

OPTIEP-BCP

**Optimalisering van de basiskennis over het
energiepotentieel op het Belgisch Continentaal
Plat (Contract AP/42)**

Pieter Mathys (UGent, AWW)

Vincent Meirschaeft (UGent, AWW)

Jesús Portilla (UGent, AWW)

Julien De Rouck (UGent, AWW)

Guillaume De Volder (3E)

Luc Dewilde (3E)

Federaal Wetenschapsbeleid



belspo

2010

Bronvermelding:

Mathys, P.; Meirshaert, V.; Portilla, J.; De Rouck, J.; De Volder, G.; Dewilde L. (2009). OPTIEP-BCP: Optimalisering van de basiskennis over het energiepotentieel op het Belgisch Continentaal Plat. In opdracht van het Federaal Wetenschapsbeleid, Strategische Prioriteiten van de Federale Overheid (AP/42). www.belspo.be.



Dit onderzoeksrapport kwam tot stand in het kader van het programma '**Actie ter ondersteuning van de strategische prioriteiten van de federale overheid**' in opdracht van de POD Wetenschapsbeleid, ter ondersteuning van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie.

Dit programma werd in het leven geroepen om snel en efficiënt te kunnen inspelen op de behoeften van de federale overheidsinstellingen inzake gerichte onderzoeksacties van bepaalde duur (6 maanden tot 1 jaar) en/of verkennend onderzoek met betrekking tot strategische gebieden. Het betreft een "horizontale" actie: ze staat open voor de financiering van onderzoeksprojecten binnen de verschillende beleidsthema's die in het kader van de regeringsbeslissingen naar voren worden geschoven.

3E Headquarters
Rue du Canal 61 Vaartstraat, BE-1000, Brussels, Belgium
T +32 (0) 2 217 58 68 - F +32 (0) 2 219 79 89
info@3E.eu - www.3E.eu

Afdeling Weg- en Waterbouwkunde,
Civiele Techniek, IR15
Technologiepark 904
9052, Zwijnaarde
T: +32 (0)9 264 54 89 - F: +32 (0)9 264 58 37
Julien.DeRouck@UGent.be - <http://awwww.ugent.be/>

Executive Summary (FR)

Energie éolienne

Les résultats présentés dans ce rapport proviennent de l'étude « *Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium* » réalisée en 2004 pour la Politique Scientifique Belge (SPD II). Il y avait un manque de mesure de vent fiables en mer et les quelques mâts météorologiques disponibles du réseau « meetnet Vlaamse banken » sur le plateau continental belge n'étaient pas destinés à l'évaluation du potentiel éolien. Ce manque de données pertinentes existe encore aujourd'hui. Etant donné le manque de nouvelles données, l'étude du potentiel éolien s'est basée sur l'étude de 2004.

Sur la partie belge de la Mer du Nord (PBMN), les vitesses de vent moyennes (long terme) à hauteur d'axe des éoliennes (70m et 110m) varient entre 8,4 et 9,8 m/s. La direction principale des vents est ouest-sud-ouest.

La figure ci-dessous donne la répartition spatiale des vitesses de vent à 100m au-dessus du niveau du TAW².

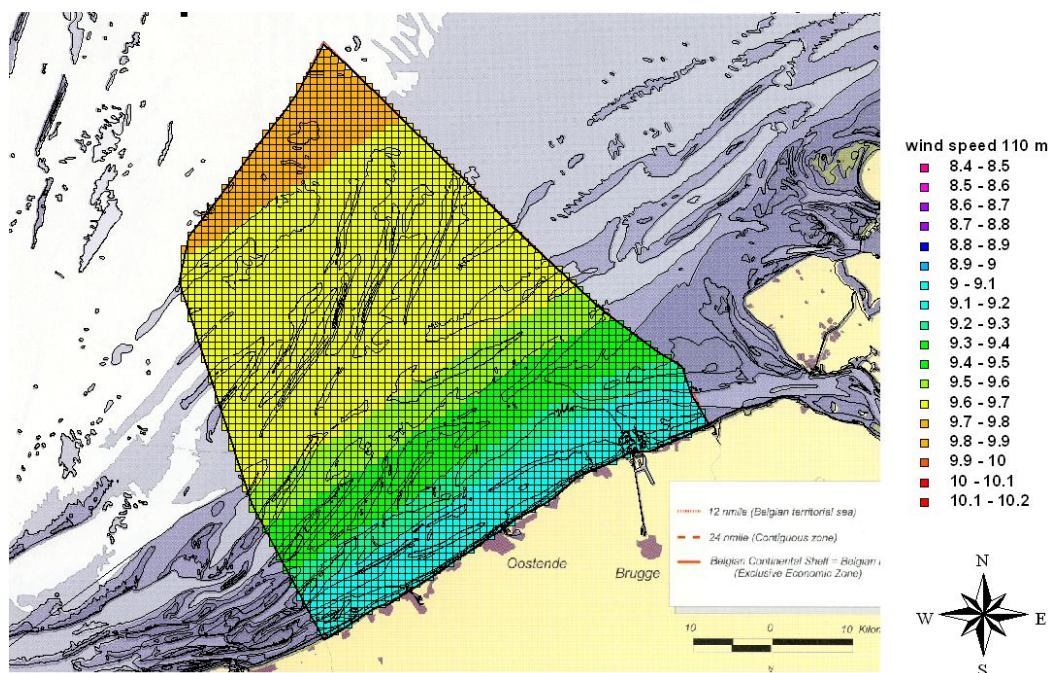


Figure 1: Carte SIG des vitesses de vent sur la PBMN sur base de la méthode POWER décrite dans l'étude *Optimal Offshore*.

Il existe pour le moment sur le marché des éoliennes pour les applications offshore qui ont une puissance de 6 MW, un diamètre de rotor de 125m et une hauteur d'axe de 90 à 100m. On prévoit que des machines de 8 à 10 MW seront disponibles sur le marché d'ici 3 ans, mais comme

² TAW (Tweede Algemene Waterpassing) est utilisé comme niveau de référence vertical pour le suivi de toutes les marées le long de la côte belge. En 1947, l'Institut Géographique National a défini cette hauteur comme référence pour l'ensemble du territoire belge. La valeur 0 pour TAW correspond au niveau moyen à marée basse à Ostende.

le montre l'étude, l'impact de ce développement sur le potentiel exploitable sur la PBMN est relativement limité.

A côté de cela, il y a également une tendance au développement de nouveaux concepts adaptés aux conditions offshore. Ceci est caractéristique de l'éolien offshore. D'une part d'énormes efforts sont fournis afin d'abaisser les coûts opérationnels, en augmentant la fiabilité des machines et la longévité des composants et en développant des stratégies d'entretien préventives, et d'autre part on travaille sur des concepts innovants qui permettraient de remplacer la nacelle en mer (principe du *swing-off*), de gérer automatiquement le nettoyage de l'huile, d'avoir un système de transmission de la puissance qui soit plus modulaire etc. De nouvelles techniques de fondation, d'acheminement des pièces et de logistique globale sont pour le moment en amélioration.

Il a été conclu dans les pays voisins que la densité du parc à une influence énorme sur son rendement énergétique. Le tableau ci-dessous (Tableau 1) en donne un exemple. Nous constatons qu'avec une configuration très dense, le rendement baisse jusqu'à 86%. D'un autre côté l'expérience nous a appris que les modèles de calculs actuels donnent une sous-estimation de la perte réelle.

Tableau 1 : Pertes en fonction de la distance entre les turbines (calculs effectués avec le software WindPro, sur base d'une disposition de parc en carré).

Type de turbine [distance d'écart]	RePower 5MW [6D]	RePower 5MW [8D]	RePower 5MW [10D]
Diamètre du rotor (m)	125	125	125
Hauteur d'axe (m)	100	100	100
Nombre de turbines	80	80	80
Puissance installée (MW)	400	400	400
Distance entre les turbines (m)	750	1000	1250
Surface (km ²)	45	80	125
Densité de puissance globale (MW/km ²)	8,9	5,0	3,2
<u>Rendement du parc (%)</u>	<u>86,6</u>	<u>90,9</u>	<u>93,4</u>
Production (GWh/an)	1390,7	1461,3	1503,4
Facteur de capacité (%)	39,7	41,7	42,9

Une revue de la littérature sur les plus grands parcs éoliens offshore installés et en fonction en Europe démontre que la densité de puissance globale est dans la gamme des 5 à 7 MW/km².

Là ou dans le passé une plus petite distance entre les turbines était utilisée, la tendance est aujourd'hui clairement dirigée vers des distances plus grandes. La motivation principale est un plus grand rendement du parc et ainsi une meilleure rentabilité. Cela a en outre un effet supplémentaire de réduction du phénomène de fatigue. En réalité les effets de sillage ne provoquent pas seulement des pertes de production, mais également une augmentation des efforts appliqués aux composants de l'éolienne. Il a d'ailleurs été conclu dans le passé par certains constructeurs que de trop petites distances entre les éoliennes ne peuvent être acceptées du fait de l'incompatibilité de la charge autorisée sur la turbine.

Si nous prenons une distance d'écart d'au moins 7 fois le diamètre du rotor, nous trouvons une densité de puissance installée d'environ 7 à 8 MW/km².

Si nous nous basons sur un parc éolien extrêmement grand, sur une surface de centaines de kilomètres carrés, nous conseillons un nombre de MW/km² moins élevé d'environ 5 à 6 MW/km². Une récente publication de l'ECN arrive également à la même conclusion.

Dans cette étude, nous utilisons une fourchette de 6 à 8 MW/km² afin de déterminer le potentiel éolien. Théoriquement la superficie disponible est de 2101 km, après l'exclusion de la zone de 3 milles et toutes les contraintes liées aux autres activités.

Il reste cependant certaines restrictions (e.a. routes de navigation secondaire, culture aquatique, espaces naturels, zones d'exploration) qui diminuent fortement la disponibilité de la PBMN. Ceci vaut également pour la composition du sol marin, qui n'est connue qu'après avoir fait des sondages.

Tableau 2: Chiffres caractéristiques du potentiel de puissance éolienne installée sur la PBMN

	Zone [km ²]	Densité de puissance [MW/km ²]	Puissance installée potentielle [GW]
Potentiel physique maximum	2101	6 - 8	12,6 - 16,8
Potentiel sur les zones dédiées à l'énergie éolienne	270	6 - 8	1,62 - 2,16

Compte tenu des caractéristiques du vent et de la répartition sur la PBMN, le potentiel énergétique éolien se situe entre 39 et 63 TWh par an si nous nous basons sur une fourchette de 6 à 8 MW/km² (avec une augmentation de l'axe et une amélioration de la technologie) pour les nouveaux parcs en développement.

Conclusions et recommandations

Le développement de l'énergie éolienne offshore en Europe a subi un ralentissement par rapport au scénario initial. Des problèmes techniques et le climat économique défavorable en sont les causes principales. En Belgique aussi les développements n'ont pas été aussi rapides que prévu. Ici aussi le climat économique en est une cause, mais également les procédures d'autorisations caractérisées par de multiples aspects ainsi que les défis techniques liés à la réalisation de parc éoliens aussi éloignés en mer et dans des eaux relativement profondes.

La complexité des techniques de fondation et de la préparation du tracé des câbles électriques en sont des exemples. Cependant, l'expérience acquise avec les parcs au Royaume-Uni, au Danemark et aux Pays-Bas ont développé une certaine maturité de la technologie des éoliennes. De son côté, le climat économique s'améliore progressivement.

Cinq concessions ont été octroyées à différents développeurs de projets : C-Power (300MW), Eldepasco (216 MW), Belwind (330 MW), Rentel (288 MW) et Norther (420 MW). En général, des turbines dans la gamme de 5MW sont utilisées. Le développement de turbines plus grandes n'a pas d'impact sur le potentiel exploitable dans une zone définie, mais peut réduire le coût d'investissement de l'éolien offshore sur un plus long terme.

Les parcs éoliens prévus sur le Plateau continental belge ont une très grande densité de puissance. Ceci est une conséquence de l'optimisation de l'espace disponible, ce qui est important pour l'octroi d'une concession (Figure 2).

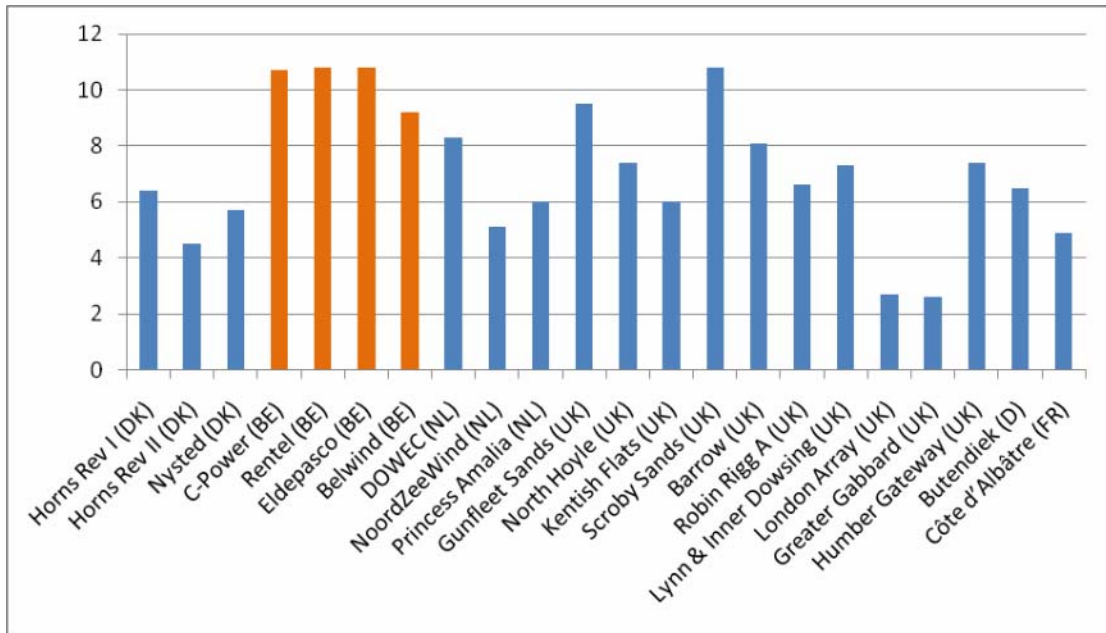


Figure 2: Densité de puissance globale (MW/km²) pour les plus grands parcs éoliens offshore en Europe.

Il n'est pourtant pas recommandé de considérer cela comme un critère déterminant car cela mène à une efficacité de parc plus faible et donc une rentabilité plus faible. De plus la charge sur les structures des turbines devient plus importante avec des petites distances inter-turbines. Toutefois il reste encore des incertitudes en ce qui concerne la distance d'écart optimale, surtout en ce qui concerne les grands parcs éoliens (>100 machines), ce qui est dû au fait qu'il n'y a que peu d'expérience sur le sujet.

Il est urgent de faire de plus amples recherches afin d'analyser le rendement des parcs éoliens et l'impact structurels sur les turbines. Il est nécessaire d'avoir plus de mesures et d'analyses de données afin de pouvoir prendre des décisions pertinentes dans le futur.

Afin d'atteindre dans le futur les objectifs spécifiques ER et offshore, il est nécessaire d'agrandir la zone qui est actuellement attribuée au développement de l'éolien offshore. Il est aussi recommandé de revoir les critères d'octroi de concession et de prendre en compte d'autres critères comme par exemple une garantie de résultats sur base de mesures réelles de la vitesse du vent.

Des mesures indépendantes du vent plus fréquentes et spécifiquement adaptées à l'énergie éolienne sont nécessaires. Ces mesures faciliteront le financement de projets et permettront d'avoir une meilleure vue d'ensemble sur la prestation des parcs. Plusieurs pays ont déjà instauré de telles campagnes de mesures dans leurs partie de la mer du Nord, et ceci depuis plusieurs années.

En plus de cela, un suivi détaillé de la production d'énergie apporterait plus d'information sur les effets de sillage et sur les pertes d'énergie qui y sont associées.

Ressource en énergie des vagues

Les énergies des vagues (ou houlomotrices) et des courants marins sont deux énergies renouvelables marines en plein développement actuellement. Afin d'étudier la faisabilité d'exploiter ces sources d'énergie sur la zone maritime belge, les différentes technologies existantes sont présentées. Trois convertisseurs d'énergie des vagues et trois convertisseurs d'énergie des courants qui pourraient être appropriés au littoral belge sont détaillés.

La ressource en énergie houlomotrice sur le littoral belge a été déterminée via une technique d'interpolation optimale. Cette méthode permet de combiner la grande précision de mesures in-situ ponctuelles (bouées houlographe) avec la couverture spatiale fine et complète d'un modèle numérique de propagation de houle. La ressource houlomotrice est présentée dans Figure 3. Cette étude donne un potentiel de 4,5 – 5,8 kW/m en ce qui concerne la zone de concession pour l'éolien offshore. C'est une ressource plutôt faible comparée aux côtes exposées aux fortes houles venant de l'Atlantique. La production d'énergie (et donc les revenus) est déterminée par les vagues les plus fréquentes tandis que les caractéristiques de la structure (et donc le coût du système) sont imposées par les événements extrêmes. L'absence de très fortes houles et la ressource modérée rend le littoral belge approprié en tant que zone test pour ces convertisseurs.

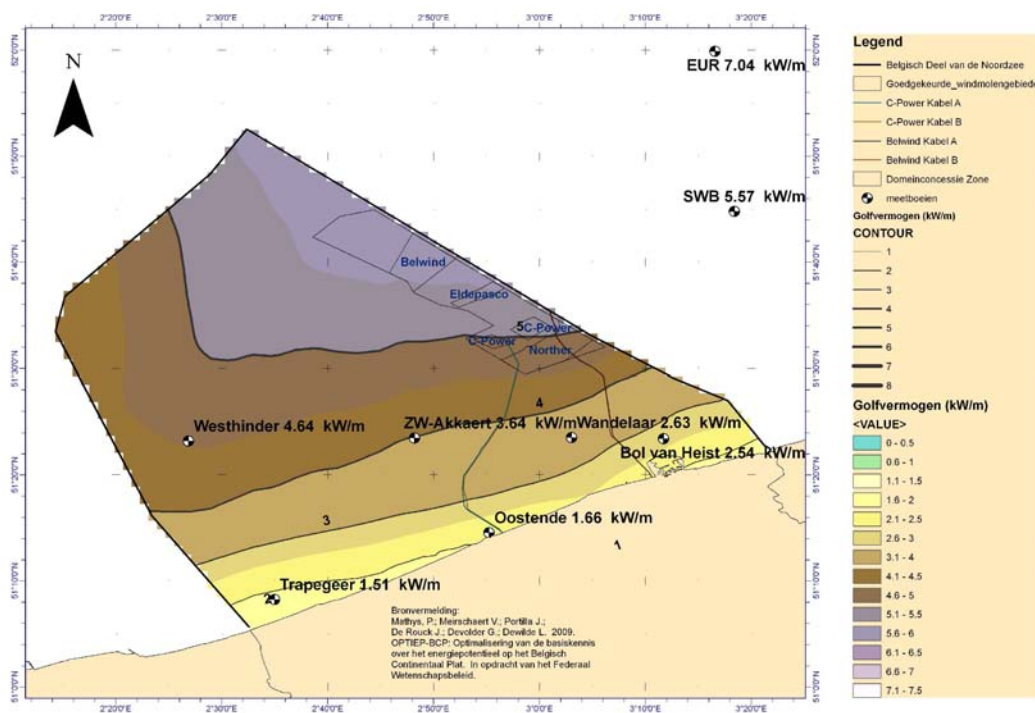


Figure 3: Ressource houlomotrice sur la zone maritime belge, obtenue via une technique d'interpolation optimale. Les résultats près de la côte sont moins fiables.

Ressource en énergie des courants marins

La ressource en énergie des courants marins sur la zone maritime belge a été estimée à partir de résultats d'un modèle numérique de l'UGMM (Unité de Gestion du Modèle Mathématique de la mer du nord). Les vitesses de courants durant un cycle complet de marée ont été utilisées pour calculer cette ressource (Figure 4). Quatre zones avec une ressource plus importante ont été mises en évidence : la zone ouest, deux zones à proximité de la zone de concession pour l'éolien

offshore et les environs du port de Zeebrugge et du chenal de navigation pour Anvers. Les résultats près de la zone de concession doivent être interprétés avec attention car ni la bathymétrie ni la géométrie de la mer du Nord ne fournissent une explication claire de cette ressource supérieure.

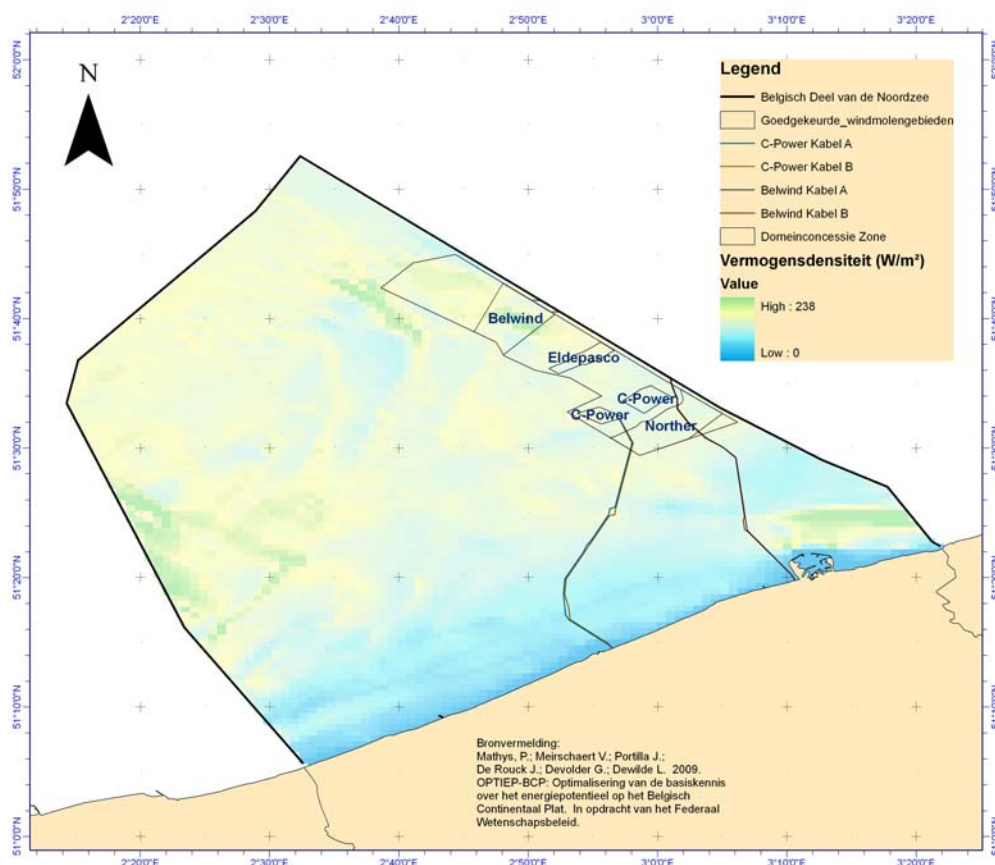


Figure 4: Ressource en énergie des courants marins sur le littoral belge

Pour une analyse et une représentation plus précise des ressources en vagues et courants marins, se référer aux résultats du projet BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment), aussi financé par la Politique Scientifique fédérale (Belspo).

Analyse des parties prenantes

Des entretiens avec les acteurs belges de l'éolien offshore ont permis d'identifier les forces et faiblesses de la politique actuelle et aussi les difficultés et opportunités d'un nouveau développement de cette politique. Les problèmes suivants sont basés sur l'opinion des parties prenantes consultées et ne reflètent pas nécessairement l'opinion des auteurs.

Une meilleure standardisation des procédures relatives aux permis a été identifiée comme une mesure nécessaire pour accélérer le développement de l'éolien offshore. Cependant, l'intention n'est pas de transformer les permis existants en un permis unique dont l'obtention pourrait alors devenir trop difficile. Ainsi il a été suggéré:

- Une procédure de permis qui offre une sécurité légale pour l'exploitation commune des câbles offshore pour différents projets.
- Une plus grande transparence sur les critères et les sélections des zones du domaine de concession.
- Une décision rapide concernant l'adaptation et si nécessaire l'extension du domaine de concession afin de résoudre les objections relatives à la navigation pour les zones les plus au sud et les plus au nord.²
- Une prolongation possible de la durée des zones de concession (actuellement : 20 + 10 ans, mais jusqu'à 50 ans dans le futur)

Les entretiens ont aussi mis en évidence des opportunités économiques. L'adaptation des ports belges pour devenir des plaques tournantes logistiques de l'éolien offshore est un exemple concret. Ces plaques-tournantes permettraient non seulement de satisfaire le marché belge mais aussi le marché britannique. La logistique ainsi que le préassemblage ouvrent de nouvelles opportunités aux infrastructures portuaires. Le financement du renfort des connexions au réseau, à terre et offshore doit aussi être un élément clé de la nouvelle politique.

Différentes propositions de nouvelles structures référentes ont été formulées. L'une d'entre elles pourrait se consacrer aux cablages à terre et offshore avec la participation d'acteurs nationaux et internationaux. Les conditions et critères techniques d'une prise de raccordement en mer pourrait aussi être incorporés à cette structure. Une deuxième serait similaire au BNSWEP (Belgian North Sea Wind Energy Platform), mais plutôt pour les développeurs qui n'ont pas encore reçu de concession. Une troisième serait une section d'intervention d'urgence, en cas d'accidents majeurs. Cette dernière pourrait être intégrée à des entités déjà existantes comme BNSWEP ou les gardes côtes (KWGC).

Les parties prenantes consultées ont aussi fourni des propositions intéressantes des scénarios possibles en terme de support politiques. Ces scénarios ont été analysés dans l'étude économique.

Analyse des instruments économiques et législatifs de support à l'éolien offshore

Une analyse quantitative et qualitative de la politique en matière d'éolien offshore a été conduite. Basée sur une étude bibliographique, les avantages et inconvénients de différents instruments sont discutés dans l'analyse qualitative.

Une analyse quantitative (économique) a été conduite par la suite. La rentabilité d'un projet de parc éolien offshore de 300MW a été étudiée via le calcul de la valeur nette actuelle (Net Present Value, NPV) sous différents scénarios et variations. Le système de support belge a été comparé à celui des pays voisins. De plus, un scénario supplémentaire a été étudié dans lequel le domaine de concession serait prolongé à une durée de 50 ans.

Les différents scénarios (optimiste, de base et pessimiste) permettaient de faire varier 4 paramètres : le prix de l'électricité, les investissements, les coûts d'opération et maintenance, et le facteur de capacité. Pour chaque scénario, tous les paramètres étaient changés conjointement, cependant une étude de sensibilité de chaque paramètre a montré que le facteur de capacité a l'effet le plus important sur le NPV (€ 29,5 millions pour le scénario de base, 137,5 million avec un facteur de capacité optimiste et -78,5 million avec une valeur pessimiste). Ainsi, les

développements techniques (R&D) pour l'éolien offshore restent un problème majeur, indépendant des supports politiques économiques et législatifs.

Dans le contexte belge, 5 variations supplémentaires ont été comparées au scénario de base:

1. une diminution du taux d'intérêt
2. une dépréciation dégressive plutôt que linéaire
3. l'introduction d'un coût de balance
4. un marché fédéral-régional harmonisé de certificats verts
5. une subvention de € 25 million

L'effet le plus marqué sur la rentabilité correspond au marché harmonisé (le NPV de 29,5 million pour le scénario de base atteint alors 62,7 million, Tableau 3). Ceci est dû au fait que les certificats verts au dessus de 216MW installés bénéficient d'un prix de rachat flamand de 108€/MWh, au lieu du prix garanti fixe de 90€/MWh. Cependant une supposition importante dans ce scénario est que l'harmonisation n'a pas d'influence sur le prix des certificats. Une étude économique détaillée de ces marchés est nécessaire pour vérifier la véracité de cette hypothèse mais sortait du cadre de cette étude.

En comparant la Belgique avec les autres pays européens les conclusions suivantes peuvent être dressées. Seules l'Allemagne et l'Italie obtiennent un bon score. L'Italie possède un système de certificats verts similaire à la Belgique, ainsi les variations sont comparables pour les différents scénarios. L'Allemagne a mis en place une politique de support innovante en 2009 basée sur un tarif et une période de rachat garantis qui peut être prolongée en fonction de l'éloignement de la côte et de la profondeur d'eau. Le résultat négatif pour le Danemark est surprenant. Les coûts d'investissement réels au Danemark vont probablement diminuer. De plus, presque aucune barrière non-technologique n'existe.

Tableau 3: Les différents NPV pour un parc d'éoliennes offshore de 300MW en fonction des différents scénarios et variations.

VARIATIONS	Scénario optimiste		Scénario de base		Scénario pessimiste	
	NPV	Var.	NPV	Var.	NPV	Var.
Belgique						
Référence	k€ 358.621	1,00	k€ 29.535	1,00	k€ -268.275	1,00
Diminution du taux d'intérêt	k€ 364.268	1,02	k€ 33.387	1,13	k€ -265.669	0,99
Dépréciation dégressive	k€ 371.468	1,04	k€ 44.338	1,50	k€ -251.517	0,94
Coût de balance	k€ 319.114	0,89	k€ -5.033	-0,17	k€ -297.905	1,11
Marché harmonisé	k€ 396.547	1,11	k€ 62.721	2,12	k€ -239.830	0,89
Subvention de € 25 million	k€ 383.621	1,07	k€ 54.535	1,85	k€ -243.275	0,91
Danemark						
	k€ -231.463	-0,65	k€ -419.007	-14,19	k€ -580.671	2,16
France	k€ 60.816	0,17	k€ -145.761	-4,94	k€ -344.617	1,28
Allemagne	k€ 274.886	0,77	k€ 40.920	1,39	k€ -184.994	0,69
Italie	k€ 353.182	0,98	k€ 24.777	0,84	k€ -272.353	1,02
Portugal	k€ -108.798	-0,30	k€ -321.341	-10,88	k€ -520.354	1,94
Espagne	k€ -7.744	-0,02	k€ -299.500	-10,14	k€ -556.971	2,08

La rentabilité d'un projet de 50 ans dans le domaine de concession belge (où de nouvelles turbines sont installées à l'année 26 mais les fondations sont conservées) a été étudiée sous l'hypothèse d'un système de certificats verts modifié. De plus, une orientation de la politique prenant en considération les coûts externes et désagréments des modes de production d'électricité conventionnels ainsi que différents paramètres initiaux ont été assumés. Huit différents scénarios ont été considérés (combinaison de certificats verts de 0 ou 10 €/MWh et d'une taxe carbone de 0, 10, 25 or 40€/ton CO_{2, equivalent}). Une conclusion importante est que le NPV diminue pour ce nouveau scénario de base (pas de certificats verts ni de taxe carbone) par rapport au domaine de concession de 25 ans de 29,5 million à 28,8 million (Tableau 4). En d'autres mots : si la politique actuelle persiste, un investisseur, ne lancera pas de seconde exploitation puisque le NPV sera inférieur au scénario de base.

Tableau 4: Résumé des NPV en fonction des différents scénarios et situations pour le domaine de concession de 50 ans.

VARIATIONS	Scénario optimiste		Scénario de base		Scénario pessimiste			
	NPV	VAR	NPV	VAR	NPV	VAR		
Pays								
20 années	€ 358.621	1	€ 29.535	1	€ -268.275	1		
50 années							GSC	CO _{2eq}
- Situation 1	€ 409.011	1.14	€ 28.811	0.98	€ -310.985	1.16	0 €/MWh	0 €/ton
- Situation 2	€ 415.998	1.16	€ 34.991	1.18	€ -305.610	1.14	0 €/MWh	10 €/ton
- Situation 3	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.548	1.11	0 €/MWh	25 €/ton
- Situation 4	€ 436.957	1.22	€ 53.533	1.81	€ -289.485	1.08	0 €/MWh	40 €/ton
- Situation 5	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.547	1.11	10 €/MWh	0 €/ton
- Situation 6	€ 433.463	1.21	€ 50.443	1.71	€ -292.173	1.09	10 €/MWh	10 €/ton
- Situation 7	€ 443.943	1.24	€ 59.714	2.02	€ -284.110	1.06	10 €/MWh	25 €/ton
- Situation 8	€ 454.422	1.27	€ 68.985	2.34	€ -276.047	1.03	10 €/MWh	40 €/ton

Tout d'abord une étude rigoureuse des effets de l'harmonisation du marché fédéral et régional de certificats verts est nécessaire. Les différentes bases de certificats verts (basés sur la production d'électricité provenant de sources renouvelables aux niveaux fédéraux et flamand en opposition aux émissions de CO₂ évitées à Bruxelles et en Wallonie) est un élément complexe supplémentaire à cette étude. Une attention spéciale sera nécessaire sur le prix et la liquidité de ces certificats et l'influence d'une augmentation des pénalités si les quotas ne sont pas respectés.

Les autres recommandations sont directement liées à la politique. Pour les concessions existantes, il est indispensable de conserver le cadre actuel. Le changer maintenant engendrerait certainement un blocage complet. Ce type de problème a été rencontré au Danemark en 2003 pour l'éolien terrestre. Pour les nouvelles concessions à moyen term (5-10ans) une modification douce des certificats verts pourrait être mise en place en fonction de la profondeur d'eau et de l'éloignement de la côté basé sur le système de support allemand pour l'éolien offshore ou basé sur le système de support flamand pour le solaire photovoltaïc. Enfin, la mise en place d'un climat d'investissement favorable, basé sur des prêts intéressants, des obligations vertes ou des fonds garantis pourrait avoir une influence très favorable.