

# Parcs éoliens offshore

## Zone orientale

**2,26 GW** capacité installée

**9** parcs éoliens

**399** éoliennes

**Objectif**  
**5,41 à 5,76 GW**

capacité installée totale, y compris la zone Princesse Élisabeth

Zone Princesse Élisabeth

**37,74 %** productivité moyenne

Belgique

Objectif en matière d'énergie renouvelable pour la Belgique

**13 %** (à l'horizon 2020)

**25 %** au moins d'ici 2030

Investissements et soutien en milliards d'euros

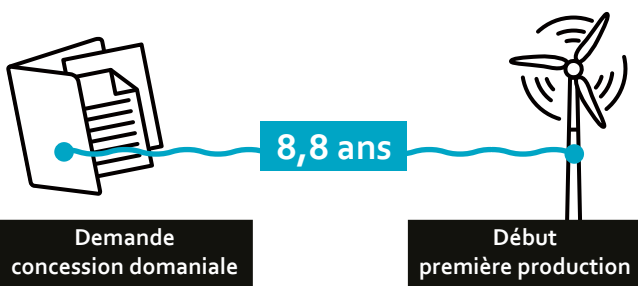
**7,11** investissements dans les parcs de la zone orientale, dont **2,54 milliards d'euros** financés via des prêts de la BEI

**12,68** soutien financier estimé des parcs éoliens dans la zone orientale (février 2020)

**3,62** soutien pour la production et le raccordement jusque fin 2021, dont **989.648.177 euros** financés via les ressources générales de l'État fédéral

**€ 49,49** Surcharge offshore par ménage en 2021  
TVA de 21 % comprise, sur la base d'une consommation annuelle moyenne

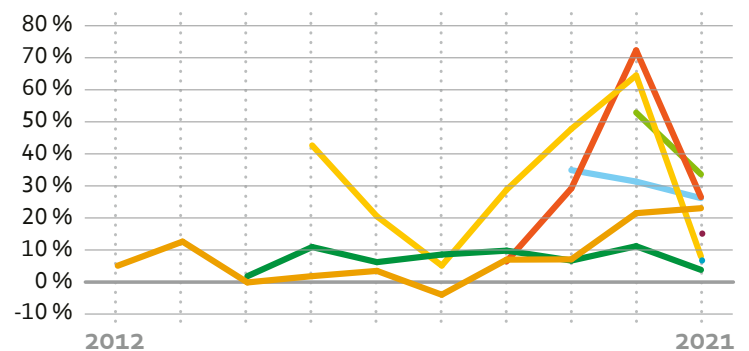
## Délai médian de réalisation des parcs dans la zone orientale



La date de fin des concessions domaniales varie entre le **1<sup>er</sup> semestre 2034** et le **2<sup>e</sup> semestre 2045**

## Rendement annuel pour les actionnaires, jusque fin 2021, par parc

Voir le graphique 6 détaillé en page 80



**710,33** millions d'euros de bénéfices cumulés jusque fin 2021, dont **483,95 millions** de dividendes versés et **158,98 millions** de réductions de capital réalisées

## Bilan carbone neutre pour le secteur énergétique européen d'ici 2050 ?

**+ 800** milliards d'euros d'investissements et **25 x plus d'**

selon la Commission européenne

**5<sup>e</sup>** au classement mondial en matière d'énergie éolienne offshore

capacité installée, fin 2021

# Parcs éoliens offshore

## Construction, raccordement et exploitation

Le gouvernement fédéral soutient le développement et la production d'énergie éolienne en mer (offshore) en tant que source d'énergie renouvelable. Cette stratégie s'inscrit dans le cadre d'une diversification des sources d'énergie et d'une politique climatique supranationale visant notamment à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Neuf parcs éoliens sont déjà opérationnels dans la « zone orientale » de la partie belge de la mer du Nord. Ils disposent d'une capacité totale de 2,26 gigawatts (GW). Dans son plan d'aménagement des espaces marins (PAEM) 2020-2026, le gouvernement fédéral a désigné trois nouvelles zones pour la production, le stockage et le transport d'énergie renouvelable. Elles constituent conjointement la zone Princesse Élisabeth et portent la capacité totale à un niveau entre 5,41 et 5,76 GW. Les obligations européennes en matière d'énergie renouvelable, l'évolution (attendue) des prix de l'électricité, les progrès technologiques et le fonctionnement du marché continueront à stimuler la croissance de l'énergie éolienne offshore dans les prochaines années.

L'importance sociétale et financière majeure des investissements dans l'énergie éolienne offshore et le développement prévu de la zone Princesse Élisabeth ont conduit la Cour des comptes à examiner si le cadre légal et organisationnel garantit à suffisance une construction et un raccordement rapides, durables et efficaces des parcs éoliens offshore. La Cour a en outre examiné si les mécanismes de soutien financier sont efficaces au niveau des coûts. Selon le dernier rapport au Parlement fédéral de février 2020, le soutien à la zone orientale s'élève à 12,68 milliards d'euros. La Cour a par ailleurs examiné la préparation stratégique de la nouvelle zone à l'aune des enseignements pouvant être tirés de l'analyse de la zone orientale (*lessons learned*). Son audit couvre aussi les autorisations régionales de raccordement et de renforcement du réseau électrique terrestre (onshore).

## Objectifs stratégiques et processus de développement des parcs éoliens offshore

L'Europe a imposé à la Belgique un objectif chiffré de part d'énergie renouvelable (13 % pour 2020), mais la répartition des efforts stratégiques entre les niveaux de pouvoir fédéral et régional n'a été formalisée qu'en 2018. L'approche a été essentiellement ascendante (*bottom-up*), c'est-à-dire que les entités fédérées ont indiqué quels efforts elles étaient disposées à fournir compte tenu de la répartition des compétences. Une telle approche ne conduit toutefois pas nécessairement au niveau d'ambition souhaité/requis. Les choix stratégiques en Belgique n'ont, par ailleurs, pas été suffisamment étayés par des analyses. De fait, il n'a pas été tenu compte de l'efficacité en termes de coûts des différentes technologies en matière d'énergie renouvelable (y compris le coût par tonne de réduction de CO<sub>2</sub>) ni de l'incidence sur la stabilité du réseau électrique.

Le gouvernement fédéral a sélectionné la zone orientale en 2004, sans analyse approfondie des zones alternatives et de leur incidence environnementale, et sans associer la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie ni la Direction générale Environnement du SPF Santé publique. Ensuite, la zone a seulement été reprise dans le premier PAEM 2014-2020. Elle a été parcellisée suivant les demandes de concession domaniale des candidats développeurs et non au préalable par les pouvoirs publics. Les contours d'une parcelle ont donc parfois encore dû être adaptés par la suite. En outre, cette parcellisation n'a guère tenu compte de la capacité installée par km<sup>2</sup> (densité du parc), alors qu'il s'agit d'un facteur crucial de productivité.

La sélection de la zone Princesse Élisabeth s'est certes appuyée sur des études approfondies, mais le gouvernement a de nouveau choisi l'énergie éolienne offshore sans examen préalable rigoureux des alternatives. Il n'a pas non plus envisagé de collaborer avec d'autres pays pour la réalisation conjointe de parcs éoliens offshore. Il n'est pas certain à l'heure actuelle que la capacité à installer suffira pour atteindre le nouvel objectif, encore à déterminer, de part d'énergie renouvelable d'ici 2030.

La réalisation des neuf parcs de la zone orientale s'est relativement éternisée, avec un délai médian de 8,8 ans entre la demande de concession domaniale et la première production. Ce n'est pas tant le dépassement des délais légaux d'octroi de la concession domaniale ou des autorisations qui l'explique, mais le fait que, souvent, les développeurs n'ont pas demandé leur permis de construire ni leur autorisation d'exploitation dès l'octroi de la concession domaniale. Les études préparatoires et le financement du projet, que les développeurs devaient d'abord régler, peuvent avoir joué un rôle. Pour les parcs à construire à partir de 2016, les incertitudes et retards qui ont marqué la réalisation du réseau de transmission offshore (prise de courant en mer BOG/MOG I) et le renforcement du réseau électrique onshore (ligne aérienne Stevin réalisée 10 ans seulement après le lancement du projet) ont représenté un défi majeur. Certains parcs ont dès lors déjà demandé et obtenu une prolongation de leur concession domaniale. C'est en partie pour cette raison que la date de fin des concessions domaniales actuelles varie considérablement (entre 2034 et 2045). Cette situation hypothèque les possibilités de reparcellisation future en fonction des économies d'échelle et des choix technologiques après le démantèlement des parcs existants. Les conditions techniques de leur démantèlement ne sont, d'ailleurs, pas suffisamment définies pour le moment et les conditions financières manquent de cohérence entre les parcs et de constance dans le temps.

Concernant la zone Princesse Élisabeth, l'objectif est de réaliser des économies d'échelle en la subdivisant en seulement trois parcelles de capacité installée maximale assez élevée. Les dépenses d'investissement importantes liées aux deux parcelles principales pourraient toutefois dissuader des développeurs de moindre envergure, mais expérimentés. Contrairement à ce qui s'est passé pour la zone orientale, l'administration demandera désormais elle-même les permis de construire et les autorisations d'exploitation des installations de production ainsi que les autorisations de pose des câbles sous-marins avant de fournir le tout en une fois aux développeurs qui se verront attribuer les nouvelles concessions domaniales via une procédure de mise en concurrence (appel d'offres). Malgré le gain de temps pour les développeurs, il est tout sauf certain que le délai total sera plus court. L'administration se charge en effet à présent du parcours d'obtention des autorisations, organise et finance les travaux d'étude en la matière. Entre-temps, ce parcours a déjà pris du retard et le budget a été dépassé.

En outre, le raccordement offshore via le MOG II et le renforcement du réseau onshore via les projets Ventilus et Boucle du Hainaut constituent les principaux facteurs de risque pouvant hypothéquer la réalisation de la zone Princesse Élisabeth en temps voulu. Les procédures d'adaptation des plans d'aménagement du territoire et de délivrance des autorisations sont susceptibles de retarder ces projets. Concernant la Boucle du Hainaut, qui traverse à la fois les territoires flamand et wallon, un défi supplémentaire se pose en raison des procédures et rôles régionaux différents pour les adaptations du plan d'aménagement du territoire et les autorisations. La Cour des comptes souligne la nécessité d'une coordination rigoureuse entre les deux régions afin de réaliser le tracé dans les délais.

Concernant les investissements dans le réseau de transmission offshore, la Creg n'a pas disposé d'une analyse coût-bénéfice pour le MOG I. Elle a pointé des lacunes importantes lors de l'analyse du MOG II. Le choix de l'île énergétique (interconnecteurs compris) s'avère également ne pas tenir assez compte du fait que, d'une part, la région côtière n'est pas en mesure pour l'instant d'accueillir de telles quanti-

tés d'électricité et que, d'autre part, une partie de la capacité de transport sur l'île doit être réservée au transport transfrontalier d'électricité. La Creg a un accès trop limité aux données pertinentes et n'a que peu de temps pour rédiger son avis. La Cour des comptes estime de ce fait que la Creg n'est pas en mesure pour le moment de jouer pleinement son rôle légal de conseillère en matière d'investissements dans le réseau de transmission.

### *Recommandations concernant les objectifs stratégiques et le processus de développement des parcs éoliens offshore*

La Cour des comptes préconise d'adopter une approche plus intégrée pour déterminer la contribution de chaque niveau de pouvoir à l'objectif d'énergie renouvelable. À cet égard, il y a lieu de tenir davantage compte de l'efficacité, de l'efficience en termes de coûts et de l'incidence des sources d'énergie verte sur la stabilité du réseau. Les possibilités de collaborer avec d'autres pays à la réalisation conjointe de parcs éoliens offshore doivent aussi être explorées. La Cour recommande de tenir davantage compte, lors de la parcellisation de la zone Princesse Élisabeth, de son incidence sur la densité du parc et sur l'organisation d'une mise en concurrence suffisante lors de l'appel d'offres. Les futurs investissements doivent également s'appuyer sur une analyse plus intégrée, et il convient d'être attentif aux coûts pour le gestionnaire de réseau, pour les parcs éoliens ainsi que pour les utilisateurs finaux. Enfin, la Creg doit avoir un accès garanti à toutes les informations pertinentes lui permettant d'assurer pleinement son rôle de conseillère dans le cadre du plan de développement fédéral (investissements).

### *Soutien financier des parcs éoliens offshore*

Le gouvernement fédéral s'est retrouvé dans une position défavorable lors des négociations relatives au soutien financier des parcs éoliens offshore de la zone orientale. Il avait, en effet, à chaque fois déjà attribué les concessions domaniales et était poussé à réaliser sa part des objectifs 2020 en matière d'énergie renouvelable.

Au départ, la production nette des premiers parcs a été subventionnée au moyen d'un montant fixe. Sous l'impulsion de la réglementation européenne, le soutien aux parcs avec *financial close* postérieur au 1<sup>er</sup> mai 2014 est devenu variable. Son montant diminue ainsi à mesure que le prix du marché de l'électricité augmente. L'objectif initial de laisser le libre jeu du marché en déterminer le montant n'a toutefois pas pu être concrétisé. Le montant par MWh a certes diminué au fil du temps, mais il est impossible de déterminer clairement dans quelle mesure il est proportionné, c'est-à-dire s'il a été limité au minimum nécessaire pour concrétiser le projet. Dans ce cas non plus, la Creg n'a pas pu jouer pleinement son rôle légal d'organe consultatif indépendant dans la détermination de la subvention.

Les parcs reçoivent, par ailleurs, une aide pour leur raccordement au réseau de transmission, dont le mécanisme a également été adapté au fil du temps. Ils recevaient au départ un montant fixe pour compenser en partie leurs dépenses d'investissement. Les parcs réalisés ultérieurement reçoivent, pour leur part, un montant (spécifique à chacun) par MWh produit net d'électricité verte. Il est destiné à couvrir non seulement la totalité de leurs dépenses d'investissement, mais aussi leurs dépenses d'exploitation et de financement du raccordement. L'aide au raccordement octroyée aux derniers parcs a ainsi été plus avantageuse, mais l'équité des conditions de concurrence entre les parcs a été insuffisamment surveillée.

Le gestionnaire de réseau aussi reçoit d'importantes compensations, notamment pour le traitement administratif des certificats verts et en cas de disponibilité élevée du MOG I. La compensation de ce

traitement administratif devrait être davantage alignée sur les coûts réels, et la base légale de celle octroyée pour la disponibilité du MOG I doit être clarifiée.

Fin 2021, les parcs éoliens avaient bénéficié de 3,41 milliards d'euros d'aide directe à la production et de 208,98 millions d'euros d'aide au raccordement. D'ici la fin des concessions domaniales, l'aide octroyée sera multipliée. Jusqu'à fin 2021, l'aide à la production était répercutée sur les utilisateurs finaux, qui s'acquittaient d'une surcharge offshore pour chaque kWh d'électricité prélevé sur le réseau. Sous la pression européenne, la surcharge offshore a entre-temps été remplacée par un droit d'accise spécial, qui fait peser un nouveau risque sur les finances publiques, puisque les recettes qui en découlent pourraient s'avérer insuffisantes.

### Surprofits

Les rapports annuels des parcs éoliens montrent que ceux de la zone orientale ont généré, jusque fin 2021, 710,33 millions d'euros de bénéfices conjoints. Leurs actionnaires en ont déjà récupéré 642,93 millions d'euros en dividendes et en réductions de capital. Les rendements annuels des actionnaires varient toutefois considérablement, surtout en fonction de la quantité de vent en mer. La Cour des comptes a constaté des écarts importants entre les parcs en tenant uniquement compte des surprofits, c'est-à-dire du bénéfice restant après rémunération normale des actionnaires pour le capital investi. Alors que les deux parcs éoliens les plus anciens n'enregistrent pas (encore) de surprofits, l'aide accordée aux parcs développés ultérieurement en entraîne déjà. Vu la dépendance des éoliennes à la quantité de vent, les bénéfices et surprofits sont toutefois à interpréter avec prudence. Le nombre d'années écoulées depuis le *financial close* (date de conclusion des principaux contrats en matière d'investissements, de coûts et de recettes) et la durée des crédits bancaires ont également une influence déterminante sur les chiffres des surprofits intermédiaires. Quoi qu'il en soit, ces chiffres montrent que la Creg doit suivre plus précisément les recettes et dépenses des parcs éoliens offshore pour pouvoir mieux indiquer si certains surprofits sont structurels ou temporaires.

Le montant des aides destinées aux parcs de la zone Princesse Élisabeth devra être fixé par appel d'offres. Les précautions nécessaires devront également être prises pour ces parcs afin de parvenir à un prix d'exercice (*strike price*) dans l'appel d'offres qui soit le plus proche possible des coûts réels majorés d'un rendement raisonnable pour les actionnaires du parc. La Creg peut utiliser son modèle d'estimation du coût de production de l'électricité (coût moyen actualisé de l'électricité – LCOE) pour définir un plafond (*cap*) réaliste pour ce prix. La Cour des comptes préconise de retravailler ce modèle à la lumière des lacunes qu'elle a relevées dans le mécanisme d'aide de la zone orientale et d'y intégrer des paramètres découlant d'une meilleure estimation.