition 1 : Ajustements temporaires au mécanisme actuel**

Les ajustements et simplifications suivants permettraient d'améliorer le modèle OT/Bf dans sa forme actuelle :

- Le facteur de décote, actuellement appliqué aux prix de l'énergie, devrait à l'avenir être basé sur les données de marché publiquement disponibles publiées par Elia plutôt que sur les PPA. Ce n'est qu'ainsi que des éléments tels que le marché de déséquilibre et les effets de cannibalisation pourront être pris en compte de manière transparente et correcte. C'est également ce que préconisent les grandes banques dans leur lettre "Marktbevraging PPA onshore wind Vlaanderen" préparée le 30 janvier 2024 par les banques belges (Belfius Bank, BNP Paribas Fortis, ING Lease Belgium et KBC Bank).
- Le décret devrait fixer un facteur de banding maximal positif ( $> 0$ ) pour rendre l'énergie éolienne rentable.
- Les catégories existantes de détermination du soutien devraient être révisées. Les développements récents montrent que les turbines sur le marché sont de plus en plus grandes, car elles ont un impact social et spatial plus faible pour la même capacité de production. Pour suivre ces progrès technologiques, les catégories dans lesquelles les turbines doivent entrer pour bénéficier d'un soutien devraient être révisées. Par exemple, la limite supérieure, actuellement de 4,5 MW, pourrait être relevée.
- La distinction entre les projets avec ou sans participation citoyenne peut être abandonnée, car cette différence n'a qu'un impact minime.

#### 4.4. **Détermination du soutien : via un modèle ou une vente aux enchères ?**

Enfin, nous revenons à la première étape de la proposition ci-dessus, qui consiste à passer du mécanisme OT/Bf à un modèle de CfD. Le passage de la méthode OT/Bf à un modèle de CfD démarre de la méthode actuelle de détermination du niveau de soutien, c'est-à-dire un modèle de coût central

à partir duquel sont mis à jour annuellement les CAPEX, OPEX, WACC et heures de pleine puissance sur la base d'installations courantes.

L'utilisation d'enchères est une méthode alternative pour déterminer l'allocation et le niveau de soutien. Dans ce cas, le modèle OT/Bf est complètement abandonné. Il est généralement admis que les ventes aux enchères permettent de déterminer le soutien de manière plus efficace tout en réduisant la charge administrative pour le gouvernement. Cela n'est possible que si certaines conditions sont remplies. Par conséquent, tant la détermination du soutien au moyen d'un modèle de calcul que les ventes aux enchères présentent des avantages et des inconvénients.

Ces avantages et inconvénients sont examinés plus en détail ci-dessous.

### **Objectif de la méthode d'allocation du soutien**

L'attribution d'un soutien public à la production d'énergie renouvelable devrait idéalement conduire aux aspects suivants :

- **Reflet du coût réel** : le soutien public n'est idéalement pas plus élevé que ce qui est nécessaire pour garantir l'investissement. Par conséquent, les dernières tendances en matière de coûts de projet doivent toujours être prises en compte et les coûts opérationnels sont mieux indexés dans le modèle OT/Bf. Des processus concurrentiels peuvent aider à découvrir le coût réel des énergies renouvelables. De cette manière, les ventes aux enchères réduisent également la charge de travail administratif après l'octroi du soutien financier.
- **Gestion des risques** : les mécanismes de soutien devraient réduire les risques financiers et techniques associés aux projets d'énergie renouvelable.
- **Concurrence loyale** : promouvoir un marché concurrentiel dans lequel différentes entreprises et technologies peuvent rivaliser sur un pied d'égalité. Cela favorise l'innovation et garantit la sélection des projets les plus efficaces et les plus rentables. Cela peut se faire à la fois par le biais d'un modèle de référence dans lequel tout le monde est soutenu sur un pied d'égalité (et donc les projets plus performants que la moyenne génèrent plus de revenus) et par le biais d'enchères dans lesquelles les projets moins performants risquent de ne pas recevoir de soutien.
- **Qualité et fiabilité** : les méthodes de soutien doivent garantir que les projets sélectionnés sont techniquement réalisables et fiables, ce qui leur permet d'apporter une contribution cohérente et durable au réseau énergétique.
- **Transparence et confiance** : créer un processus transparent qui donne aux investisseurs et à l'ensemble de la communauté confiance dans l'équité et l'efficacité de l'attribution du soutien de l'État.
- **Soutien à la stratégie régionale** : les mécanismes de soutien doivent garantir que l'attribution du soutien est conforme aux stratégies et aux objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables. Cela signifie que les projets contribuent à atteindre les objectifs fixés en matière de production d'énergie à partir de sources renouvelables et à rendre le bouquet énergétique plus durable. Cela signifie également qu'un soutien suffisant doit être disponible pour atteindre les objectifs.

L'attribution du soutien par enchères et l'attribution du soutien sur la base d'une installation de référence peuvent toutes deux répondre à ces critères (les plus importants d'entre eux).

### **Attribution du soutien par le biais d'enchères**

Du point de vue de la Commission européenne, le prix cible d'un CfD (qui, dans le cas d'un CfD financier, détermine le paiement mensuel du gouvernement à l'investisseur) est déterminé au mieux par une vente aux enchères. Des exigences claires en matière de présélection garantissent le maintien de la qualité, la gestion des risques, l'encouragement à l'innovation et la protection de l'environnement en général et de l'environnement du projet. En outre, la présélection contribue à la transparence du processus d'enchères.

Des ventes aux enchères d'énergies renouvelables sont déjà organisées avec succès par plusieurs pays dans le monde.

Toutefois, une attribution efficace par le biais d'une enchère ne peut se faire que si un certain nombre de conditions sont réunies :

- Il y a suffisamment d'acteurs et de projets pour organiser régulièrement des ventes aux enchères.
- Il y a suffisamment d'acteurs et de projets pour qu'il y ait une concurrence dans la vente aux enchères, sans que toutes les demandes de soutien soient nécessairement acceptées. Cette dernière solution ne semble admissible que lorsqu'il y a plus de projets que nécessaire pour atteindre les objectifs régionaux prédéfinis.
- Il y a suffisamment d'acteurs et de projets pour ne pas être en mesure d'anticiper le résultat de l'enchère, et il n'est pas possible de "jouer" avec les résultats de l'enchère.
- Les ventes aux enchères sont suffisamment prévisibles pour qu'un développeur soit prêt à prendre le risque de supporter les coûts de développement initiaux liés à un trajet de procédure d'autorisation.

Toutefois, dans une petite région comme la Flandre, où les projets sont actuellement rares, où les permis sont très volatils au fil des ans, où les délais sont longs et où la fragmentation spatiale est importante, il semble plus difficile d'organiser des ventes aux enchères concurrentielles qui répondent aux exigences susmentionnées.

Si les ventes aux enchères n'ont lieu qu'occasionnellement et qu'il y a de longues pauses entre les ventes, l'entrepreneur qui perd peut subir un préjudice important. Il doit alors attendre plus longtemps jusqu'à la prochaine vente aux enchères. Cela peut engendrer des risques d'investissement et des coûts de financement élevés, une participation plus faible et moins de concurrence. Il est donc important que les ventes aux enchères soient organisées de manière suffisamment fréquente et transparente, selon un calendrier publié à l'avance.

Une bonne conception de la vente aux enchères est essentielle pour que les nouveaux acteurs et les petits acteurs ne soient pas confrontés à des procédures excessivement longues et coûteuses.

### **Allocation basée sur des prix de référence ou des indices de référence**

Une alternative viable aux enchères basées sur le mécanisme OT/Bf est la détermination d'un prix cible basé sur une installation de référence moyenne théorique.

En Flandre, cette option présente l'avantage d'être une méthode établie de longue date : en effet, la méthode OT/Bf actuelle qui détermine aujourd'hui le soutien par certificats fonctionne de la même manière.

Les principaux avantages de la détermination du soutien sur la base d'un modèle de référence sont les suivants :

- La transparence. L'utilisation d'un modèle de référence et d'un modèle de coûts associé est transparente et explicable.
- Prévisible et certaine. Le soutien accordé est prévisible et approximativement connu au début du processus de développement. Cela permet aux développeurs de supporter avec certitude les coûts de développement initiaux liés à la procédure d'autorisation.
- Incitation à l'optimisation. Comme tous les projets bénéficient d'un soutien basé sur le même modèle de référence, les meilleurs projets sont (partiellement) récompensés pour leurs meilleures performances sans créer d'incertitude pour les projets moins performants.

Cependant, le système présente encore quelques inconvénients, dont les principaux sont les suivants :

- la micro-gestion politique des facteurs de coût. Beaucoup d'informations sont nécessaires pour construire un modèle de coût de référence. Cela permet d'attacher (politiquement) un jugement de valeur à certains coûts et d'orienter ou de plafonner les hypothèses relatives à ces coûts.
- Concurrence réduite au niveau des coûts. L'évaluation continue des performances des mécanismes de soutien étrangers pourrait y remédier.

## Annexe A : Paramètres financiers de l'OT/Bf

### Paramètres financiers pour tous les projets

Le tableau ci-dessous présente les paramètres financiers applicables à tous les projets d'énergie verte en Belgique, avec une indication de la méthode par laquelle cette valeur a été déterminée.

Tableau 3 : Paramètres financiers pour tous les projets EV en 2022

Abréviation	valeur	paramètre	calculé sur la base de...
i <sub>OK</sub>	2 %	Indexation annuelle des coûts d'investissement et opérationnels	Valeurs de référence du Bureau fédéral du Plan et objectifs de la Banque centrale européenne (BCE)
i <sub>EL,V</sub>	0 %	Variation annuelle de la valeur de marché de l'électricité vendue	Compte tenu du niveau historiquement élevé des prix de l'énergie, il semble peu probable qu'ils continuent à augmenter tout au long de la durée de vie économique. Compte tenu des nombreux facteurs incertains, il n'est pas possible d'estimer quand les prix de l'énergie reviendront à leurs niveaux initiaux.
i <sub>EL,ZA</sub>	0 %	Variation annuelle du coût évité de l'électricité provenant de l'autoconsommation	
P <sub>EL,V</sub>	174 €/MWh	Valeur de marché de l'électricité vendue au cours de l'année 0	Le prix négocié sur ENDEX Cal 24, conformément au point 3.1.4 de l'annexe III/1 (électricité verte) et de l'annexe III/2 (cogénération) du Décret énergie
r <sub>d</sub>	4,5 %	Taux d'intérêt sur l'emprunt bancaire	Le taux d'intérêt de référence a été déterminé sur la base d'une combinaison de l'Euribor pour les obligations à 10 ans, du taux d'intérêt à 3 mois et du taux d'intérêt sur les obligations linéaires de l'État belge. En outre, sur la base de données provenant d'études de marché antérieures, une estimation de la prime de risque a été réalisée.
E	20 %	Part des capitaux propres dans l'investissement total	Comme dans le précédent rapport de la VEKA 2022
b	25 %	Taux de l'impôt des sociétés	Article 215 du Code des impôts sur les revenus (C.I.R. 92)
i	100 %	Partie de l'investissement éligible à la déduction pour investissement	Article 69 du Code des impôts sur les revenus (C.I.R. 92)
IAP	20,5 %	Le pourcentage de cette déduction pour investissement	La VLAIO suppose qu'en raison de l'inflation, le taux de base pour l'augmentation des déductions pour l'année de revenus 2023 sera de 10,5 %. Ce taux étant augmenté de 10,5 % supplémentaires, il est supposé que le taux pour l'année d'imposition 2024 s'élèvera à 20,5%.

### Paramètres du projet pour l'éolien, date de début après le 01.01.2023

Les valeurs définies par la VEKA pour les caractéristiques financières et techniques générales de toutes les éoliennes en Flandre sont résumées dans le tableau 4. Le tableau 5 présente les valeurs pour les éoliennes des catégories 4/1a et 4/1b.

Tableau 4 : Paramètres financiers et techniques pour toutes les éoliennes en 2022

Abrév.	Valeur	Paramètre
EV <sub>el</sub>	0 %	Part de l'autoconsommation de l'installation elle-même
EV <sub>gsc</sub>	0 %	Part de la production brute d'électricité non éligible aux CV
T <sub>c</sub>	1 an	Période de construction
	2182,2 €/an	Taxe sur l'énergie pour un raccordement à la MT
	5.000 €/WT. an	Plafond des frais de location de terrain
	11,0 %	Pourcentage de réduction 2023
	1.000 €/an	Coût opérationnel supplémentaire pour les turbines avec participation citoyenne (cat. 4a et 4/1a)

Tableau 5 : Nouvelles installations éoliennes terrestres d'une puissance nominale brute par turbine  $\geq 2,5$  MWe et  $\leq 4,5$  MWe (EV cat. 4/1a et GS cat. 4/1b) en 2022

Abrév.	Valeur	Paramètre
P	3.675 kWe	Puissance médiane
VU	2.350 h	Nombre annuel moyen d'heures de pleine puissance
K <sub>i</sub>	1.380 €/kW e	Coût d'investissement spécifique par unité de puissance
K <sub>v</sub>	35,7 €/kW	Coût fixe par unité de capacité pour l'année 0
P <sub>in</sub>	1,33 €/MWh + 11 %*P <sub>el,v</sub>	Coût de l'électricité injectée au cours de l'année 0

## Annexe B : Exemples de calcul des différents mécanismes de soutien

Tableau 6. Vue d'ensemble du traitement d'un CfD basé sur les capacités si la valeur du marché est inférieure au prix cible (en haut) et si la valeur du marché est supérieure au prix cible (en bas)

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 70 €/MWh</i> <i>Prix cible : 80 €/MWh</i>				
1. Situation				
Potentiel de production du site	2398	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	0	%
Production finale	2280	FLH	2350	FLH
2. Traitement CfD				
Revenus du marché (valeur de capture)	159.600	€/MW.an	--	
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	+28.400	€/MW.an		
3. Résultat final				
Revenus totaux du développeur	188.000	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	82,5	€/MWh		
<i>Valeur du marché : 90 €/MWh</i> <i>Prix cible : 80 €/MWh</i>				
1. Situation				
Potentiel de production du site	2398	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	0	%
Production finale	2280	FLH	2350	FLH
2. Traitement CfD				
Revenus du marché (valeur de capture)	205.200	€/MW.an	--	
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	-17.200	€/MW.an		
3. Résultat final				
Revenus totaux du développeur	188.000	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	82,5	€/MWh		

Tableau 7. Aperçu du traitement d'un CfD financier si la valeur de marché est inférieure au prix cible (en haut) et si la valeur de marché est supérieure au prix cible (en bas) – pour un site ayant le même potentiel éolien que la référence

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 70 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
<b>1. Situation</b>				
Potentiel de production du site	2398	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2280	FLH	2280	FLH
<b>2. Traitement CfD</b>				
Revenus du marché (valeur de capture)	159.600	€/MW.an	159.600	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	+28.400	€/MW.an		
<b>3. Résultat final</b>				
Revenus totaux du développeur	188.000	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	82,5	€/MWh		

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 90 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
<b>1. Situation</b>				
Potentiel de production du site	2398	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2280	FLH	2280	FLH
<b>2. Traitement CfD</b>				
Revenus du marché (valeur de capture)	205.200	€/MW.an	205.200	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	-17.200	€/MW.an		
<b>3. Résultat final</b>				
Revenus totaux du développeur	188.000	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	82,5	€/MWh		

Tableau 8. Aperçu du traitement d'un CfD financier si la valeur de marché est inférieure au prix cible (en haut) et si la valeur de marché est supérieure au prix cible (en bas) - pour un site dont le potentiel éolien est inférieur à la référence

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 70 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
<b>1. Situation</b>				
Potentiel de production du site	2180	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2070	FLH	2280	FLH
<b>2. Traitement CfD</b>				
Revenus du marché (valeur de capture)	144.900	€/MW.an	159.600	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	+28.400	€/MW.an		
<b>3. Résultat final</b>				
Revenus totaux du développeur	173.300	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	83,7	€/MWh		

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 90 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
<b>1. Situation</b>				
Potentiel de production du site	2180	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2070	FLH	2280	FLH
<b>2. Traitement CfD</b>				
Revenus du marché (valeur de capture)	186.300	€/MW.an	205.200	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	-17.200	€/MW.an		
<b>3. Résultat final</b>				
Revenus totaux du développeur	169.100	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	81,7	€/MWh		

Tableau 9. Aperçu du traitement d'un CfD financier si la valeur de marché est inférieure au prix cible (en haut) et si la valeur de marché est supérieure au prix cible (en bas) - pour un site dont le potentiel éolien est supérieur à la référence

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 70 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
1. Situation				
Potentiel de production du site	2180	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2510	FLH	2280	FLH
2. Traitement CfD				
Revenus du marché (valeur de capture)	175.700	€/MW.an	159.600	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	+28.400	€/MW.an		
3. Résultat final				
Revenus totaux du développeur	204.100	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	81,3	€/MWh		

	Fonctionnement turbine (réel)		Référence (AAP)	
<i>Valeur du marché : 90 €/MWh</i>				
<i>Prix cible : 188.000 €/MW.an</i>				
1. Situation				
Potentiel de production du site	2180	FLH	2398	FLH
Performance opérationnelle	98	%	98	%
Réduction (curtailment)	3	%	3	%
Production finale	2510	FLH	2280	FLH
2. Traitement CfD				
Revenus du marché (valeur de capture)	225.900	€/MW.an	205.200	€/MW.an
Valeur d'exercice utilisée dans le CfD	--		188.000	€/MW.an
Traitement du CfD	-17.200	€/MW.an		
3. Résultat final				
Revenus totaux du développeur	208.700	€/MW.an		
Équivalent, par MWh	83,1	€/MWh		



Personne de contact :  
Jan Cornillie  
jco@3e.eu

3E NV/SA  
Kalkkaai 6 – Quai à la Chaux  
B-1000 Brussels – Belgium  
T +32 2 217 58 68  
F +32 2 219 79 89  
Belfius Bank SA/NV  
IBAN: BE12 0689 4198 3292  
SWIFT/BIC: GKCCBEBB  
RPR Brussels VAT BE 0465 755 594