

Combien coûte un parc éolien flottant en France ?

Les principaux points abordés

Cette fiche est consacrée au coût d'un parc éolien en mer et de son raccordement, et aux différents facteurs qui le déterminent.

Ainsi, elle présente :

- le coût général d'un parc éolien en mer flottant et les estimations de coûts qui ont été réalisées pour le projet ;
- le coût du raccordement et les différents éléments qui le déterminent ;
- le retour d'expérience sur le coût des parcs pilotes dans le cadre de l'appel à projets EolFlo ;
- les facteurs qui influencent le tarif de l'électricité demandé par le lauréat.

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. La technologie flottante est plus récente et donc moins éprouvée que celle de l'éolien en mer posé. Toutefois, les acteurs du secteur prévoient une baisse rapide des coûts avec l'accélération du développement commercial de l'éolien flottant, convergeant ainsi vers ceux de l'éolien posé dans les prochaines années.

1. Le coût estimé d'un parc éolien flottant

Il n'existe pas de parc commercial flottant en activité, mais des simulations de coûts ont été réalisées¹, notamment par le centre de recherche ECN (maintenant part de TNO²) aux Pays-Bas. Ces évaluations déterminent le coût d'un projet éolien en mer flottant compris entre 600 et 700 M€ environ pour 250 MW (hors raccordement au réseau de transport, voir point 2).

Comment expliquer la baisse importante attendue des prix de l'éolien en mer flottant ?

Les mêmes facteurs qui expliquent la baisse des prix des projets éoliens en mer posés vont s'appliquer :

- l'effet d'échelle et l'augmentation de la puissance des éoliennes : puissance unitaire déjà augmentée de 30 % depuis 2016. Par ailleurs, les usines de turbines et pales installées en France sont déjà construites et vont donc nécessiter moins d'investissements ;
- 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, etc.) ;
- 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 (y compris le poste électrique en mer), et la mise en place d'un dispositif d'indemnités en cas de retard ou d'avarie du raccordement ;
- des conditions de prêt avantageuses du fait du retour attendu des projets pilotes et de la baisse des taux d'intérêt sur les marchés financiers.

¹ Katsouris G., Marina A., *Cost Modelling of Floating Wind Farms*, ECN, mars 2016 : <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--15-078>

² Organisme de recherche indépendant : <https://www.tno.nl/>

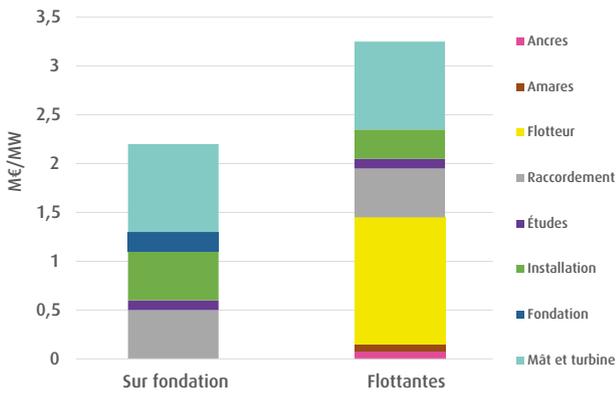
1



2



Principaux postes d'investissement Comparaison entre l'éolien flottant et posé



Source : graphique reconstitué à partir des travaux de Michel Cruciani, dans "L'éolien offshore flottant dans sa dimension industrielle et technologique", IFRI, juillet 2019 (ISBN / ISSN : 979-10-373-0047-8) et d'après Katsouris G., Marina A., *Cost Modelling of Floating Wind Farms*, ECN, mars 2016.

Avec l'accélération du développement commercial de l'éolien flottant, les coûts de l'éolien flottant convergeront vers ceux de l'éolien posé dans les années qui viennent. Une étude³ de BVG Associates et d'Innosea pour le compte de l'ADEME a identifié les perspectives de réduction des coûts de l'éolien en mer en France

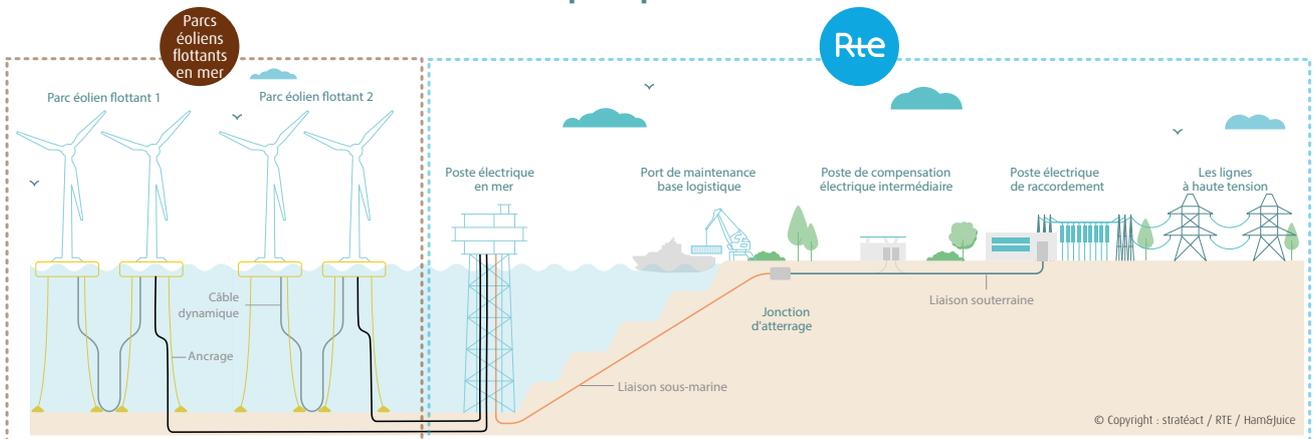
d'une situation de référence en 2015 jusqu'à l'horizon 2030 sur tous les éléments constituant la chaîne de valeur de l'éolien. Cette étude montre que les réductions de coûts sur les turbines (augmentation des performances, augmentation de la taille et la puissance des machines, industrialisation) sont le moteur de la réduction des coûts. Néanmoins, la maturité de l'éolien flottant étant moindre, le soutien public qui lui sera accordé restera plus important pendant encore quelques années.

Ainsi, d'après les études menées, la réalisation de parcs éoliens de 250 MW et 500 MW représenterait un investissement total de 750 M€ puis 1,5 G€ environ (hors raccordement), en fonction des caractéristiques du site et des parcs. En supposant que le premier parc de 250 MW fonctionnerait l'équivalent de 4 000 heures par an (équivalent à environ 46 % du temps à pleine charge), et en supposant un prix de l'électricité fixé par le lauréat à 120 €/MWh et des prix de marché de l'électricité de 40 €/MWh sur 20 ans, le coût de soutien s'élèverait à 80 M€ par an, soit 1,6 G€ sur 20 ans. Néanmoins ce niveau de soutien peut être amené à diminuer si les prix de l'électricité augmentent, ou si les prix de l'éolien en mer flottant baissent plus rapidement qu'attendu. Il pourrait à terme également être envisagé des parcs sans subvention publique (hors raccordement) même si l'incertitude relative aux prix de marché à long terme de l'électricité pourrait freiner leur développement lors des premiers parcs.

2. Zoom sur le coût du raccordement

Le coût du raccordement dépend de nombreux facteurs, les principaux étant la longueur (distance au point de raccordement), la bathymétrie et la nature des sols. Il est donc très variable d'un projet à un autre.

Schéma de principe du raccordement



Les coûts liés au raccordement représentent historiquement 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 à titre indicatif, en moyenne 300 M€ par raccordement⁴.

Comme précisé précédemment, la variabilité est grande d'un projet à l'autre et ces chiffres ne présument pas du coût prévisible de ce projet, dans un sens comme dans l'autre. Les futurs parcs éoliens en mer flottants pourraient être situés à des distances bien plus éloignées des côtes que les parcs éoliens en mer posés issus des premières procédures de mise en concurrence ; le coût de raccordement unitaire de ces futurs parcs sera donc en moyenne supérieur. Par ailleurs, lorsque la distance augmente, des moyens de compensation supplémentaires de l'énergie réactive à terre et/ou en mer doivent être installés.

Une mutualisation du raccordement pour plusieurs parcs éoliens proches les uns des autres permettrait cependant des gains significatifs sur les coûts globaux de raccordement. Pour le présent projet, la solution du raccordement mutualisé est privilégiée par l'État. Cela signifie que le parc de 250 MW et le parc ultérieur allant jusqu'à 500 MW partageraient les mêmes infrastructures de raccordement. Ils s'inscrivent ainsi dans une dynamique novatrice permettant, par la planification, de réduire l'impact environnemental des parcs éoliens en mer et les coûts de raccordement. Il y aurait alors une unique plateforme électrique en mer et des opportunités de mutualisation des tracés et des atterrages.

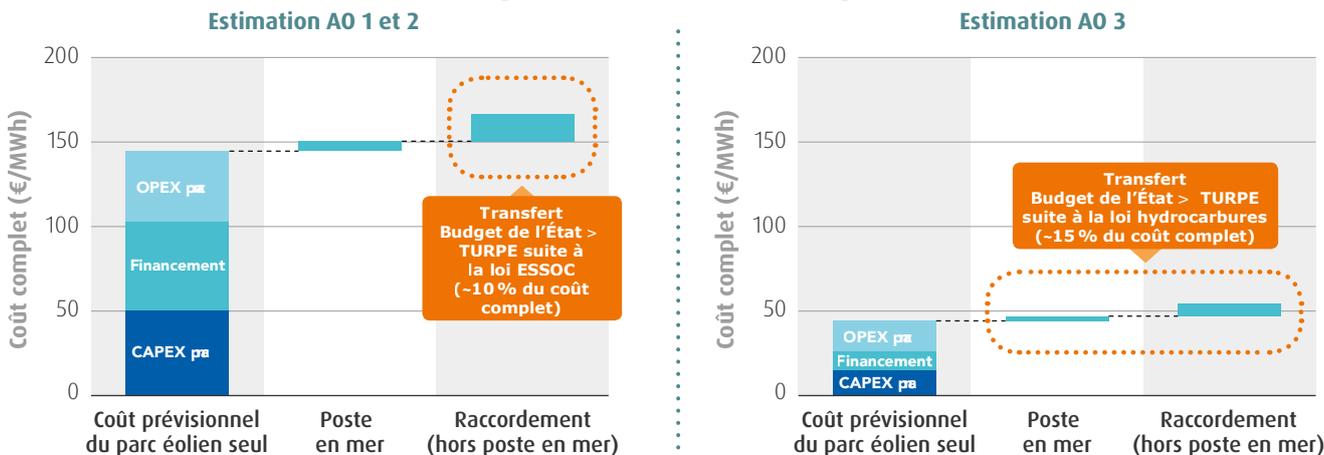


³ <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/innovations-dans-l-eolien-rapport-final.pdf>

⁴ Hors poste en mer, non compris dans le périmètre de RTE pour les deux premiers appels d'offres (c'est-à-dire pour les six premiers parcs éoliens en mer).

Le coût du projet breton dépendra ainsi étroitement de la distance à la côte du futur parc. À titre illustratif, si le poste en mer était situé à 30 km des côtes, la part du raccordement représenterait environ 25 % du coût du parc (sur la base des hypothèses de coût du parc évoquées plus haut), tandis que s’il était situé à 50 km, la part du raccordement pourrait atteindre 30 % ou plus.

Estimation de la décomposition du coût complet de l'éolien en mer



Le coût du raccordement des parcs éoliens en mer à l'étranger⁵

- **Grande-Bretagne** : les projets de raccordement des parcs éoliens en mer britanniques 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 déjà réalisés se situent en moyenne à près de 900 k€/MW (avec une forte disparité), au-dessus des coûts des raccordements des six premiers parcs éoliens en mer pour la France (environ 800 k€/MW en moyenne, y compris le poste en mer). L'écart s'explique entre autres par les spécificités du modèle britannique (projets construits par les développeurs de parcs puis revendus à des opérateurs de réseaux privés, induisant des coûts de transaction et de financement supplémentaires).
- **Danemark et Pays-Bas** : à l'inverse de la Grande-Bretagne, 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).
- **Allemagne (mer du Nord)** : 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.

3. La maintenance et le démantèlement

À ce stade, il est très difficile d'estimer les coûts liés à la maintenance et au démantèlement qui dépendent de plusieurs facteurs : importance du marnage, éloignement du port, choix de la technologie de support et d'ancrage, etc.

Une étude théorique⁶, publiée en mars 2020, modélisant le cycle de vie d'un parc éolien flottant de 25 éoliennes de 5 MW, situé à 165 km du port montre que les coûts de maintenance sont de l'ordre de 18 à 20 % du coût total selon la technologie de flotteur et ceux du démantèlement de 4 à 8 %.

Cette étude s'appuie sur un modèle mathématique et non sur des retours d'expérience. Il s'agit donc d'un éclairage mais qui ne présage pas de la répartition des coûts effectifs des projets de parc soumis au débat.

4. Le retour d'expérience sur les fermes pilotes de l'appel à projets EolFlo

a. EolMed à Gruissan

Ce parc éolien, construit au large de Gruissan dans l'Aude (11) et d'une puissance totale de 30 MW, permettra de produire près de 100 millions de kWh/an soit la consommation électrique annuelle de 50 000 habitants. Le coût du projet est estimé à 212 millions d'euros⁷. Ce montant comprend l'ensemble des études nécessaires aux dossiers de demandes d'autorisations, l'achat des machines, des câbles et ancrages, la construction des flotteurs, le coût de l'installation en mer de ces équipements, ainsi que le démantèlement du parc au terme de la concession (20 ans). Le raccordement au réseau électrique de 27 km financé par le producteur et réalisé par RTE (Réseau de transport d'électricité).

5 RTE, « Schéma décennal de développement du réseau », chapitre 6, 2019.

6 A life cycle cost model for floating en mer wind farms, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716>

7 <https://www.eolmed.fr/le-calendrier-et-financement/>

6



7



b. Les éoliennes flottantes du golfe du Lion

Le projet prévoit l'installation d'un parc pilote de trois éoliennes flottantes au large de Leucate Le Barcarès dans l'Aude (11) à l'horizon 2022. Les trois éoliennes d'une puissance unitaire de 10 MW environ seront assemblées sur des structures flottantes en acier et installées à environ 16 km des côtes. En captant les vents réguliers et soutenus du large, elles couvriront à elles seules les besoins en électricité de plus de 50 000 habitants du littoral. Le coût initial est estimé à 180 M€⁸. Le raccordement est réalisé par RTE.

c. Provence Grand Large

Les trois éoliennes seront installées sur la zone dite de « Faraman », à 17 km au large de la plage Napoléon située sur la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône dans les Bouches-du-Rhône (13). Le projet sera ensuite raccordé au réseau public de transport d'électricité via un câble sous-marin de 19 km et un câble souterrain de 9 km. Le coût total du projet (développement, construction, exploitation) est estimé à 200 millions d'euros environ⁹.

d. Éoliennes flottantes de Groix et Belle-île dans le Morbihan (56)

Les éoliennes développées par MHI Vestas Offshore Wind offrent une puissance de 9,5 MW chacune. Les trois éoliennes de ce projet pilote, démonstrateur de la technologie flottante, produiront près de 100 GWh alimentant l'équivalent de la consommation électrique de plus de 47 000 habitants par an, soit l'équivalent de près de 80 % de la ville de Lorient.

Le fuseau de passage retenu pour le câble en mer fait environ 33 km de longueur. Le coût actualisé du projet est de l'ordre de 230 M€¹⁰. Pour les projets pilotes le coût moyen global est de 8 M€/MW avec des valeurs comprises entre 7,5 et 8,6.

5. Le tarif de l'électricité demandé par le lauréat et les facteurs influençant son prix

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 pour le parc de 250 MW et celui de 500 MW maximum auront donc une influence sur ce prix. Les facteurs relatifs au choix des sites qui influenceront sur ce prix de référence sont :

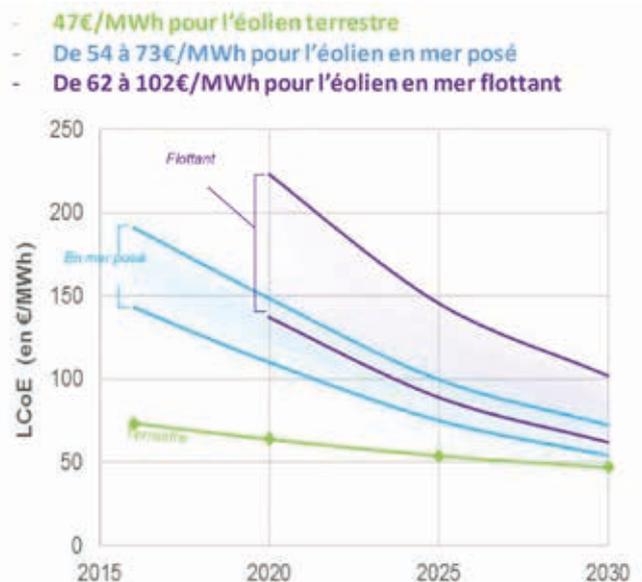
- la force et la régularité du vent : une différence de 1 m/s en vitesse moyenne engendre une différence de 15 €/MWh environ sur le prix de référence de l'électricité ; la régularité du vent est en outre un facteur d'optimisation du facteur de charge des éoliennes ;
- les caractéristiques du sous-sol marin : un sous-sol sédimentaire engendrera des coûts sensiblement moins élevés pour les ancrages qu'un sous-sol rocheux, et facilitera l'ensouillage des câbles inter-éoliennes et des liaisons de raccordement ;

- 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, et moins la technologie des lignes d'ancrage est complexe (les grandes variations de hauteur d'eau complexifiant la fixation du flotteur sur un point donné) ;
- l'éloignement aux ports pour l'acheminement des éoliennes jusqu'à leur zone d'implantation ainsi que la maintenance : les coûts logistiques sont plus importants quand les rotations des navires pour 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 et RTE réalisent désormais des études techniques et environnementales 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 sera menée 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.

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



8



9



10



8 <https://www.debatpublic.fr/projet-parc-pilote-deoliennes-flottantes-eoliennes-flottantes-du-golfe-du-lion-0>

9 <https://www.provencegrandlarge.fr/faq/>

10 <https://www.letelegramme.fr/bretagne/groix-belle-ile-des-turbines-danoises-pour-les-eoliennes-flottantes-07-10-2019-12402613.php>