

L'éolien en mer a-t-il une pertinence économique ?

Résumé exécutif :

Dans une fiche pédagogique en 2021 ***Le point sur l'éolien en mer : de l'importance de rétablir certaines vérités***¹, le Cérémé rappelait que si l'éolien en mer a un atout en sa faveur (son rendement technique lié à des vents plus forts et plus réguliers qu'à terre), il n'en a pas moins des coûts élevés et de profonds impacts sur l'environnement.

Nous prolongeons cette réflexion par un éclairage sur la réalité chiffrée des principaux paramètres de calcul des coûts complets de l'éolien en mer :

- rendement technique : au large des côtes françaises, il est plus proche de 32% que des 35 à 37% constatés en mer du Nord et mer Baltique, et inférieur aux 44,4% annoncés par l'Etat.
- durée de vie des équipements : elle est plus proche de 20 ans que des 25 à 30 ans annoncés dans les documents officiels, en raison notamment des phénomènes de corrosion.
- coût des investissements initiaux (Capex) : entre 3,3 (flottant) et 2,7 m€/MW installé (posé au sol) hors raccordements. Ce avant l'inflation en cours sur les matériaux et sur les composants.
- coût des raccordements : entre 15 (posé au sol) et 25 € (flottant) par MWh produit. Un coût incompressible, inclus dans la facture de transport et de distribution imposée aux particuliers et aux entreprises.
- coûts environnementaux : un jour il faudra réparer les atteintes à l'environnement marin : sols, mer, espèces vivantes. Aucune provision n'est prévue dans les comptes des opérateurs.

Dès lors, les coûts complets de production de l'éolien en mer annoncés par les pouvoirs publics sont à la fois incertains et fortement sous-estimés.

Ce constat ne prédispose pas en faveur d'un engagement massif sur cette technologie coûteuse.

¹ https://cereme.fr/wp-content/uploads/2021/09/Cereme_fiche-pedagogique-5_Eolien-en-mer_le-point-sur.pdf

#1 - Les rendements techniques (facteur de charge moyen) :

Le dossier présenté au public par l'ancien Ministère de la transition énergétique pour la Stratégie Française Energie Climat 2050 évoquait un rendement technique (appelé facteur de charge moyen) de l'éolien en mer de 44,4%.

Ce chiffre précis est cependant non sourcé ni justifié, comme le Céréme l'a mentionné dans sa contribution du 18 décembre 2023 ², quelle que soit la technique retenue : posé au sol ou éolien flottant.

a) l'éolien posé :

- en France :

France Energies Marines exprime que :

L'éolien posé offshore s'impose en Europe du Nord comme l'une des principales sources d'énergies renouvelables. En mer, les vents étant plus stables et souvent de vitesse moyenne plus élevées, les parcs éoliens ont un facteur de charge de 45 % ³

Ainsi, la filière et l'Etat projettent sur les côtes françaises les chiffreages des centrales déjà en exploitation en Mer du Nord et en Mer Baltique.

En France la seule référence est la centrale de Saint Nazaire qui pour sa première année invoque un rendement de 33%. Quant à Saint Brieuc progressivement mise en service à partir de novembre 2023, il faudra attendre encore une année pour connaître la réalité de ses rendements techniques.

- en Europe du Nord :

Le chiffreage de 45% avancé par France Energies Marines est fortement surestimé.

Productions effectives sur quatre années-tests (source ENTSOE) :

Eolien en mer, Europe : les facteurs de charge moyens							
https://www.entsoe.eu/data/power-stats/							
	Allemagne	Danemark	Belgique	Pays-Bas	Portugal	UK	Total
2016							
Production annuelle (TWh)	12,1	4,7	2,4	2	-	12,7	33,9
puissance installée (GW)	4,1	1,3	0,7	0,6	-	5	11,7
facteur de charge moyen	34%	41%	39%	38%	-	29%	33%
2018							
Production annuelle (TWh)	19	4,6	3,4	3,5	-	16,7	47,2
puissance installée (GW)	6,4	1,7	1,2	1	-	6,6	16,9
facteur de charge moyen	34%	31%	32%	40%	-	29%	32%
2021							
Production annuelle (TWh)	24	7,2	6,8	7,9	0,1	35,5	81,5
puissance installée (GW)	7,8	1,7	2,2	2,4	0,025	12,2	26,3
facteur de charge moyen	35%	48%	35%	38%	46%	33%	35%
2022							
Production annuelle (TWh)	24,7	8,5	6,5	7,9	0,1	45	92,7
puissance installée (GW)	7,8	2,3	2,2	2,4	0,025	14	28,7
facteur de charge moyen	36%	42%	34%	38%	46%	37%	37%

Ainsi, le rendement technique du posé au sol autrement dit le parc actuel de l'Europe du Nord) est surestimé d'environ **25%** (45% vs la moyenne des ces quatre années). A l'exception notable du Danemark.

² https://cereme.fr/wp-content/uploads/2023/12/SFEC-2050_contribution-Cereme_-1.pdf

³ <https://www.france-energies-marines.org/eolien-pose/>

b) l'éolien flottant :

L'éolien posé au sol n'est pas une référence d'avenir en France, **puisque** depuis la Loi du 10 mars 2023 **les projets seront désormais éloignés d'au minimum 20 km de nos côtes**, dans des zones où le plateau continental est fortement abaissé, à la différence de la mer du Nord ou de la Baltique peu profondes.

Ils seront donc accordés, nécessairement, sur un schéma technique éolien flottant.

Quel est le référentiel des rendements techniques sur l'éolien flottant ?

- le site écossais de Hywind, au facteur de charge moyen de 54% ⁴.
- un site au large du Portugal, dont le rendement technique était cependant de 34 % seulement pour sa première année d'exploitation⁵.
- lors du débat public sur l'éolien flottant en Méditerranée, il fut annoncé un rendement technique de 50% :

« Les facteurs de charge prévisionnels des fermes pilotes du golfe du Lion se situent entre 43 et 50 % selon les sites. Du fait de vents plus forts au large et des améliorations attendues dans le domaine de l'éolien flottant, l'hypothèse d'un facteur de charge à 50 % pour le projet de parcs éoliens flottants en Méditerranée a été retenue ».

Des doutes ont été exprimés par le public. Le public avait raison, puisqu'à date ces *fermes pilotes* ne sont toujours pas en exploitation.

Faute de référentiel officiel le Céréma a réalisé une étude comparée des vitesses de vents sur 24 spots.

Cette étude montre que les vitesses de vents en Manche, Atlantique et Golfe du Lion sont inférieures de 15 à 20% aux vitesses de vent en mers du Nord et Baltique ⁶ (voir les détails en **ANNEXE**). Sous la réserve technique que les rapports relatifs entre les vitesses de vent à 30-40 km de distance à la côte et les vitesses de vent sur ces spots côtiers soient constants, seule hypothèse disponible faute de statistiques accessibles sur la réalité des vents à 40 km de la côte.

Il est cependant prétendu que l'augmentation en cours des diamètres rotor et des hauteurs ainsi que de la puissance pourrait renforcer le rendement technique des éoliennes en mer.

C'est cependant peu probable, à lecture du dossier **Offshore Wind Outlook** publié en 2019 par l'Agence Internationale de l'Energie QUI en p. 21 ⁷ émet des réserves à ce sujet :

« ... not all projects will necessarily see a significant increase in performance as a result of using larger turbines. Capacity factors remain dependent on the quality of the wind speeds of individual sites, which may not be suitable for larger turbines. ».

Il convient donc de rester prudent sur les perspectives de meilleurs rendements techniques qu'offrirait des machines surpuissantes, indépendamment de leurs surcoûts en maintenance et de leurs impacts environnementaux.

Conclusion : bien qu'il puisse raisonnablement être admis que le rendement technique de l'éolien flottant soit supérieur à celui du posé au sol, **le rendement technique de 44,4% au large des côtes françaises annoncé par l'Etat est fortement surestimé.**

A chaque point de rendement technique en moins par rapport à l'objectif affiché par le Ministère il est attaché un surcoût de production de 2,2%, soit 22% pour 10 points en moins. On voit ainsi combien ce paramètre est essentiel si l'on veut rester dans des zones de coûts acceptables.

⁴ <https://www.ft.com/content/6097e183-d3b4-45dd-8de8-9a91556cd3b1>

⁵ <https://www.revolution-energetique.com/des-resultats-au-dela-des-esperances-pour-le-premier-parc-eolien-flottant-semi-submersible/>

⁶ <https://content.meteoblue.com/en/private-customers/website-help/history-and-climate/climate-comparison>

⁷ https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf

#2 – La durée de vie :

La durée de vie effective des installations détermine elle aussi le potentiel de production qui est le dénominateur du coût de production par MWh.

Pourtant, ce paramètre est escamoté dans le débat public, au point que le débat public « *La mer en débat* » animé par la CNDP en 2024 se garde d'en parler.

La seule référence officielle figure dans une fiche Ministère - RTE⁸ qui fut utilisée dans le débat public CNDP sur l'éolien flottant en Méditerranée, en marge d'un sujet technique :

« *L'exploitation et la maintenance des parcs sont réalisées pendant toute la durée de vie du parc (25 à 30 ans environ), depuis la mise en service des installations jusqu'au démantèlement.* »

A chaque année de durée de vie en moins par rapport à l'objectif affiché par le Ministère il est attaché un surcoût de production de 1,6%, soit 8% pour une différence de 5 années.

Tout donne à penser, y compris de récents incidents sur la centrale de Hywind au large de l'Ecosse, **que la durée de vie effective de l'éolien en mer sera plus proche de 20 ans que de 25 ans.** Notamment en raison des phénomènes de corrosion marine, qui par ailleurs jouent aussi sur le rendement technique dans les dernières années.

Si l'on cumule les deux paramètres « rendement technique » et « durée de vie », le surcoût de production entre la situation la plus favorable affichée par le Ministère (45% ; 25 ans) et la réalité la plus probable que l'on voit se profiler (35% ; 20 ans) est de 30%.

#3 - Les coûts des investissements initiaux (Capex) :

L'éolien offshore requiert un investissement très élevé, que les analyses les plus optimistes évaluent entre 2,6 et 3,2 m€/MW installé (*) selon la technologie retenue : posé au sol ou flottant.

(*) coûts avant la crise ukrainienne et l'inflation du coût des matériaux qui en a résulté⁹

Ces chiffres sont proches de ceux retenus par RTE dans ses *Futurs Energétiques 2050* en tant que point de départ de ses « fuseaux de baisse attendus » : posé au sol 2,7 m€/MW et flottant 3,3 m€/MW.

Cependant RTE convient que « *les références de coûts sont moins nombreuses et plus incertaines, dans la mesure où il n'existe à date aucun parc de taille commerciale dans le monde. La filière n'a pas atteint le même niveau de maturité que l'éolien en mer posé et présente donc des perspectives de coûts plus élevées à moyen terme* », admettant ainsi que ses fuseaux de baisse n'ont aucune chance de prospérer.

Des analyses moins optimistes réalisées par l'ADEME en 2016 mettaient en lumière des montants médians nettement plus élevés que ceux de RTE (posé au sol 4,1 m€/MW, flottant 6,4 m€/MW). Dans ses éditions suivantes, l'ADEME n'a avancé aucun chiffre.

On peut raisonnablement en conclure que, sans même prendre en compte l'inflation actuelle sur le coût des matériaux et des composants (notamment les câbles de raccordement à longue distance), la zone des coûts à prendre en compte est :

- pour le posé au sol : au mieux 2,5 m€/ MW installé.
- pour le flottant : au mieux 3 m€/MW installé, en admettant des économies d'échelle.

#4 - Les coûts de raccordement :

Les coûts de raccordements et les coûts de renforcement du réseau public attachés sont pour l'éolien en mer officiellement pris en charge par les opérateurs de réseaux puis incorporés au TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité), pour une prise en charge finale par le consommateur. Un privilège qui pose question.

⁸ https://www.eoliennesenmer.fr/sites/eoliennesenmer/files/fichiers/2021/07/EES_AO6_Fiche15_WEB_0.pdf

⁹ l'indice des coûts à la construction + 10% <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015347>

Leur incidence sur les coûts de production est évaluée - sans que cela fasse discussion - entre 15 €/MWh pour le posé au sol et 20 à 25 €/MWh pour le flottant.

Dans le plan à 100 Mds € d'investissements envisagés par RTE pour moderniser le réseau d'ici à 2040¹⁰ il n'est inclus qu'une partie du programme des éoliennes en mer envisagées par le gouvernement à horizon 2050, compte tenu des délais de toutes natures associés à un tel programme.

#5 - Les coûts environnementaux :

Les conséquences environnementales de ces projets sont multiples : sur les espèces marines (perturbations et dérangement de leurs habitats, que ne compenseront pas nécessairement des effets-récifs profitant à des espèces non désirées), ressource halieutique, effets sur l'avifaune et les chiroptères migrateurs, pollutions des directes ou indirectes par des éléments chimiques.

Sans oublier la pollution visuelle que le Céréme, se fondant sur les études de S. Samadi « *The social Costs of Electricity Generation* », évalue à 2 €/ MWh.

Un jour il faudra assurer une dépollution globale, en plus des couts de démantèlement proprement dits que le Céréme a évalué à 2,6 €/ MWh ¹¹. Quelle collectivité pourra-t-elle assumer ces coûts cachés ?

#6 - Les coûts complets de production de l'éolien en mer :

Une étude réalisée par le Céréme ¹² en 2022 met en lumière les **coûts complets de production** (LCOE - Levelized Cost Of Electricity) qui en résultent : 86 €/MWh pour le posé et 113 €/MWh pour le flottant, sur la base d'un facteur de charge moyen de 40% et hors la charge de raccordement que ne supporte pas l'opérateur.

Si le rendement technique tombe, de manière réaliste pour la France, au niveau moyen de la Belgique (35%), ces coûts de production hors raccordement remontent à 98 €/MWh pour le posé et 129 €/MWh pour le flottant.

Pour mémoire, les coûts de production complets du nucléaire de série industrielle sont de l'ordre de 70 €/ MWh y compris les raccordements et renforcements du réseau.

Ces niveaux de coûts élevés de l'éolien en mer expliquent que, si l'on tient compte de la marge bénéficiaire de l'opérateur, les prix convenus à l'issue des Appels d'Offres se situent à des niveaux fabuleux, entre 131 et 155 €/MWh :



¹⁰ [https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/electricite-le-plan-massif-de-rte-pour-moderniser-le-reseau-2082617#utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=re_8h&utm_content=20240314&xtor=EPR-5000-\[20240314\]](https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/electricite-le-plan-massif-de-rte-pour-moderniser-le-reseau-2082617#utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=re_8h&utm_content=20240314&xtor=EPR-5000-[20240314])

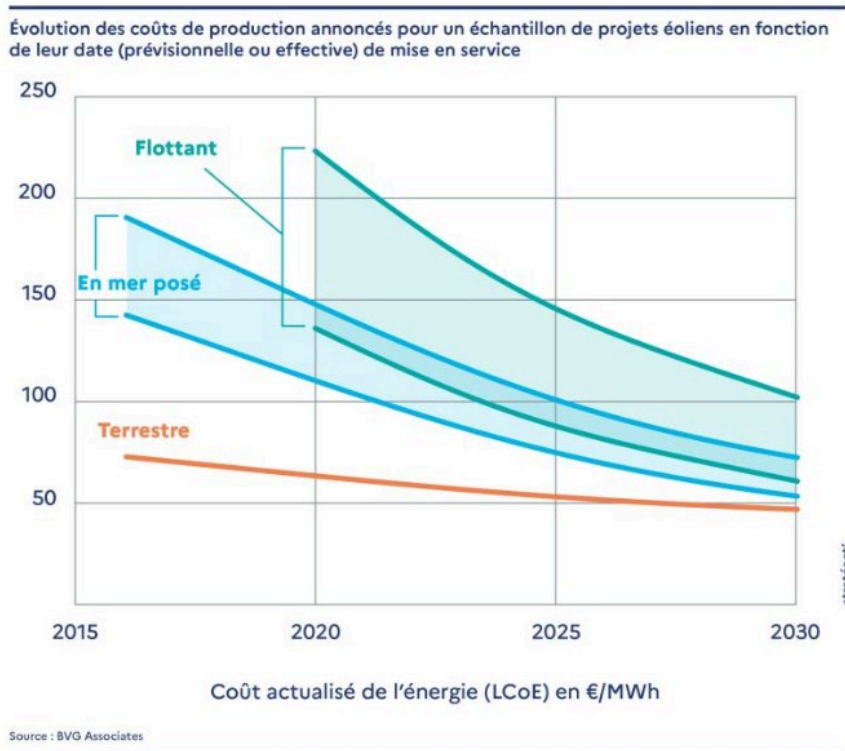
¹¹ <https://doi.org/10.1007/s11367-020-01793-x> et <https://www.reutersevents.com/renewables/wind-energy-update/offshore-operators-act-early-decommissioning-data-limit-costs>

¹² https://cereme.fr/wp-content/uploads/2022/07/C-12-Comparaison-des-couts-complets-de-production-de-lelectricite_.pdf

Deux parcs éoliens ont fait l'objet d'offres notoirement sous-estimées, à des niveaux nettement plus faibles : Dunkerque (44 €/MWh) et Centre Manche (45 €/MWh).

En sens inverse, dans le Golfe du Lion les « fermes expérimentales » ont été convenues à un prix particulièrement élevé : 240 €/MWh ¹³.

Dès lors, le Céréme s'étonne qu'il puisse figurer dans le dossier du débat public CNDP *La mer en débat* ¹⁴ le tableau ci-dessous :



Ce tableau est en effet parfaitement irréaliste, qui ne s'appuie sur aucune démonstration sourcée ni documentée, malgré les explications suivantes :

Comment expliquer la baisse progressive des prix de l'éolien en mer en France ?

- Les effets d'apprentissage et d'échelle (de plus en plus de parcs en développement) et l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes (impliquant moins de matière et d'opération en mer par MW installé) ;
- Des infrastructures portuaires et industrielles existantes : les premiers parcs ont permis la construction d'usines de turbines et de pales et l'aménagement de certains ports pour l'éolien en mer ;
- L'industrialisation, l'optimisation et la standardisation des processus de construction, d'installation et d'opération ;
- L'innovation dans toutes les étapes de la vie d'un projet (études, fabrication, installation) ;
- Un cadre administratif adapté qui a fait l'objet de nombreuses réformes favorisant le développement de l'éolien en mer à moindre coût ;
- La réalisation des études techniques et environnementales par l'État en amont de la procédure de mise en concurrence, ce qui permet de réduire les risques de développement des projets.

Ces explications ne sont en effet que des conjectures, sur lesquelles un Etat ne saurait fonder une stratégie énergétique durable sans engager de manière discutable l'avenir des générations futures.

CONCLUSION GENERALE :

Les coûts de production complets de l'éolien en mer annoncés par les pouvoirs publics sont à la fois incertains et fortement sous-estimés.

¹³ délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 22 juin 2017

¹⁴ https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2023-11/SA_Fiche_29_Cout_parc_eolien_en_mer.pdf

Au titre d'une nécessaire rigueur dans la décision publique et selon les demandes constantes de la Cour des Comptes, la priorité est aujourd'hui de dire la vérité aux Français et à la représentation nationale quant aux niveaux effectifs de coûts de production de l'éolien en mer, face aux alternatives décarbonées existantes telles que le nucléaire.

ANNEXE

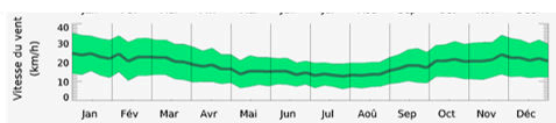
LES VITESSES DE VENT AU LARGE DES COTES EUROPEENNES

L'étude a été réalisée sur 24 spots côtiers : 14 spots en mer du Nord, 1 en Baltique, 4 en Manche, 3 en Atlantique, 2 Golfe du Lion - moyennes sur 10 ans ¹⁵

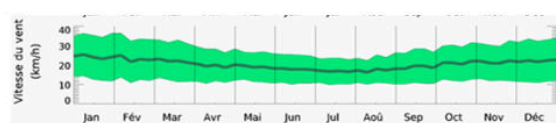
VENTS COMPARES AU LONG DES COTES D'EUROPE

<https://content.meteoblue.com/en/private-customers/website-help/history-and-climate/climate-comparison>

Moyennes sur 10 années (le site n'indique pas lesquelles). En admettant que les rapports relatifs { vents au large/vent sur ces spots côtiers } soient constants.



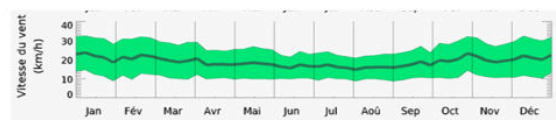
UK - Peterhead (mer du Nord)



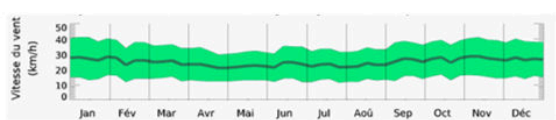
UK - Scarborough (mer du Nord)



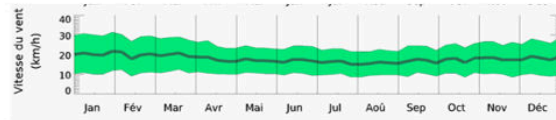
UK - Berwick upon Tweed (mer du Nord)



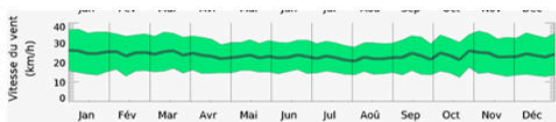
UK - Harwich (mer du Nord)



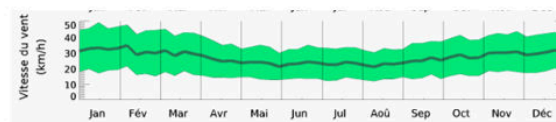
DK - Lemvig, Jutland - mer du Nord)



DK - Ejsberg (mer du Nord)

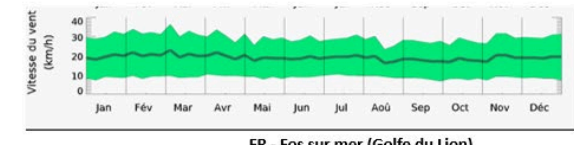
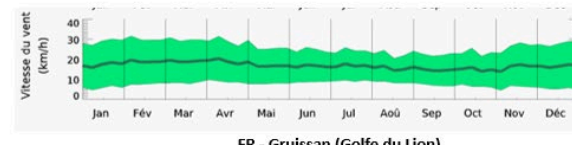
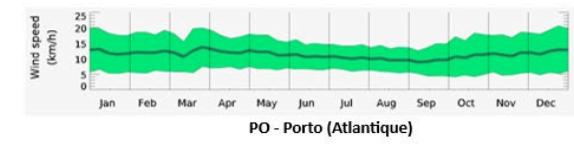
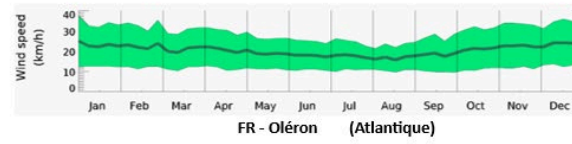
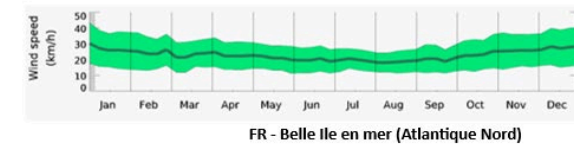
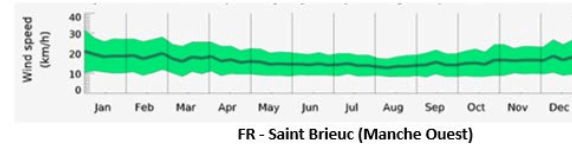
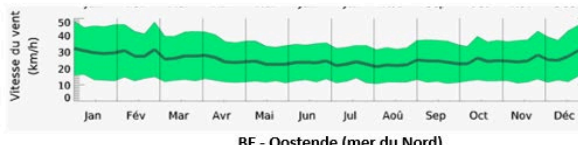
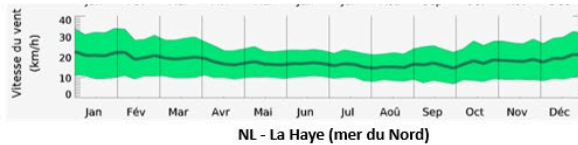
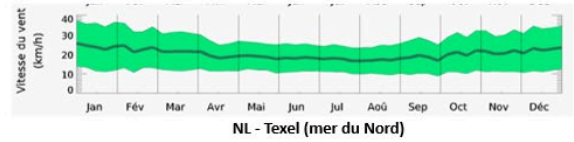
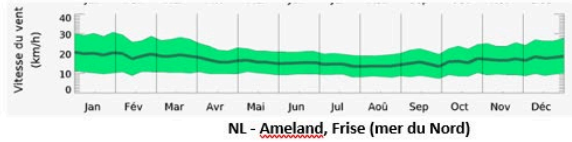
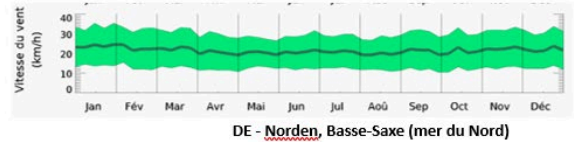
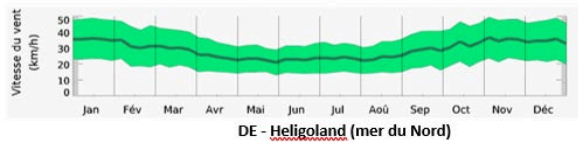


DK - Sylt (mer du Nord)



DE - Ile de Rügen (mer Baltique)

¹⁵ <https://content.meteoblue.com/en/private-customers/website-help/history-and-climate/climate-comparison>



Cette étude montre que les vitesses de vents en Manche, Atlantique et Golfe du Lion sont nettement inférieures - de l'ordre de 15 à 20% - aux vitesses de vent en mer du Nord et mer Baltique.