

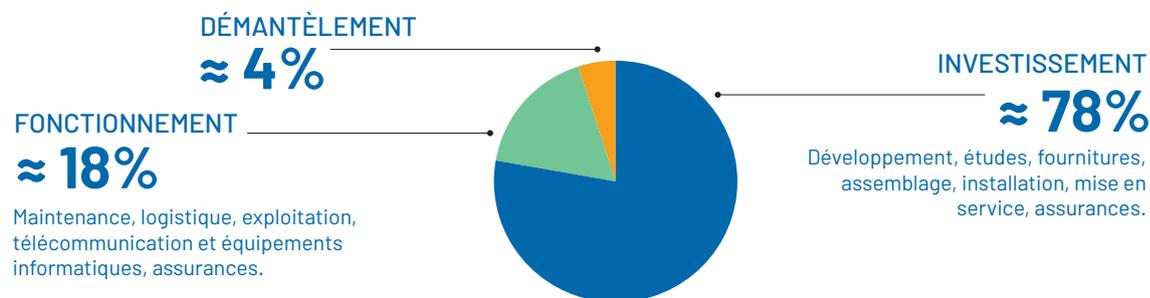
#12

COMBIEN COÛTE UN PARC ÉOLIEN EN MER EN FRANCE ? POURQUOI ET COMMENT L'ÉTAT A-T-IL CHOISI DE SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER EN FRANCE ?

Depuis la fin des années 2000, le développement des parcs éoliens en mer se fait à un rythme soutenu et continu en Europe. La technologie a également connu de nombreux progrès : la puissance unitaire des éoliennes installées a ainsi été multipliée par trois entre 2010 et 2017. Les coûts de ces parcs ont fortement diminué du fait des progrès technologiques, de la structuration de filières industrielles et par des effets d'échelle.

Le coût d'un parc éolien

Le coût d'un projet éolien en mer est de l'ordre de 1 à 2 Md€ pour 500 MW et d'environ 1,5 à 3 Mds€ pour 1GW. Il se décompose de la façon suivante¹ :



Source : MTES

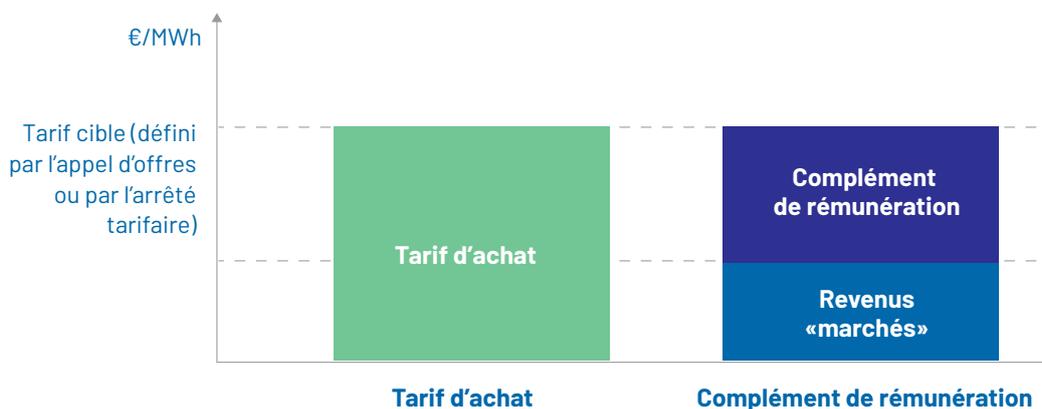
1. <https://www.ademe.fr/caracterisation-innovations-technologiques-secteur-leolien-maturites-filieres>

Le modèle économique

Le coût du soutien public

Bien qu'ils aient fortement baissé, les coûts de la plupart des énergies renouvelables ne sont à ce jour pas suffisamment inférieurs aux prix de marché pour que les industriels décident d'investir dans ces installations en prenant le risque que leurs revenus issus de la vente de l'électricité sur le marché ne compensent pas les coûts de construction et d'exploitation. En outre, les industriels ne disposent pas d'une visibilité suffisante sur les prix de marché de l'électricité au regard de la durée de vie d'une exploitation. **En France, l'État a décidé d'accorder un soutien public au développement d'énergies renouvelables afin d'accroître son effort dans la lutte contre le changement climatique.** Pour les installations de forte puissance comme les parcs éoliens en mer, cette subvention est versée sous la forme d'un complément de rémunération, contractualisé entre le porteur de projet et EDF Obligation d'Achat (EDF OA). Ce mécanisme est identique à celui mis en œuvre pour les autres projets d'énergie renouvelables.

Schéma de fonctionnement du complément de rémunération



Source : MTES



À noter : les fonds versés par EDF OA proviennent du compte d'affectation spéciale Transition Énergétique, alimenté par une partie des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) – qui s'applique notamment aux carburants fossiles essence et diesel, et de la taxe intérieure de consommation sur le charbon (TICC) qui s'applique sur les houilles, lignites et coques. **Cela signifie donc que le soutien aux énergies renouvelables est financé par des taxes sur des produits énergétiques fortement émetteurs de CO₂.**

Le coût d'investissement de chacun des projets éoliens en mer de 500 MW, issus des deux premières procédures de mise en concurrence lancées en 2011 et 2013 en France est de l'ordre de deux milliards d'euros. En outre, les porteurs de projets s'étaient engagés à faire construire de nouvelles usines en France (en pratique à Saint Nazaire, à Cherbourg et au Havre). Pour amortir le coût de ces projets, l'électricité produite doit être vendue à un prix proche de 145 €/MWh, garanti par les pouvoirs publics, pendant 17 à 18 ans. À l'issue de cette période de 17 ou 18 ans, l'électricité est vendue au prix de marché, qui sont volatiles mais étaient de l'ordre de 35 à 50 €/MWh ces dernières années.

Le soutien public restant à payer pour les projets éoliens en mer déjà engagés se situe entre 20 et 23 Md €, soit de l'ordre de 20% du total des engagements de l'État restant à payer pour les filières de production d'électricité renouvelable.

2. Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE.pdf>

Cependant, grâce notamment au développement récent de la filière, le coût de soutien public par parc éolien en mer décroît fortement. Ainsi, pour le projet au large de Dunkerque, dernier projet ayant fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence en France et attribué en juin 2019 à un consortium mené par EDF Renouvelables, le prix de référence fixé par le lauréat est de 44€/MWh, soit aux alentours du prix de marché actuel. Lorsque le prix de marché de l'électricité sera supérieur au prix de référence, la différence sera reversée au budget de l'État. La Commission de Régulation de l'Énergie estime donc que le coût de soutien public pour le projet au large de Dunkerque se situera entre -266 M€ (c'est-à-dire que jusqu'à 266 M€ pourraient être reversés par le lauréat à l'État) et 540 M€.

Pour un parc éolien de 1 GW, la réalisation du projet représenterait un investissement de 1,5 à 3 Mds€ environ, en fonction des caractéristiques du site et du parc. En supposant que ce parc fonctionnerait l'équivalent de 4 000 heures par an, et en supposant un tarif de 60€/MWh sur 20 ans et des prix de marché de l'électricité de 40€/MWh, le coût de soutien s'élèverait à 80 M€ par an, soit 1,6 Mds€ sur 20 ans. Cependant, en cas d'augmentation des prix de marché de l'électricité et de maintien des prix proposés par les candidats à des niveaux peu élevés (compte tenu de la maturité de la filière et en fonction des caractéristiques plus ou moins optimales des sites proposés), comme cela a été le cas pour le projet au large de Dunkerque, les parcs éoliens en mer pourraient représenter une source de revenu net pour l'État. À terme, il peut également être envisagé des parcs sans subventions publiques (hors raccordement) même si l'incertitude relative aux prix de marché à long terme de l'électricité pourrait freiner leur développement.

COMMENT EXPLIQUER LA BAISSÉ IMPORTANTE DES PRIX DE L'ÉOLIEN EN MER POSÉ ?

- L'effet d'échelle et l'augmentation de la puissance des éoliennes : puissance unitaire multipliée par trois entre 2010 et 2017.
- L'existence d'une filière de production avec plusieurs usines réparties sur le territoire (contrairement aux premiers parcs français, l'investissement ne supportera plus le coût de construction des usines).
- Des infrastructures portuaires adaptées (de la même façon, contrairement aux premiers parcs français, l'investissement ne supportera plus le coût d'aménagement des ports).
- L'optimisation et la mutualisation des moyens d'exploitation et de maintenance.
- Un cadre administratif adapté et flexible qui a fait l'objet de nombreuses réformes favorisant le développement de l'éolien en mer à moindre coût (autorisation environnementale unique, réforme du contentieux avec la suppression d'un niveau de recours, la spécialisation d'une cour administrative d'appel unique -celle de Nantes- et la limitation à un an du traitement des recours par cette cour, simplification du régime d'assurance, mise en place du dialogue concurrentiel...).
- La réalisation des premières études techniques et environnementales par l'État en amont de la procédure de mise en concurrence, puis délivrées aux candidats, ce qui leur permet de mieux connaître la zone et de mieux déterminer le coût exact d'implantation du parc (pour les six premiers parcs éoliens en mer, les candidats n'avaient aucune information fournie par l'État sur les possibilités techniques d'implanter des éoliennes).
- La prise en charge financière du raccordement par RTE, et la mise en place d'un dispositif d'indemnités en cas de retard ou d'avarie du raccordement.
- Des conditions de prêt plus avantageuses du fait de la plus grande maturité de la filière éolienne en mer et de sa fiabilité et de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés financiers.

Facteurs influençant le montant du tarif de l'électricité demandé par un lauréat

Le tarif de l'électricité demandé par le lauréat est influencé par les caractéristiques du site et par les modalités de partage des risques entre l'industriel, l'État et RTE.

Le choix des zones de projet préférentielles aura donc une influence sur ce prix. Les facteurs relatifs au choix des sites qui influenceront sur ce prix de référence sont :

- La force et la régularité du vent : une différence de 1 m/s en vitesse moyenne engendre une différence de 15 €/MWh environ sur le prix de référence de l'électricité ; la régularité du vent est en outre un facteur d'optimisation du facteur de charge des éoliennes.
- Les caractéristiques du sous-sol marin : un sous-sol sédimentaire engendrera des coûts moins élevés pour les fondations qu'un sous-sol rocheux, et facilitera l'ensouillage des câbles inter-éoliennes et des liaisons de raccordement.
- La profondeur d'eau : plus les fondations sont hautes, plus elles sont coûteuses.
- Le marnage (différence entre le niveau minimum et maximum de la mer avec les marées) : plus il est faible, plus l'accès aux éoliennes pour la maintenance est facilité.
- L'éloignement aux ports pour la construction et la maintenance : les coûts logistiques sont plus importants quand les rotations des navires pour la construction et la maintenance sont plus longues.

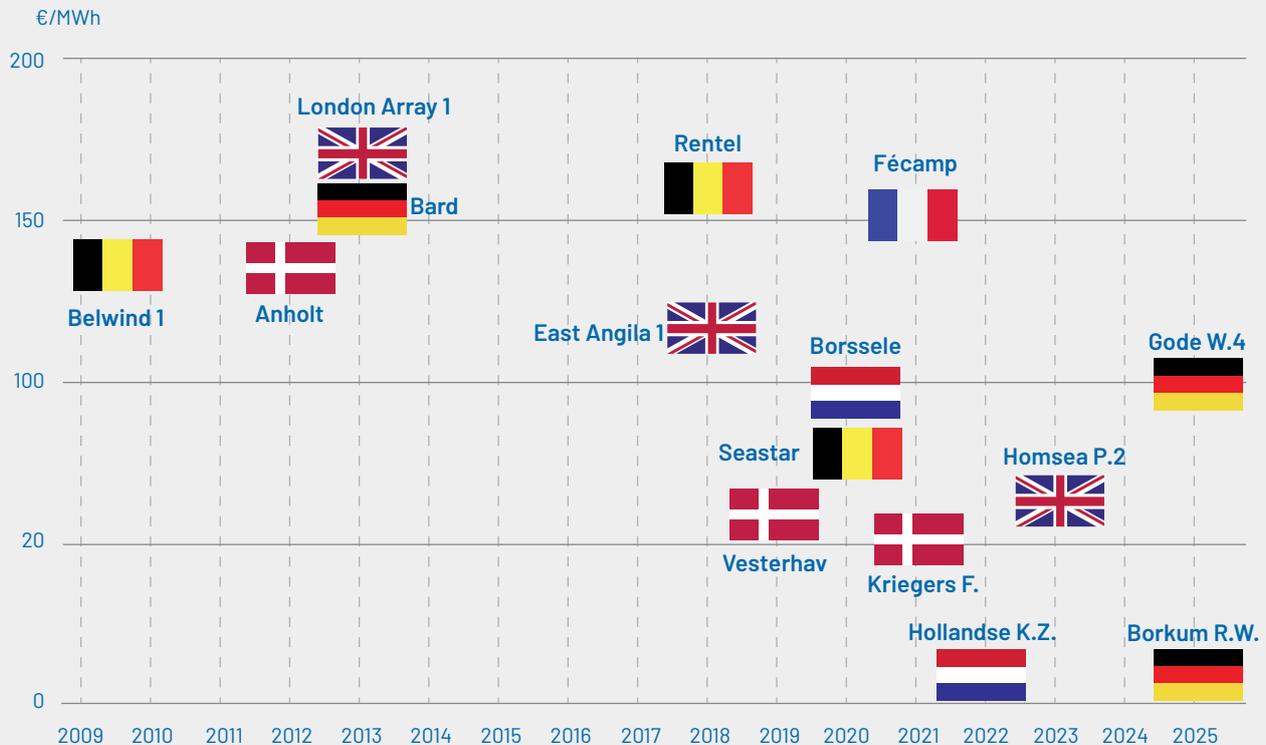
Par ailleurs, le partage des risques et des coûts entre l'industriel et les autres acteurs (État et RTE) influe également sur le tarif proposé par le lauréat. Ce partage a été rééquilibré par rapport aux premiers projets, afin de réduire les importantes marges de risques prévues dans les premiers appels d'offres : l'État réalise désormais des études techniques en amont de la mise en concurrence. Transmises aux candidats avant le dépôt de leurs offres, elles leur fournissent un niveau d'information suffisant et permettent de diminuer de manière très significative le niveau de risque pris par les candidats, et donc le prix demandé dans leurs offres. De son côté, RTE réalise des études sur le fuseau de raccordement visant à connaître la zone qui accueillera les câbles des liaisons à terre et en mer et le poste électrique en mer. Une partie de ces études seront menées conjointement par l'État et par RTE pour optimiser leur coût.

En outre, les documents de la procédure de mise en concurrence définissent dorénavant très précisément le partage des responsabilités entre l'État, RTE et l'industriel. Ces éléments sont discutés lors du dialogue concurrentiel, ce qui permet à l'État d'optimiser le partage des risques avec l'industriel lauréat, pour obtenir les tarifs de soutien optimaux.

À L'ÉTRANGER

Certains des derniers parcs éoliens en mer attribués en Mer du Nord n'ont aucune garantie de prix. Dans ce cas, le producteur vend l'électricité au prix du marché et supporte le risque de variation des prix de marché. Il s'agit cependant de situations particulières, dans lesquelles les risques sont considérablement réduits pour les candidats : lorsque par exemple le raccordement est déjà présent et qu'il ne s'agit que d'une extension d'un parc existant, avec la certitude que le raccordement sera disponible ; ou dans des pays présentant un cadre réglementaire différent de celui de la France, avec par exemple des autorisations obtenues par l'État, purgées de recours et fournies au lauréat, ce qui permet au lauréat de démarrer la construction du parc au lendemain de sa désignation. Ces projets sont en outre construits dans le contexte de la Mer du Nord, qui présente des conditions techniques nettement plus propices (vents plus forts, sols sableux, fonds marins peu profonds sur de longues distances) que celles des façades maritimes françaises.

Évolution des prix annoncés pour un échantillon de projets en fonction de leur date (prévisionnelle ou effective) de mise en service



Source : Étude IFRI, « L'essor de l'éolien en mer du Nord », juillet 2018

NB : Les valeurs en €/MWh estimées ci-dessus ne reflètent pas des coûts constatés ex post, mais des niveaux de prix calculés ex ante par les porteurs de projet pour atteindre leurs objectifs de rentabilité.

Zoom sur le coût du raccordement



<https://www.rte-france.com/fr/article/evolution-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035>

Les coûts liés au raccordement ne représentaient historiquement qu'une part limitée des coûts complets de l'éolien en mer, évaluée entre 10 et 15% pour les premières procédures de mise en concurrence attribuées en France, soit en moyenne 300 M€ par raccordement³.

Les futurs parcs éoliens en mer pourraient être situés à des distances plus éloignées des côtes que ceux issus des premières procédures de mise en concurrence ; le coût de raccordement unitaire de ces futurs parcs sera donc en moyenne supérieur. S'il est possible d'envisager des raccordements en courant alternatif à des distances importantes, au-delà des longueurs de câbles qui seront plus élevées, des moyens de compensation supplémentaires à terre et en mer doivent être installés. À plus de 80 à 100 km, il peut être nécessaire de passer en courant continu, ce qui entraîne une forte augmentation des coûts. Par ailleurs, pour les sites plus éloignés des côtes, des équipements de transports (nautiques et aériens) plus coûteux pourront être nécessaires et il faudra prévoir des temps de trajets plus longs.

Une mutualisation des raccordements et du poste en mer pour plusieurs parcs éoliens proches les uns des autres permettrait cependant des gains significatifs sur les coûts globaux de raccordement.

3. Hors poste en mer, non compris dans le périmètre de RTE pour les deux premiers appels d'offres (c'est-à-dire pour les 6 premiers parcs éoliens en mer).

À L'ÉTRANGER

En Grande-Bretagne, les projets de raccordement des parcs éoliens en mer sont portés par les lauréats des parcs éoliens avec un transfert obligatoire de l'actif à des acteurs privés (OFTO), une fois le parc mis en service. Les coûts des raccordements britanniques déjà réalisés se situent en moyenne à près de 900 k€/MW (avec une forte disparité), au-dessus des coûts des raccordements des 6 premiers parcs éoliens en mer pour la France (environ 800 k€/MW en moyenne, y compris le poste en mer). L'écart s'explique en grande partie par le fait que les coûts de financement sont portés par les développeurs dans le modèle britannique.

À l'inverse, les coûts de raccordement pour certains parcs néerlandais et danois sont aujourd'hui inférieurs à la moyenne envisagée pour les parcs français. En effet, le cadre néerlandais permet de proposer des raccordements mutualisés et standardisés. En outre, aux Pays-Bas comme au Danemark, les conditions physiques des sites sont très favorables pour le raccordement (fonds marins meubles, faible bathymétrie, distance des côtes favorables).

En Allemagne, les coûts de raccordement sont nettement supérieurs à ces références du fait du choix de la technologie en courant continu et des distances élevées des parcs à la côte.

Évolution du cadre législatif

En 2017 et 2018, le cadre législatif et réglementaire pour le raccordement des projets éoliens en mer a fait l'objet d'une large transformation. Celle-ci a permis de baser le régime français sur les meilleures pratiques observées en Europe, et de transférer au gestionnaire de réseau (RTE) la responsabilité des raccordements. De plus, un régime indemnitaire est maintenant prévu pour le producteur en cas de retard ou d'indisponibilité du raccordement.

Ces modifications ont comme principale conséquence de faire porter au gestionnaire de réseau, via le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), le coût des raccordements, qui constitue une composante significative du coût complet de l'éolien en mer.

Soutien public pour le raccordement

Le coût du raccordement est couvert par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le TURPE est présent sur la facture de tous les consommateurs, particuliers ou industriels, et son montant est fixé par la Commission de régulation de l'Énergie (CRE). Le TURPE permet à la fois la couverture des coûts engagés par les gestionnaires du réseau ainsi que la rémunération des investissements des gestionnaires. Il vise à assurer la neutralité du service rendu par les gestionnaires du réseau d'électricité pour tous les fournisseurs et à l'adresse de l'ensemble des particuliers et professionnels.