

## Les grandes centrales éoliennes en mer flottantes sont-elles compétitives ?

Le ministère entend créer de vastes champs éoliens flottants en mer : une **production concentrée et compétitive** selon lui, mais qu'en est-il vraiment ?

### Une production en réalité moyennement concentrée et non pilotable

A la différence des parcs éoliens terrestres disséminés dans le territoire, il s'agit en effet d'une production concentrée, en format unitaire d'environ 500 MW.

En réalité, cela représente 13 à 15% du productible d'un EPR 2 compte tenu des facteurs de charge moyens respectifs, étant précisé que l'éolien flottant étant situé assez loin des côtes bénéficie d'un vent supérieur et plus régulier que celui des centrales offshore ' posées au sol '.

En outre, à la différence d'un EPR2, la production dépend du vent et n'est pas pilotable ce qui nuit à la stabilité du système.

### Une production en réalité peu compétitive

- Les investissements de raccordement au réseau sont endossés par RTE et donc payés par le consommateur via le Turpe (20 à 25 €/ MWh) : un avantage exorbitant du droit commun.
- Les coûts d'investissement de l'éolien flottant sont supérieurs de 30% à ceux du posé au sol, ce qui n'est pas compensé par un facteur de charge moyen un peu supérieur.

### La réalité des coûts de production hors raccordements est bien présente :

- aujourd'hui, le coût complet de production s'établit à 143 €/ MWh, hors marge bénéficiaire, sur base d'un investissement 3,7 m€/MW, avec durée de vie 20 ans et facteur de charge moyen 35%. Cf. [https://cereme.fr/wp-content/uploads/2025/04/cereme\\_tableur\\_fichier-source\\_pour\\_le\\_calcul\\_des\\_couts\\_complets\\_de\\_production.pdf](https://cereme.fr/wp-content/uploads/2025/04/cereme_tableur_fichier-source_pour_le_calcul_des_couts_complets_de_production.pdf)
- en admettant un progrès sur ces trois paramètres (investissement 3 m€/ MW, durée de vie 25 ans, facteur de charge moyen 44%), ce coût complet de production serait encore de 90 €/ MWh, à quoi il faudrait ajouter un minimum de marge bénéficiaire.

L'engouement du ministère sur ces projets s'explique par une croyance en la baisse des coûts d'investissements que rien ne vient justifier, ainsi que par une surestimation de la durée de vie des installations dans un milieu cependant corrosif, une surestimation notoire des facteurs de charge moyen, et une absence d'estimation des enjeux environnementaux.

- lire à ce sujet notre dossier « L'éolien en mer : une pertinence économique en débat »  
<https://cereme.fr/wp-content/uploads/2024/03/fiche-Le%CC%81olien-en-mer-a-t-il-une-pertinence-e%CC%81conomique-14-mars.pdf>

Dès lors :

- Il n'est pas étonnant que tous les projets connus en Europe aient été conclus à des prix supérieurs à ceux du (1) ci-dessus : Grande-Bretagne entre 140 € et 230 € selon les lots du Round 6, Ecosse 217 € (Hywind), Italie-Sicile 185 € (MetWind, Renexia), France 240 € (expérimentation Golfe du Lion).
- Il est en revanche très étonnant que les AO de 2024 sur deux centrales en Méditerranée de 250 MW unitaires seulement aient abouti à un prix convenu de 90 €, proche du (2) ci-dessus.
- De toute évidence il résulte d'une stratégie commerciale des porteurs de projet : une vente à perte.