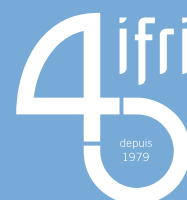


OCTOBRE
2023



Après le boom de l'éolien *offshore* en Europe : quelles conditions pour un redémarrage ?

Centre
Énergie
& Climat

Étienne BEEKER

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une fondation reconnue d’utilité publique par décret du 16 novembre 2022. Elle n’est soumise à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 979-10-373-0766-8

© Tous droits réservés, Ifri, 2023

Couverture : © Vismar UK/Shutterstock

Comment citer cette publication :

Étienne Beeker, « Après le boom de l’éolien *offshore* en Europe : quelles conditions pour un redémarrage ? », *Notes de l’Ifri*, Ifri, 23 octobre 2023.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Étienne Beeker a passé une dizaine d'années dans la recherche et le développement de systèmes d'information au sein d'organismes de recherche publics et privés avant de rejoindre EDF en 1990, où il a occupé plusieurs postes de responsabilité et d'expertise. Il a également collaboré avec l'ADEME de 2007 à 2009 et France Stratégie en tant que conseiller scientifique jusqu'en 2023. Ses travaux portent sur divers aspects de la prospective et des systèmes énergétiques, notamment le *market design* de l'électricité, la mobilité électrique, la dépendance du système électrique européen au gaz, la sécurité d'approvisionnement en électricité, les impacts de la crise du Covid-19, le futur des réseaux de distribution ou encore la transition énergétique allemande. Ancien élève de l'École polytechnique (X72), il détient un DEA en systèmes d'information de Paris 6.

Résumé

La filière de l'éolien en mer connaît aujourd'hui, comme bien d'autres, des difficultés majeures consécutives à la double crise du Covid-19 et de la guerre en Ukraine, sur fond de tensions sur les chaînes d'approvisionnement et de difficultés des fournisseurs d'équipements, des pressions inflationnistes, mais aussi des éléments plus techniques comme le *design* des appels d'offres par les gouvernements et l'importance des critères non relatifs aux prix. Ces crises, d'un secteur où l'Europe disposait d'un savoir-faire unique au monde, interviennent au moment où Bruxelles et les États membres entendent accélérer le déploiement de l'éolien *offshore* pour atteindre des objectifs qui mobiliseraient environ un millier de milliards d'euros d'investissements. Derrière des objectifs si ambitieux et au-delà de la question des financements, de multiples défis se dressent quant à la nécessité de développer des connexions électriques sous-marines à haute tension et, par conséquent, un cadre réglementaire approprié. Cela comprend également l'impératif de l'accélération des procédures de délivrance des autorisations, la coordination entre les États partageant le même bassin marin, mais aussi la coordination et coopération entre les acteurs du secteur maritime, ainsi que l'intégration des enjeux de protection des écosystèmes et d'acceptabilité publique.

Une nouvelle voie est à trouver si l'Europe continue de vouloir faire de l'éolien *offshore* une des pierres angulaires de sa transition énergétique. Une erreur qui a été commise, au travers des systèmes d'appels d'offres actuels de simple mise en concurrence des producteurs, est d'avoir oublié le volet industriel. Les pouvoirs publics n'ont pas tenu compte, d'un côté, de l'immaturité du secteur et, de l'autre, des énormes implications en termes d'investissements pour les fabricants et dans les infrastructures pour les entités publiques. L'illusion d'une filière très performante et permettant d'atteindre des coûts de production très bas au regard des résultats de certains appels d'offres a été entretenue par des circonstances très favorables de prix bas des matières premières et surtout de taux d'intérêt particulièrement bas. La crise ukrainienne aura complètement dissipé cette illusion et implique une remise à plat de la politique de développement actuelle.

Une condition nécessaire au redémarrage de la filière passe par une reprise en main par les États. La décision de fixer une taille limite aux turbines ne peut se faire qu'à ce niveau car elle relève à la fois :

- ▀ de la politique industrielle qui devra décider la taille optimum à retenir (10 MW, 12 MW, 15 MW... ?) en fonction de critères technico-économiques, de disponibilités de ressources (cuivre, acier,

terres rares...) mais aussi de ressources en personnel compétent, de capacités de financement, etc. Cela passe par un dialogue constructif avec les constructeurs ;

- ▀ de la politique de formation, les compétences dans le secteur faisant cruellement défaut (et plus généralement dans tous les secteurs de la transition énergétique) ;
- ▀ du développement des infrastructures portuaires qui va de pair avec la normalisation de la taille des navires ;
- ▀ du développement du réseau électrique ainsi que du parc de production (il convient de rappeler que l'éolien *offshore* est une énergie intermittente qui nécessite l'adjonction de moyens de *back-up* pour assurer la production d'électricité les jours sans vent).

Un tel plan n'est pas sans comporter des analogies avec celui que la France avait conçu dans les années 1970 pour développer son parc nucléaire. Les capacités en jeu sont même beaucoup plus importantes dans le cas de l'éolien *offshore* si on les prend à l'échelle européenne (300 GW contre 63 GW). Ces technologies sont différentes mais ont en commun d'être capitalistiques, de devoir profiter d'infrastructures industrielles et de voir leur développement articulé avec celui du réseau électrique. Les années 1950 et 1960 ont vu les filières se concurrencer (graphite-gaz, eau lourde, eau légère sous pression ou bouillante,...) et la standardisation du parc français s'est faite à la suite du choix d'une technologie éprouvée. S'il semble exclu d'avoir recours à une seule technologie et un seul opérateur dans l'éolien *offshore*, l'État doit favoriser l'articulation entre les acteurs industriels et les opérateurs, ce qui a constitué un des facteurs de succès du plan français. L'implication forte de l'État avait permis de lever les fonds nécessaires et très importants dans des conditions financières intéressantes et d'assurer ainsi la maîtrise des *Levelized Cost Of Energy*¹ (LCOE).

L'Europe doit réagir en endossant des habits de stratège et agir en architecte industriel. Dans cet esprit, cette note émet quelques recommandations :

- ▀ La conception des appels d'offres doit être revue afin de prendre en compte des critères non relatifs aux prix comme l'impact sur l'environnement, la résilience du projet à divers aléas, la valeur ajoutée locale, son exposition à des cyberattaques, etc. Le poids donné à ces critères hors prix pourrait être fixé à 30 %.
- ▀ Corollairement, améliorer l'*ecodesign* des éoliennes afin de faciliter leur amélioration durant leur vie économique (*repowering*), pour permettre des mises à niveau, un recyclage plus facile notamment des pales, alléger le poids des matériaux, etc.

1. Coût actualisé de l'énergie en français.

- ▀ Examiner la possibilité d'une indexation sur l'inflation des prix plafond dans les appels d'offres, en intégrant que ce mécanisme peut auto-entretenir l'inflation.
- ▀ La planification maritime par les autorités doit donner plus de visibilité sur la disponibilité des surfaces et désamorcer à l'avance les conflits d'usages.
- ▀ Les procédures de *permitting*, y compris pour les réseaux, doivent être accélérées pour réduire les délais et éviter l'obsolescence des technologies.
- ▀ Aider au financement des projets de fabrication des composants en les mutualisant pour profiter des effets d'échelle et pouvoir emprunter avec des taux d'intérêt plus bas grâce à des garanties étatiques.
- ▀ S'assurer qu'il y existe bien un *level playing field* en matière de concurrence avec des producteurs de composants chinois.
- ▀ Déployer une véritable stratégie pour les ports et la flotte de navires afin de mutualiser au mieux ces infrastructures stratégiques.
- ▀ Analyser les besoins industriels en matière de câbles et autres produits de haute tension et de transformation, et soutenir la standardisation de la demande de ces produits afin de permettre des économies d'échelle et l'accélération du rythme de production, tout en travaillant de manière concertée sur leur éco-conception pour faciliter le recyclage à terme, ainsi que sur l'approvisionnement en matières premières clés, notamment l'aluminium et le cuivre.
- ▀ Mettre en place une véritable politique de formation, et ceci le plus en amont possible, en intégrant le fait que les compétences nécessaires à l'éolien en mer sont souvent communes avec les autres secteurs de la transition énergétique qui en manquent également cruellement.
- ▀ Une attention particulière doit être apportée aux compétences dans le numérique et l'intelligence artificielle afin d'être en mesure de se protéger contre les cyberattaques mais aussi d'optimiser le fonctionnement intermittent de ces machines complexes et leur intégration au réseau.

Sommaire

INTRODUCTION	7
ÉTÉ 2023 : LA DEGRADATION DE L'ÉQUATION ECONOMIQUE ET DES APPELS D'OFFRE MAL CALIBRES JETTENT LA FILIERE DE L'ÉOLIEN OFFSHORE DANS LA TOURMENTE.....	9
Eléments d'économie des projets	11
<i>Les LCOE dépassent aujourd'hui vraisemblablement les 100€/MWh...</i>	<i>11</i>
<i>Les autres coûts : raccordement au réseau, équilibrage et back-up ...</i>	<i>12</i>
Le coût du capital est prépondérant dans le calcul du LCOE.....	13
<i>L'inflation du prix des composants est l'autre facteur explicatif de l'explosion des LCOE</i>	<i>14</i>
<i>Le faible facteur de charge des projets chinois interroge sur leur stratégie réelle.....</i>	<i>14</i>
UNE CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT SOUS TENSION.....	16
Certains maillons de la chaîne d'approvisionnement sont particulièrement exposés au changement du contexte international.....	16
Le rythme trop rapide du développement de l'éolien <i>offshore</i> semble bien être responsable de la crise qu'il traverse.....	18
Des délais trop grands d'obtention des permis.....	20
Des défis externes à surmonter pour la filière.....	20
<i>Questions environnementales</i>	<i>20</i>
<i>Coût de démantèlement</i>	<i>21</i>
<i>L'acceptabilité</i>	<i>21</i>
<i>La protection contre le terrorisme.....</i>	<i>21</i>
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	22

Introduction

Il y a une quinzaine d'années, à l'initiative de l'Allemagne, puis du Royaume-Uni, l'éolien en mer (*offshore*) a été présenté en Europe comme une nouvelle frontière à atteindre pour la production d'électricité décarbonée. D'une production plus stable et environ deux fois supérieure à celle de son équivalent terrestre, elle est aussi mieux acceptée par les populations et ouverte à des gisements de vent plus importants. Par contre, elle est plus délicate dans sa mise en œuvre. La mer est un milieu hostile et les projets ont une ampleur croissante, ce qui implique de faire appel à de grands acteurs et des infrastructures lourdes. Ils deviennent difficiles à porter par les coopératives citoyennes, les petites entreprises ou les municipalités qui gèrent leur installation locale, une organisation souvent associée à un modèle de société.

L'éolien *offshore* se révèle indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques, en particulier pour les pays écartant l'option de l'énergie nucléaire, et des objectifs de développement d'énergie renouvelable. Au niveau européen, l'objectif sur la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie a été doublé dans le cadre de la révision de la directive RED III d'octobre 2023, étant désormais fixé à 42,5 % (contraignant, auquel s'ajoute 2,5 % non contraignant) d'ici 2030 (vs. 22 % atteint en 2021), un chiffre ambitieux dans un contexte tendu d'un point de vue des chaînes de valeur et de déploiement des réseaux électriques.

Les investissements correspondants sont énormes, un rapide calcul montrant que les capitaux à mobiliser pourraient être de l'ordre du millier de milliards d'euros. Derrière des objectifs si ambitieux et au-delà de la question des financements, de multiples défis se dressent liés à la nécessité de développer des connexions électriques sous-marines à haute tension et donc de développer un cadre réglementaire approprié, l'impératif de l'accélération des procédures de délivrance des autorisations, la coordination entre les États partageant le même bassin marin, mais aussi la coordination et coopération entre les acteurs du secteur maritime, ainsi que l'intégration des enjeux de protection des écosystèmes et d'acceptabilité publique.

Après une première phase de développement relativement rapide qui a culminé entre 2015 et 2018, principalement dans les pays du nord de l'Europe, la construction de parcs a ralenti et est même presque à l'arrêt, notamment au Royaume-Uni et en Allemagne, avec des délais allant jusqu'à dix ans pour l'obtention des autorisations de construction, alors que la technologie gagnait en maturité et que la Chine a pris une avance considérable en devenant le premier pays en termes de capacité d'éolien en mer installée.

La filière de l'éolien en mer connaît aujourd'hui, comme bien d'autres, des difficultés majeures consécutives à la double crise du Covid-19 et de la guerre en Ukraine, sur fond de tensions sur les chaînes d'approvisionnement, de pressions inflationnistes, d'augmentation des taux d'intérêt, mais également d'éléments plus techniques comme le design des appels d'offres par les gouvernements, l'importance des critères non relatifs aux prix, etc. Cette note vise à analyser les causes, à faire un état des lieux et à identifier les conditions nécessaires pour relancer la filière.

Été 2023 : la dégradation de l'équation économique et des appels d'offres mal calibrés jettent la filière de l'éolien *offshore* dans la tourmente

Pendant l'été 2023, l'éolien *offshore* a été confronté à une série de mauvaises nouvelles. Le 19 juillet, l'électricien suédois Vattenfall a déclaré qu'il avait suspendu les travaux sur son site Norfolk Boreas, l'un des plus grands projets éoliens *offshore* du Royaume-Uni, d'une capacité de 1,4 GW. Cette société a expliqué sa décision car elle doit faire face à une augmentation de 40 % des coûts du projet, intenable pour elle. Certains observateurs y ont vu le début d'une « véritable crise » pour l'ensemble du secteur britannique de l'éolien en mer.

Fin août, le danois Orsted, le plus grand développeur d'éoliennes *offshore* au monde, a annoncé un risque de dépréciation de ses actifs éoliens maritimes aux États-Unis de 2,35 milliards de dollars et envisage de sortir de certains de ses projets dans le pays. Cette ancienne société gazière et pétrolière compte sur cette technologie pour se reconvertir dans des activités plus « vertes » et ce revers n'est pas de bon augure. Les analystes ont incriminé les mauvaises estimations d'Orsted et le fait qu'elle ne soit pas couverte contre une possible augmentation des coûts de construction. Mais Orsted n'est pas seule à subir des déboires, le géant espagnol Iberdrola ayant accepté au début de l'été de verser 48 millions de dollars pour se retirer d'un projet remporté au large du Massachusetts.

Le 8 septembre, le cinquième cycle d'enchères d'énergies renouvelables du Royaume-Uni n'a attiré aucun promoteur d'éoliennes *offshore* alors que 5 GW étaient éligibles à la compétition. Les offres avaient été plafonnées à 44 £/MWh (prix de 2012, soit au prix actuel environ 60 £/MWh ou 70 €/MWh). Ce résultat n'était pas une surprise, les développeurs ayant averti le gouvernement que ce prix plafond devait être augmenté pour refléter les impacts de l'invasion de l'Ukraine, l'inflation des matières premières clés telles que le gaz, l'acier, le cuivre, le zinc, etc. et l'augmentation des coûts de financement due à la spirale des taux d'intérêt.

Le secteur a été également jugé en partie responsable, car de nombreux promoteurs ont pressuré les fournisseurs pour réaliser des projets à bas prix. Les entreprises de la chaîne d'approvisionnement tentent à présent de

récupérer leurs marges en dépit des coûts élevés des matières premières. D'autre part, le rôle des acteurs chinois dans l'accumulation des pressions de nature économique sur les fabricants européens de turbines n'est pas à écarter : selon des représentants de l'industrie², les fabricants de turbines chinoises (Goldwind, Envision, Mingyang, Windey) pratiquent des prix inférieurs à ceux de leurs homologues européens, ce à quoi s'ajoute dans certains cas l'option d'un paiement en différé du prix, possibilité que les acteurs basés dans les pays de l'OCDE ne peuvent pas offrir. Une enquête de l'Union européenne (UE) sur les subventions chinoises au secteur de l'éolien, à l'instar de celle sur les véhicules électriques, est désormais dans les cartes que l'Europe pourrait décider de jouer dans le cadre d'une approche plus affirmée en matière de sécurité économique et protectionnisme vert³.

La conséquence directe la plus visible de cette situation est la dégradation de la note financière de la plupart des acteurs. Ceux-ci ont eu massivement recours à l'endettement pour financer leur croissance, et ils sont rattrapés par la hausse des coûts, mais surtout par celle des taux d'intérêt qui dégradent la rentabilité de leurs projets.

La situation semble moins bloquée en Allemagne, le pays pratiquant un autre modèle d'enchères, dans lequel les soumissionnaires s'affrontent en fonction de leur volonté de payer pour le droit de construire des parcs éoliens. Mi-juillet, BP et TotalEnergies ont remporté l'appel d'offres très important de 7 GW de nouvelles capacités éoliennes en mer du Nord et en mer Baltique et se sont engagés pour cela à payer 12,6 milliards d'euros pour obtenir le droit de les construire et de les exploiter, avec l'objectif de revendre l'énergie produite *via* des contrats d'achat d'électricité à long terme passés avec des entreprises consommatrices.

Cette somme très importante ajoute – d'après nos estimations – un surcoût potentiel de 30 à 40 € aux MWh qui vont être produits pendant la durée de vie de l'installation, montrant l'intérêt élevé de BP et TotalEnergies pour les sites de la région. Ces offres ont été accueillies comme un signe d'enthousiasme par certains observateurs, mais en a interpellé d'autres qui s'interrogent sur la rentabilité finale de ces projets, BP et TotalEnergies étant seuls capables d'assumer un tel risque en raison de leur solidité financière. Revers de la médaille, nombreux sont ceux qui craignent qu'elles n'évincent certains des promoteurs traditionnels de l'éolien en mer et qu'elles n'entraînent une augmentation du prix de l'électricité à l'avenir.

2. « Security, Jobs and Autonomy – Why We Need our Turbines to be Made in Europe », Wind Europe, 25 septembre 2023, disponible sur : www.windeurope.org.

3. A. Hancock et A. Bounds, « EU Considers Anti-Subsidy Probe into Chinese Wind Turbines », *Financial Times*, 6 octobre 2023, disponible sur : www.ft.com.

Éléments d'économie des projets

Les LCOE dépassent aujourd'hui vraisemblablement les 100 €/MWh

Il est compliqué d'évaluer l'économie individuelle d'un projet d'éolien en mer, tant celle-ci dépend de son éloignement à la côte et du gisement local en vent, de la rapidité de son déploiement, du coût des équipements (*Capital Expenditure*, CAPEX), des coûts de maintenance (*Operating Expenditure*, OPEX) – qui peuvent être élevés s'il s'agit d'intervenir loin en mer et parfois dans des conditions difficiles –, de ses conditions de financement et, dans certains cas, des baux sur les fonds marins. La valorisation des MWh produits peut se faire sur la base d'accords d'achat d'électricité à long terme (de nature privée, i.e. PPA, *power purchase agreements*, ou conclus avec l'État sous la forme de contrats pour la différence) ou par revente sur les marchés de gros, ce qui accroît l'incertitude du projet quant aux futurs revenus.

Si Vattenfall a évoqué pour son projet au Royaume-Uni une augmentation des coûts de 40 %, les chiffres précis manquent en Europe sur le LCOE⁴ précis d'une éolienne en mer. Le *Financial Times*⁵ a toutefois publié un diagramme indiquant des coûts de 130 à 180 \$/MWh aux États-Unis et de 80 à 130 \$/MWh en Allemagne, ainsi que des chiffres paraissant obsolètes pour le Royaume-Uni, ceux-ci devant dépasser 75 \$ si l'on en juge l'absence de réponse au dernier appel d'offres britannique. L'International Renewable Energy Agency (IRENA) a avancé dans son rapport annuel 2022⁶ des coûts pour l'Europe compris entre 60 et 90 \$/MWh selon les pays et les projets, mais ces évaluations sont antérieures à la crise actuelle et doivent aujourd'hui être bien supérieures. Le délégué général de France Énergie Éolienne a cité pour la France « un niveau raisonnable de 130 à 150 €/MWh » pour les coûts de production de l'éolien en mer⁷.

Aux États-Unis, les développeurs pour les projets au large de l'État de New York, dont Equinor et BP ont obtenu une augmentation du *strike price* – chiffre utilisé pour le calcul de leur rémunération en fonction des prix de marché et correspondant à leurs coûts de production estimés – allant de +27 % à +66 %, qui ont été publiés par le New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA). Ceux-ci sont passés de la fourchette

4. *Levelized Cost of Electricity*, soit le coût complet des MWh produits par une installation. Cet indicateur ne tient pas compte des coûts d'intégration au réseau qui peuvent être importants pour des moyens de production intermittents.

5. « Ørsted: Energy Group Struggles to Divine Which Way Wind's Blowing », *Financial Times*, 30 août 2023, disponible sur : www.ft.com.

6. « Renewable Power Generation Costs in 2022 », Agence internationale pour les énergies renouvelables, août 2023.

7. G. Delacroix, « Eoliennes en mer : la fin annoncée de la course au gigantisme », *Le Monde*, 24 septembre 2023, disponible sur : www.lemonde.fr.

110-118 \$/MWh à celle 140-190 \$/MWh. Pour sa part, dans une étude parue au début de mois d'août, Bloomberg NEF a évalué que les LCOE passaient de 77,30 \$/MWh en 2012 (avec un crédit d'impôt de 30 %) à 114,20 \$/MWh en 2023 mais avec un crédit d'impôt de 40 %, soit une augmentation de 47 % malgré un soutien financier plus favorable.

Ces coûts apparaissent très élevés à l'aune de ceux des autres moyens de production ou des prix de gros sur les marchés de l'électricité. En Europe, ces derniers varient dans la fourchette 100-120 €/MWh, un niveau élevé en comparaison des 50-60 €/MWh d'avant la crise du Covid-19. Aux États-Unis, les prix de marché sont très souvent inférieurs.

Les autres coûts : raccordement au réseau, équilibrage et back-up

Ces LCOE ne tiennent pas compte des coûts de raccordement et de renforcement du réseau, d'équilibrage du système ainsi que des coûts de *back-up*.

Les coûts de raccordement et de renforcement du réseau dépendent énormément des conditions d'implantation des parcs et peuvent être très élevés compte tenu de la difficulté d'aller opérer en milieu marin et d'avoir recours à des équipements résistant à la corrosion. Les stations de conversion sont un poste de coûts important (environ 2,5 Mds euros chacune) et connaissent des goulots d'étranglement à la fabrication. L'ensemble des équipements de conversion et de raccordement induisent des surcoûts compris entre 20 et 50 €/MWh. Dans la plupart des cas, ils sont pris en charge par les gestionnaires de réseaux (GRT) et donc à la charge des consommateurs d'électricité, mais certains porteurs de projets commencent à se substituer aux GRT dont les capacités financières atteignent pour certains leurs limites. Ceci permet également de n'avoir qu'un seul opérateur pour toute l'installation et de limiter les risques de mauvaise coordination.

L'équilibrage permet de maintenir la stabilité du réseau grâce à des moyens flexibles (centrales à gaz ou stockage en général). L'éolien *offshore* étant assez régulier, les coûts associés sont modestes (de 3 à 6 €/MWh selon les pays⁸). Le back-up est nécessaire pour assurer la production en l'absence de vent et son coût est estimé dans le même rapport à environ 8 €/MWh.

Certains envisagent de produire de l'hydrogène en mer afin de s'affranchir de ces coûts de back-up et d'équilibrage, ou même pour de la production massive. Avec les niveaux de prix de l'électricité supérieurs à

8. « Nuclear Energy and Renewables: System Effects », *NEA-OECD Rapport*, Agence pour l'énergie nucléaire et Organisation de coopération et de développement économiques, 2012, disponible sur : www.oecd.org.

100€/MWh, ceci apparaît antiéconomique avant même d'intégrer les coûts d'installation et d'exploitation d'équipements aussi complexes que des électrolyseurs. Il faudrait ensuite acheminer l'hydrogène produit vers la terre, ce qui ajoute des coûts extrêmement importants et rend ce procédé inenvisageable pour un certain temps. Néanmoins, la Commission Européenne a lancé la « Hydrogen Bank » et une première enchère aura lieu en novembre, dotée de 800 m€, avec l'objectif de payer la différence entre le prix que les consommateurs sont prêts à payer pour de l'hydrogène vert et le prix auquel les producteurs sont prêts à le vendre. La compensation maximale est fixée à 4,5 €/Kg H₂ pour une durée de dix ans, et ces enchères pourraient néanmoins soutenir quelques projets, comme en mer du Nord.

Le coût du capital est prépondérant dans le calcul du LCOE

Certains observateurs ont évoqué une augmentation des taux d'emprunt pour la plupart des entreprises de 2-4 % à 7-9 %. Nous avons réalisé des estimations en tâchant de retrouver la décomposition de l'augmentation des coûts des projets publiés dans l'étude de Bloomberg NEF déjà citée. Elles montrent que l'augmentation des taux d'intérêt compte pour 35 % dans l'augmentation totale du LCOE, un chiffre cohérent avec les 33 % de Bloomberg NEF.

Scénario		BNEF 2021	BNEF 2023	Augmentation
DDV	Ans	25	25	
WACC		3,0 %	8,0 %	
Production annuelle	H	2 800	2 800	
soit facteur de charge		32,0 %	32,0 %	
CAPEX	€/kW	2 600	2 600	0 %
Crédit d'impôt		30 %	30 %	
CAPEX après crédit d'impôt		1 820	1 820	
Annuité CAPEX	€	104,52	170,50	
Part CAPEX du LCOE	€/MWh	37,33	60,89	63 %
OPEX	€/kW/a	100,00	100,00	0 %
Annuité OPEX	€	105,74	109,37	
LCOE	€/Mh	75,09	99,95	33,1 %

Source : Ifri, sur la base des données Bloomberg NEF.

Dans le rapport NEA-IEA⁹ de 2020 sur les coûts de production électrique, avec des hypothèses analogues correspondant à quelques pays de l'UE (Danemark, Belgique et France), le LCOE passait de 68,23 €/MWh avec un *Weighted Average Cost of Capital*¹⁰ (WACC) de 3 % à 87,50 €/MWh avec un WACC de 7 % (+28 %).

La période des taux très bas, qui vient de prendre fin avec la guerre en Ukraine et qui créait des conditions favorables aux investissements très capitalistiques de la transition énergétique, est considérée par de nombreux économistes comme plutôt atypique. Il faudra donc désormais compter sur des taux plus élevés. Par ailleurs, les difficultés rencontrées par des entreprises comme Orsted risquent d'éroder la confiance des financeurs, surtout si l'électricité est vendue exclusivement sur les marchés de court terme de cette dernière, augmentant d'autant la prime de risque incluse dans le coût du capital.

L'inflation du prix des composants est l'autre facteur explicatif de l'explosion des LCOE

Dans une étude de Bloomberg NEF, déjà citée, l'augmentation des CAPEX et OPEX compterait pour 22 % (29 % si l'abattement de 30 % du crédit de taxe n'est pas pris en compte d'après nos propres estimations) ce qui en fait le deuxième facteur explicatif important de l'augmentation des LCOE. L'inflation et les difficultés d'accès aux matières premières, les faibles marges, la course à la recherche et au développement (R&D) pour fournir les plus grandes turbines du marché et l'absence de projets clairement définis ont mis à mal l'effort des équipementiers occidentaux pour étendre leurs capacités de production ou pour réorienter leurs installations et répondre à l'évolution de la demande. La concurrence croissante des fabricants et des marchés non européens est un autre facteur qui pèse sur l'industrie et la chaîne d'approvisionnement. Cette chaîne est détaillée ci-dessous dans ses maillons principaux.

Le faible facteur de charge des projets chinois interroge sur leur stratégie réelle

L'IRENA, dans le rapport cité, publie la répartition des facteurs de charge sur l'ensemble des projets dont elle a connaissance. Celui-ci varie dans une fourchette d'environ 25 à 50 % pour les sites les plus exposés au vent, ce qui a mécaniquement un impact sur le LCOE qui peut varier du simple au double.

9. Fait référence à l'Agence internationale de l'énergie (IEA) et à l'Agence pour l'énergie nucléaire (NEA).

10. « Weighted average capital costs », soit le coût du capital pour l'installateur qui agrège des taux d'intérêt, la rémunération attendue des fonds propres et du projet.

Les chiffres de l'IRENA nous apportent un autre enseignement, en montrant que les sites européens sont plutôt « très ventés », alors que les sites chinois le sont peu. Ceci interpelle sur la stratégie chinoise, d'autant que, selon le rapport du Global Wind Energy Council (GWEC) publié en août 2023, ce pays a dépassé l'Europe en tant que plus grand marché mondial, avec la moitié des installations éoliennes *offshore* mondiales en prévision pour 2023. Certes, ce pays fait face à des besoins en électricité immenses et développe tous les moyens de production possibles pour y répondre, mais il est légitime de s'interroger sur les raisons qui l'incitent à équiper des sites aussi peu ventés. La Chine ayant par le passé et pour d'autres technologies déjà appliqué un apprentissage sur son propre sol, avec une mise en compétition acerbe entre ses propres constructeurs, à des fins de conquête des marchés étrangers par la suite, il est fortement à craindre qu'elle les applique dans le cas de l'éolien *offshore*.

Une chaîne d'approvisionnement sous tension

Certains maillons de la chaîne d'approvisionnement sont particulièrement exposés au changement du contexte international

De nombreux observateurs craignent que la course vers des turbines toujours plus grandes ne commence à faire plus de mal que de bien, car les chaînes d'approvisionnement ont du mal à rattraper leur retard. Des questions se posent sur les risques techniques et la rentabilité pour les fabricants d'éoliennes *offshore*, dont plusieurs sont identifiées :

- ▀ **Les pales de rotor** sont fabriquées en fibre de verre et assemblées avec des polymères. Elles ont subi l'augmentation très importante du prix de gaz qui sert de matière première aux matériaux composites. Pour Rystad Energy¹¹, leur fabrication représente le goulot d'étranglement actuel pour l'approvisionnement en turbines européennes, la Chine disposant de 60 % des capacités de production mondiale et l'Europe 15 % (en incluant l'éolien terrestre). La France et le Danemark sont les deux pays où sont installées les principales usines, mais seules celles situées au Danemark sont conçues pour produire des turbines atteignant 12 MW.
- ▀ **La production de nacelles** est très concentrée, 99 % de l'ensemble des installations étant situés en Europe et dans la région Asie-Pacifique. La capacité de production chinoise est de 16 GW, tandis que la capacité européenne était de 9,5 GW fin 2022 et devrait passer à 11,5 GW en 2023. Il n'existe pas à ce jour de production de nacelles aux États-Unis. Le GWEC¹² ne voit pas de problèmes d'approvisionnement à court terme, mais pour cet organisme la situation devrait s'inverser en 2026 avec un besoin de

11. « The State of the European Wind Energy Supply Chain », Rystad Energy, avril 2023, disponible sur : www.rystadenergy.com.

12. « Global Wind Report 2023 », Global Wind Energy Council, 2023, disponible sur : www.gwec.net.

doublent des capacités de production en Europe afin de pouvoir répondre aux objectifs de 2030.

- **La disponibilité de navires** de toutes tailles, mais potentiellement très longs, et, de manière corollaire, d'installations portuaires ad hoc. Rien qu'en Allemagne, Richard Lüken, directeur de l'Association de la construction navale (VSM), a évalué le besoin à environ 1 000 navires pour atteindre l'objectif allemand de 30 GW d'ici 2030. Ceux-ci seront nécessaires au transport du personnel et à l'étude des fonds marins, ainsi qu'à la pose des câbles et des systèmes d'ancrage des structures flottantes. La flotte actuelle est relativement récente et a été conçue pour transporter les composants de turbines de moins de 10 MW et deviendra obsolète si leur taille augmente. Les conversions de navires de forage de l'industrie pétrolière et gazière sont envisagées ponctuellement, le *Bokalift 2* (l'ex-navire de forage Jack Ryan de GSF) étant un exemple récent. Les activités de fabrication, d'assemblage, de maintenance et de stockage nécessitent des infrastructures portuaires importantes. Les zones disponibles sont limitées à certaines parties de l'Europe, et l'augmentation de la taille des composants ajoute des défis à l'espace et au tirant d'air nécessaires. Une importante « Conférence maritime nationale » s'est tenue à la mi-septembre à Brême, dans le nord de l'Allemagne, au cours de laquelle les *Länder* côtiers ont fait part de leurs doléances et réclamé 400 millions d'euros au gouvernement fédéral pour développer leurs ports, une somme jugée très insuffisante par de nombreux observateurs.
- **La production de câbles** pour relier les éoliennes entre elles et à la terre devra être multipliée par 20 avant 2030¹³ ce qui constitue un défi car ceux-ci doivent être adaptés aux fonds marins et fabriqués selon des protocoles très précis. La pose de ces câbles se fait via des navires câbliers spécialement équipés. L'éolien *offshore* n'est pas le seul secteur de la transition énergétique en demande de câbles à haute tension, dont la production est en plein essor pour répondre à ce que le dirigeant du fabricant Nexans qualifie de troisième révolution des infrastructures électriques. Le marché est passé de 3 à 11 milliards de dollars entre 2015 et 2022 et il devrait dépasser les 20 milliards de dollars cette année avant de se stabiliser selon le fabricant de câbles Prysmian. Certains analystes doutent que la capacité de production s'aligne sur le rythme rapide auquel les nouveaux projets doivent être construits, 4C Offshore ayant même calculé que les plans actuels entraîneront une pénurie de câbles à

13. R. Millard, « Will There Be Enough Cables for the Clean Energy Transition? », *Financial Times*, 30 juillet 2023, disponible sur : www.ft.com.

haute tension en dehors de la Chine dans la seconde moitié de la décennie. Les premiers producteurs restent néanmoins européens et investissent pour renforcer leurs capacités (ABB, Nexans, NKT, Prysmian, Brugg Cables).

- Bien qu'une grande partie de la chaîne d'approvisionnement de l'énergie éolienne soit à forte intensité de capital, **le manque de travailleurs qualifiés** capables d'installer, d'exploiter et d'entretenir les infrastructures d'énergie renouvelable est devenu un défi général pour la transition énergétique de l'Europe. En Allemagne, selon le KOFA¹⁴, la pénurie serait de plus de 200 000 travailleurs qualifiés dans les secteurs de l'éolien et du solaire. Au Royaume-Uni, d'après l'Offshore Wind Industry Council, près de 70 000 emplois supplémentaires sont nécessaires pour l'éolien en mer d'ici à 2030, un chiffre cohérent avec celui du Boston Consulting Group qui l'évalue à 400 000 en 2030, tous secteurs de l'économie « verte » confondus, et à 7 millions dans le monde. Le besoin en formation est crucial pour l'éolien en mer, en croissance potentiellement très rapide, où les métiers sont plus qualifiés que dans d'autres secteurs de la transition verte (ex. déploiement du solaire sur toiture) et requièrent des capacités humaines particulières (séjours sur des bateaux, interventions par tous types de temps...).

Le rythme trop rapide du développement de l'éolien *offshore* semble bien être responsable de la crise qu'il traverse

La filière de l'éolien en mer fait face partout, sauf peut-être en Chine, à une crise de croissance qui a été bien trop rapide. Les premiers modèles des années 1990, d'une puissance inférieure à 1 MW, ont été remplacés par des turbines d'une capacité allant jusqu'à 15 MW ou plus, avec des pales plus longues que des terrains de football, l'ensemble culminant à une hauteur proche de celle de la tour Eiffel. Selon l'IRENA ceci a permis de faire baisser les coûts de l'énergie éolienne de 60 % au cours de la précédente décennie. D'après l'association France Énergie Éolienne, quand on ajoute dix mètres au mât, on diminue le prix du MWh de 3 à 5 euros.

Certains maillons ayant du mal à s'adapter, des goulots d'étranglement sont apparus dans la chaîne d'approvisionnement. Le

14. Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung (« Centre de compétences pour le maintien de la main-d'œuvre qualifiée »), étude de novembre 2022 pour le ministère de l'Économie « Welche Fachkräfte brauchen wir? ».

représentant d'un développeur de projets a déclaré qu'il ne connaissait aucune autre industrie qui ait avancé à ce rythme en mettant sur le marché de nouveaux modèles avant que les niveaux précédents n'aient été réellement utilisés. Cela signifie également que les modèles sont introduits avant que les performances des modèles existants n'aient été observées sur le long terme.

Les fabricants des navires qui installent les turbines sont particulièrement touchés car ils doivent s'adapter à l'augmentation considérable de la taille et du poids des nacelles, la partie centrale de la turbine située en haut du mât, qui pèsent entre 800 et 1 000 tonnes. Selon un rapport du cabinet de consultants Wood Mackenzie, près de la moitié des navires d'installation dans le monde devraient être mis à la retraite parce qu'ils ne sont pas conçus pour accueillir les nouveaux modèles de turbines. Les navires ne sont pas les seuls concernés et les infrastructures portuaires doivent elles aussi être renforcées ce qui nécessite un minimum de planification étatique.

Pour EDF- Énergies Nouvelles (EDF-EN), que l'Ifri a pu auditionner, on ne connaît pas l'optimum technico-économique de la taille des turbines, aucune asymptote n'apparaissant dans la courbe de diminution des LCOE correspondante. Théoriquement, il n'existe donc aucune raison pour que cette course au gigantisme s'arrête d'elle-même dans un avenir prévisible.

Certains constructeurs comme Siemens Gamesa, déjà confronté à des problèmes techniques avec ses dernières turbines éoliennes terrestres, ont reconnu avoir des difficultés pour augmenter la production de turbines éoliennes en mer. Certains font état de difficultés pour ancrer les pieux dans les fonds marins si la turbine dépasse 15 MW. Dans ces conditions, plusieurs voix comme celle de Wood Mackenzie se sont élevées pour qu'un plafond sur la taille des turbines soit collectivement institué ce qui garantirait la normalisation, empêchant le marché de s'emballer. Le temps pour eux est venu d'industrialiser, de rationaliser et de standardiser afin de redonner confiance aux fournisseurs et aux investisseurs dans leurs nouveaux investissements.

Recommander de se concentrer sur les modèles existants afin de les standardiser ne tient pas compte de la concurrence féroce qui règne sur le marché entre constructeurs, entre autres General Electric, Siemens Gamesa et Vestas, chacun étant tenté de sortir un modèle plus grand, ce à quoi s'opposent immédiatement ses concurrents. Pendant ce temps, les fabricants chinois de turbines *offshore* continuent de se livrer une course à la taille, ce qui s'ajoute à cette pression concurrentielle.

Des délais trop grands d'obtention des permis

Le rythme auquel évolue la technologie percute celui des procédures de *permitting*, qui ont été trop rigides jusqu'à aujourd'hui, en particulier en France. Il est fréquent que le *permitting* pour éolien *offshore* prenne jusqu'à 10 ans, ce qui oblige les développeurs à utiliser la technologie qu'ils avaient retenue en tout début de la procédure et qui a évolué depuis, ainsi que les coûts du projet. Prendre en compte le volet industriel implique aussi plus de flexibilité dans l'obtention des autorisations et d'accepter certaines mises à jour technologiques. Ce n'est pas toujours réalisable, notamment en ce qui concerne, par exemple, les altérations visuelles.

Les méthodes de fixation des plafonds des appels d'offres ont été critiquées pour leur manque de flexibilité face aux variations significatives de coûts et de taux d'intérêt. De nombreux développeurs de projets ont par exemple demandé que ce prix plafond soit indexé sur l'inflation, comme cela a été vu ci-dessus lorsque l'appel d'offres britannique s'annonçait devoir être infructueux. Mais les États hésitent, car ils doivent trouver un équilibre entre d'un côté la nécessité de développer les énergies renouvelables et de l'autre, les coûts pour les contribuables et le prix du MWh pour les consommateurs d'électricité.

Des voix se lèvent également afin que les critères « hors prix » exercent une influence plus significative dans la décision finale de sélection des projets. Il s'agit de critères environnementaux (impact sur la faune et la flore marine), la résilience du projet à divers aléas, de valeur ajoutée locale, de son exposition à des cyberattaques, etc... Le *Net Zero Industry Act* (NZIA) propose de réglementer le poids attribué à ces critères non liés au prix, le situant entre 15 % et 30 %. Toutefois, il faut être plus précis sur ce taux (par exemple 30 % pour tous les États membres) et laisser moins de flexibilité pour s'y dérober (i.e. revoir la possibilité pour les gouvernements d'être exemptés de l'application de ce taux si le coût du projet augmente de plus de 10 %).

Des défis externes à surmonter pour la filière

Questions environnementales

De plus en plus de constructions ont lieu dans les habitats fragiles des espèces marines et la résolution des problèmes de biodiversité dans les communautés côtières deviendra également plus importante à mesure que

la demande d'espace océanique devrait quintupler d'ici 2050. L'une des plus grandes ONG environnementales d'Allemagne, NABU¹⁵, souligne que les zones marines de la mer du Nord et de la Baltique sont déjà fortement sollicitées, et que la transition énergétique doit être réalisée de manière compatible avec la préservation de la nature. La disponibilité de zones de construction est aussi limitée par les besoins militaires, les routes maritimes, et les zones de pêche. La Cour des comptes européenne constate dans son rapport spécial daté du 25 septembre 2023 que la durabilité sociale et environnementale du développement des énergies marines renouvelables est loin d'être garantie. Le WWF, dans une étude¹⁶ datée d'octobre 2023, veut voir les États membres de l'UE accélérer le déploiement de l'énergie éolienne, mais souhaite qu'il se fasse selon une « planification centrée sur l'homme et la nature ».

Coût de démantèlement

Malgré les promesses de la Commission Européenne (CE) d'effectuer une analyse des coûts et des incidences du démantèlement des installations *offshore* aucun encadrement juridique n'est pour l'instant prévu pour ces installations, au contraire des infrastructures pétrolières et gazières en mer.

L'acceptabilité

A priori d'une acceptabilité supérieure à celle de son équivalent terrestre, l'éolien en mer doit faire face à la franche opposition d'une partie des populations côtières soucieuses de la dégradation des paysages marins, et en particulier des pêcheurs, inquiets des conséquences sur les populations halieutiques. Pour l'instant, aucune étude n'a montré clairement que les installations pouvaient avoir un impact sur leur niveau.

La protection contre le terrorisme

Les éoliennes et surtout les stations de conversion en mer sont des installations diffuses et difficiles à protéger. Elles sont donc très vulnérables à des attaques malveillantes, soit à partir de navires, soit par des drones. La destruction du gazoduc Nord Stream a jeté une lumière crue sur ce type de risque.

15. « Naturschutzbund Deutschland » qui se traduit par « Fédération allemande pour la protection de la nature ».

16. « Blowing in the Wind: State of Play and Projections for Offshore and Onshore Wind Energy in the EU », WWF, 5 octobre 2023, disponible sur : www.wwf.eu

Conclusion et recommandations

Le secteur de l'éolien en mer en Europe et aux États-Unis est confronté à une tempête parfaite de coûts croissants en raison de l'augmentation des taux d'intérêt, de l'inflation des prix des matériaux et de tensions sur la chaîne d'approvisionnement soumise à rude épreuve par la course effrénée au gigantisme, auxquels se rajoutent de nombreux autres défis de politique industrielle, de structure des appels d'offres, de délais d'instruction des dossiers et de disponibilité des financements.

Une planification du développement de l'éolien *offshore* apparaît incontournable au niveau européen

Une nouvelle voie est donc à trouver si l'Europe continue de vouloir faire de l'éolien *offshore* une des pierres angulaires de sa transition énergétique. Une erreur qui a été commise, au travers des systèmes d'appels d'offres actuels de simple mise en concurrence des producteurs, est d'avoir oublié le volet industriel. Les pouvoirs publics n'ont pas tenu compte, d'un côté, de l'immaturité du secteur et, de l'autre, des énormes implications en termes d'investissement pour les fabricants et dans les infrastructures pour les entités publiques. L'illusion d'une filière très performante, permettant d'atteindre des coûts de production très bas si l'on en juge aux résultats de certains appels d'offres, a été entretenue par des circonstances très favorables de prix bas des matières premières et surtout de taux d'intérêt particulièrement bas. La crise ukrainienne aura complètement dissipé cette illusion et implique une remise à plat de la politique de développement actuelle.

Une condition nécessaire au redémarrage de la filière passe par une reprise en main par les États. La décision de fixer une taille limite aux turbines ne peut se faire qu'à ce niveau car elle relève à la fois :

- ▀ de la **politique industrielle** qui devra décider la taille optimum à retenir (10 MW, 12 MW, 15 MW... ?) en fonction de critères technico-économiques, de disponibilités de ressources (cuivre, acier, terres rares,...) mais aussi de ressources en personnel compétent, de capacités de financement, etc. Cela passe par un dialogue constructif avec les constructeurs ;
- ▀ de la **politique de formation**, les compétences dans le secteur faisant cruellement défaut (et plus généralement dans tous les secteurs de la transition énergétique) ;

- ▀ du **développement des infrastructures portuaires** qui va de pair avec la normalisation de la taille des navires et du poids des installations que peuvent supporter les quais ;
- ▀ du **développement du réseau électrique** ainsi que du parc de production (il convient de rappeler que l'éolien *offshore* est une énergie intermittente qui nécessite l'adjonction de moyens de *back-up* pour assurer la production d'électricité les jours sans vent).

Un tel plan n'est pas sans comporter des analogies avec celui que la France avait conçu dans les années 1970 pour développer son parc nucléaire. Les capacités en jeu sont même beaucoup plus importantes dans le cas de l'éolien *offshore* si on les prend à l'échelle européenne (300 GW contre 63 GW). Ces technologies sont différentes mais ont en commun d'être capitalistiques, de devoir profiter d'infrastructures industrielles, de voir leur développement articulé avec celui du réseau électrique. Les années 1950 et 1960 ont vu les filières se concurrencer (graphite-gaz, eau lourde, eau légère sous pression ou bouillante...) et la standardisation du parc français s'est faite suite au choix d'une technologie éprouvée. S'il semble exclu d'avoir recours à une seule technologie et un seul opérateur dans l'éolien *offshore*, l'État doit favoriser l'articulation entre les acteurs industriels et les opérateurs, ce qui a constitué un des facteurs de succès du plan français. L'implication forte de l'État avait permis de lever les fonds nécessaires et très importants dans des conditions financières intéressantes et d'assurer ainsi la maîtrise des LCOE.

Dans le cadre de cette note, la stratégie chinoise dans l'éolien *offshore* n'a pas été prise en compte mais tout laisse à penser que ce pays est en train de développer une filière complète avec la maîtrise de tous les segments de la chaîne de valeur. Ce pays dispose non seulement des moyens technologiques mais aussi organisationnels de livrer des produits « sur étagère », voire « clés en mains », qui auront été de fait normalisés.

L'Europe doit réagir en endossant des habits de stratège et agir en architecte industriel. L'Allemagne est présentée par Markus Krebber, le directeur général de RWE¹⁷, comme exemple de bonnes pratiques en matière de planification de l'énergie éolienne en mer, avec des objectifs clairs pour la capacité future et des ventes aux enchères organisées bien avant ces dates. Il sera intéressant de suivre l'avancée des futurs projets afin de potentiellement s'en inspirer. Une coordination entre États apparaît indispensable dans la normalisation des équipements, mais aussi pour définir le bon niveau de renforcement des interconnexions afin d'éviter le suréquipement en moyens de productions flexibles. Cela doit impérativement inclure le Royaume-Uni et la Norvège.

17. « Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG », soit la « Compagnie électrique de la Rhénanie-Westphalie ».

Recommandations

Pour aider le secteur de l'énergie éolienne en difficulté, la CE met au point un « Wind Energy Package » qui doit être annoncé le 24 octobre 2023. La présidente Ursula von der Leyen a dévoilé quelques grandes mesures de ce paquet qui, entre autres, aura vocation à accélérer l'autorisation des projets éoliens (terrestres et marins). Plutôt que de présenter une nouvelle législation, il ne devrait qu'apporter des modifications à la réglementation actuelle et se focaliser sur les besoins en compétences, l'accélération des processus de *permitting*, l'amélioration des règles existantes en matière de mise aux enchères, l'accès facilité aux financements et la stabilisation des chaînes d'approvisionnement. Ce paquet éolien se place dans le cadre plus large de la proposition du NZIA, qui demande que l'UE fabrique elle-même au moins 40 % de ses besoins en matière de technologies énergétiques propres d'ici 2030.

Dans cet esprit, ce briefing émet quelques recommandations déjà exposées ci-dessus :

- ▀ La conception des appels d'offres doit être revue afin de prendre en compte des critères non relatifs aux prix comme l'impact sur l'environnement, la résilience du projet à divers aléas, la valeur ajoutée locale, son exposition à des cyberattaques, etc. Le poids donné à ces critères hors prix pourrait être fixé à 30 %.
- ▀ Corollairement, améliorer l'*ecodesign* des éoliennes afin de faciliter leur amélioration durant leur vie économique (*repowering*), pour permettre des mises à niveau, un recyclage plus facile notamment des pales¹⁸, alléger le poids des matériaux¹⁹, etc.
- ▀ Examiner la possibilité d'une indexation sur l'inflation des prix plafond dans les appels d'offres, qui ne doit cependant être introduite qu'après une évaluation précise de l'impact de l'augmentation des matières premières sur chacun des segments de la chaîne de valeur et des effets pervers d'une auto-alimentation de cette inflation.
- ▀ La planification maritime par les autorités doit donner plus de visibilité sur la disponibilité des surfaces et désamorcer à l'avance les conflits d'usages.
- ▀ Les procédures de *permitting*, y compris pour les réseaux, doivent être accélérées pour réduire les délais et éviter l'obsolescence des technologies.

18. A. Volard, « Wind Turbines : Can We Make Blades Recyclable? », *Polytechnique Insights*, disponible sur : polytechnique-insights.com.

19. « Lighter Wind Blades for Cheaper Energy », CORDIS, Horizon 2020, disponible sur : cordis.europa.eu.

- ▀ Aider au financement des projets de fabrication des composants en les mutualisant pour profiter des effets d'échelle et pouvoir emprunter avec des taux d'intérêt plus bas grâce à des garanties étatiques.
- ▀ S'assurer qu'il y existe bien un *level playing field* en matière de concurrence avec des producteurs de composants chinois.
- ▀ Déployer une véritable stratégie pour les ports et la flotte de navires afin de mutualiser au mieux ces infrastructures stratégiques.
- ▀ Analyser les besoins industriels en matière de câbles et autres produits de haute tension et de transformation, et soutenir la standardisation de la demande de ces produits afin de permettre des économies d'échelle et l'accélération du rythme de production, tout en travaillant de manière concertée sur leur éco-conception pour faciliter le recyclage à terme, ainsi que sur l'approvisionnement en matières premières clés, notamment l'aluminium et le cuivre.
- ▀ Mettre en place une véritable politique de formation, et ceci le plus en amont possible, en intégrant le fait que les compétences nécessaires à l'éolien en mer sont souvent communes avec les autres secteurs de la transition énergétique qui en manquent également cruellement.
- ▀ Une attention particulière doit être apportée aux compétences dans le numérique et l'intelligence artificielle afin d'être en mesure de se protéger contre les cyberattaques mais aussi d'optimiser le fonctionnement intermittent de ces machines complexes et leur intégration au réseau.



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org