

L'énergie éolienne prend le large

Michel Cruciani

© 71852

Mots-clés : renouvelables, électricité, Europe, transition énergétique, technologies

Les pays entourant la mer du Nord ont lancé l'éolien en mer sur fondation. Désormais mature, cette technologie connaît depuis 2014 un développement impressionnant, en Europe et maintenant en Chine, tandis que d'autres pays annoncent à leur tour des programmes considérables. La Commission européenne souhaite canaliser son déploiement, qu'elle voudrait très ambitieux, au moyen d'une « stratégie » publiée fin 2020. Ce texte aborde peu une autre filière : l'éolien en mer flottant. Pourtant, cette dernière conditionne l'accès à la ressource pour les pays bordés d'eaux profondes, notamment la France, qui figure parmi les pionniers de cette technologie mais n'en a pas encore tiré les bénéfices.

Introduction

Depuis le tournant du millénaire, la prise de conscience d'un réchauffement climatique potentiellement dévastateur a amené un nombre croissant de pays à se tourner vers des sources renouvelables pour la production d'électricité. Parmi ces sources, l'énergie éolienne a suscité un fort intérêt dans de nombreuses régions. Plus de 93 GW de capacités éoliennes ont été mises en service dans le monde pour la seule année 2020, soit la puissance de 56 EPR, dont environ 15 GW en Europe et 56 GW dans la zone Asie-Pacifique [1].

En Europe, les pays dotés d'une façade littorale bien ventée ont tenté d'étendre sur la mer les champs d'éoliennes. Après quelques années de tâtonnements, la technique a atteint un haut degré de perfectionnement, et l'éolien en mer connaît depuis quelques années un développement spectaculaire. Près de 3 GW de capacités *offshore* ont été installées en 2020 en Europe. Le parc d'éoliennes en mer déjà en service dépasse 25 GW (dont 10,4 GW pour la Grande-Bretagne), soit 12 % de la puissance éolienne cumulée à ce jour pour toute

l'Europe; ces installations ont généré 83 TWh en 2020 [2]. Malgré une volonté exprimée dès 2011 d'exploiter son domaine maritime, la France est demeurée à ce jour au stade des tests, avec un prototype de 1,2 MW et un démonstrateur de 2 MW.

L'éolien en mer a vu le jour à proximité des côtes, en posant les mêmes turbines qu'à terre; seules les fondations en milieu marin puis la pose des machines préassemblées généraient un risque technologique nouveau. Ces choix limitaient les possibilités d'implantation aux zones maritimes peu profondes. L'Europe bénéficie de telles zones, en mer Baltique, mer d'Irlande et dans la moitié méridionale de la mer du Nord, jouissant par ailleurs d'un régime des vents très favorable. Cette singularité géographique explique en grande partie la percée précoce de l'éolien en mer dans les pays bien situés (Allemagne, Belgique, Danemark, Pays-Bas et Royaume-Uni). La mer Jaune et la partie méridionale de la mer de Chine conjuguent aussi faible profondeur et bon vent; la Chine a logiquement emboîté le pas aux précurseurs européens, avec un parc installé supérieur à 10 GW fin 2020 [3]. Les pays dotés de zones

maritimes comparables multiplient à leur tour les projets : ils atteignent déjà un stade bien avancé aux États-Unis (côte atlantique), à Taiwan ou au Vietnam, et progressent rapidement dans une dizaine d'autres pays.

L'examen d'un planisphère montre que les pays dotés d'une façade maritime rassemblent une part considérable de la population mondiale et les régions côtières y concentrent souvent l'essentiel de l'activité économique. Une période dynamique semble donc s'ouvrir pour l'éolien *offshore*. Cependant, dans nombre de ces régions, le plateau continental est trop profond pour une pose sur fondation. Un nouveau bond technologique s'impose : l'éolien en mer flottant. Bien qu'encore balbutiante, avec des capacités en service sur l'ensemble de la planète autour de 0,1 GW en 2020, cette filière connaît un engouement remarquable. Les projets intéressent tous les continents, et plusieurs des acteurs industriels occupant une place majeure dans le secteur de l'énergie s'y impliquent.

Le présent article se propose de décrire succinctement le développement de l'éolien en mer, avec une approche partant du général pour aboutir au particulier. Le premier chapitre décrira le panorama mondial, en donnant un coup de projecteur plus appuyé sur la filière de l'éolien flottant. Le second chapitre exposera brièvement les perspectives européennes, avec une analyse de la « stratégie » récemment préconisée par la Commission européenne. Enfin, un dernier chapitre se concentrera sur le cas français, avec un focus sur l'acceptabilité des projets.

1. Une filière en plein essor mondial

1.1. L'Europe, pionnière de l'éolien en mer posé

La première éolienne en mer sur fondation (on dit aussi « posée ») a été mise en service en 1991 sur le site de Vindeby, au Danemark, avec une turbine de 450 kW, implantée à 2 km du rivage, par 4 m de fond. Vingt ans plus tard,

la capacité éolienne en mer avoisinait 3 GW ; fin 2020 la puissance installée dans le monde a franchi le cap des 35 GW [1]. Certains parcs se trouvent désormais à 200 km de la terre ferme, en eau d'une profondeur de 50 m [4].

La capacité en service dans le monde, fin 2020, se partageait en deux sous-ensembles : la Chine, qui en totalisait 30 %, et l'Europe du Nord, qui en concentrait 70 %, répartis entre six pays, par ordre décroissant : Royaume-Uni, Allemagne, Danemark, Belgique, Pays-Bas et Suède [1]. Berceau de cette technologie, l'Europe du Nord réunissait toutes les conditions propices au déroulement d'une *success story* :

- un milieu naturel favorable, avec une mer peu profonde entre l'Angleterre et le Danemark et des vents réguliers, autorisant un facteur de charge moyen proche de 40 % en 2020 [5];
- des politiques publiques constantes et généreuses, procurant la confiance nécessaire aux opérateurs pour qu'ils investissent dans les équipements spécifiques, tels que les aménagements portuaires ou les navires dédiés à la réalisation des fondations et à l'installation des turbines;
- la présence d'entreprises et de personnels familiers des travaux en mer depuis l'exploration-production d'hydrocarbures *offshore*, activité importante dans cette zone maritime, dont le déclin libère les forces vives.

Jusqu'au Brexit, on a pu parler d'un véritable cluster technico-économique de l'éolien en mer dans cette zone géographique, stimulant les transferts de compétences, mutualisant les moyens techniques et engendrant un effet d'apprentissage, tous facteurs aboutissant à une remarquable baisse des coûts.

L'éolien en mer sur fondation est ainsi devenu une technologie mature, dont le coût complet, estimé au lancement du projet, peut rivaliser avec celui de toutes les autres filières, aussi bien conventionnelles (charbon, gaz, nucléaire) que renouvelables (biomasse, hydroélectricité, solaire et même éolien terrestre). Non seulement ce coût estimé (LCOE –

L'énergie éolienne prend le large

Levelized Cost Of Energy) reste compétitif au regard des projets d'autres filières, mais dans certains cas, il se situe à un niveau proche du coût d'exploitation des centrales existantes. À titre d'exemple, la ferme éolienne *offshore* de Dunkerque (attribuée à EDF Renouvelables) annonce un coût de 44 €/MWh [6], voisin du prix auquel EDF est tenue de céder une partie de sa production nucléaire historique (ARENH, livré à 42,5 €/MWh, prix que l'entreprise juge trop bas). On notera que ce coût estimé approche le prix moyen sur le marché spot, établi à 39,4 €/MWh en France pour l'an 2019 [7], malgré un taux de disponibilité du parc nucléaire inférieur aux années antérieures. Dunkerque n'est pas un cas isolé. En 2019, huit des lauréats du troisième round d'appels d'offres au Royaume-Uni l'ont emporté pour 49 €/MWh. En 2017, DONG (aujourd'hui Ørsted) recevait deux sites en Allemagne (OWP West et Borkum Riffgrund West 2) pour des réalisations sans aucune subvention, de même que Vattenfall aux Pays-Bas en 2019 (Hollandse Kust Zuid 3 & 4) : pour ces quatre projets, la vente au prix du marché est jugée suffisante pour rentabiliser l'investissement [8].

Filière récente, l'éolien en mer a déjà acquis une importance suffisante pour accueillir des innovations notables, qui en font à certains

égards la pointe avancée de toute la technologie éolienne. La percée la plus évidente concerne la taille des machines. À terre, la taille des mâts et des pales est souvent limitée par les obstacles logistiques (acheminement sur le site) ou juridiques (gêne pour les riverains); aussi, la plupart des turbines installées dans les parcs terrestres affichent une puissance d'environ 3 MW. De telles limites se rencontrent rarement en mer, de sorte que le standard actuel se situe autour de 9 MW, tandis que les projets en cours de développement visent des puissances unitaires de 12 à 15 MW. La hauteur de leur mât (150 à 180 m) permet à ces machines de capter des vents réguliers à cette altitude et le diamètre des pales (jusqu'à 240 m) leur permet de produire même par vent faible. Moins spectaculaires, mais tout aussi intéressantes pour améliorer les résultats, une batterie d'innovations ont progressivement été mises en œuvre afin d'éviter les coûteux déplacements d'équipes spécialisées en mer : elles vont de la maintenance prédictive jusqu'à l'entretien des pales par des robots.

Ces progrès expliquent le succès économique des parcs éoliens en mer du Nord. On observe tout d'abord un coût orienté à la baisse pour chaque composant de l'investissement initial (CAPEX — *Capital Expenditures*) dont la

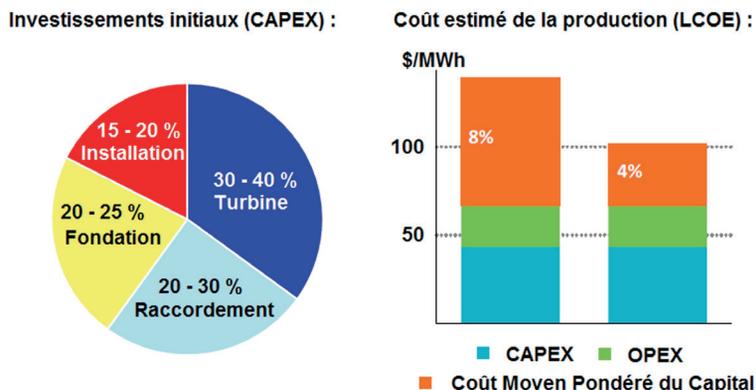


Figure 1. Les coûts, de l'équipement à la production

Source : Agence Internationale de l'Énergie, *Offshore Wind Outlook 2019*, page 24

Figure 1 donne une décomposition sommaire ; au Danemark en 2020 l'investissement initial était compris entre 1721 et 2012 \$/kW [9]. La diminution des frais d'entretien (OPEX — *Operation Expenditures*) contribue à la baisse du coût des mégawattheures produits, mais le facteur prépondérant de cette baisse réside dans la chute de la rémunération demandée par les apporteurs de capitaux, qu'ils soient actionnaires ou prêteurs. La Figure 1 illustre l'importance de ce paramètre ; or les financeurs sont désormais rassurés sur la fiabilité de la filière, et réduisent donc considérablement la prime de risque conditionnant leur participation.

1.2. Un développement mondial

Ces performances techniques et économiques ont bien sûr attiré l'attention de nombreux acteurs financiers ou industriels du monde entier. Plusieurs d'entre eux obtenaient leurs informations de première main, puisqu'ils ont participé au capital des sociétés constituées pour le lancement des parcs éoliens en mer en Europe, comme les groupes japonais Sumitomo puis Mitsubishi Corporation et chinois China Resources, China Three Gorges Corporation et China Yangtze Power Corporation. La réplification de la démarche européenne paraissait donc inévitable. Le Japon s'est engagé très prudemment ; début 2020, la capacité installée en éolien offshore posé ne totalisait que 49 MW, pour un objectif de 6,7 GW à la fin de la décennie [10]. La Chine a au contraire investi massivement dans cette filière. Jouissant d'une zone géographique particulièrement favorable sur une grande partie de son littoral et s'appuyant sur une industrie nationale très réactive, le pays comptait déjà 10 GW en service fin 2020, dont 3 GW ont été raccordés durant l'année 2020 [1]. On s'attend à un quasi-doublement de la puissance installée en Chine d'ici 2022, année où devrait prendre fin le tarif garanti très avantageux accordé à la production éolienne *offshore*.

D'autres pays prennent le relais. En Asie, la Corée du Sud vise 12 GW pour 2030 ; Taïwan a planifié 5,5 GW pour 2025 et prévoit une tranche de 10 GW supplémentaires à l'horizon 2035.

Les ambitions demeurent plus modestes au Vietnam, avec 500 MW pour fin 2020, mais une extension semble possible vers 5 GW durant la décennie. L'Amérique, restée à l'écart de la dynamique mondiale jusqu'ici, se tourne aujourd'hui vers la mer. Aux États-Unis, six États de la côte atlantique, allant du Massachusetts à la Virginie, préparent des appels d'offres étalés jusqu'en 2035 pour des éoliennes en mer sur fondation, dont le cumul avoisinera 28 GW [11]. Le président Biden souhaite accélérer le déploiement pour atteindre 30 GW dès 2030 [12].

En ouvrant des perspectives sur 10 ou 15 ans, ces trois pays espèrent clairement déclencher les investissements nécessaires sur leur territoire pour faire émerger une chaîne logistique locale. Le recours à l'éolien en mer apporterait de la sorte un double dividende : la réduction des émissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité et l'émergence d'une industrie locale prometteuse en emplois qualifiés. La volonté de voir naître une filière locale n'exclut pas l'appel aux entreprises détenant une solide expérience, disposées à accélérer le décollage des acteurs locaux. Les pionniers européens ont su jouer ce rôle de facilitateurs :

- Taïwan constitue un cas d'école, avec une implication d'opérateurs européens à tous les stades des projets, toujours en nouant des partenariats avec leurs homologues taïwanais. Pour ne citer que quelques noms, on mentionnera Green Giraffe (conseil initial), Deutsche Bank et BNP Paribas (financement), WPD, EnBW et Ørsted (développement de projet), Siemens-Gamesa et Vestas (fourniture de composants, directement ou avec des usines sur place), Van Oord (aménagement des ports, réalisation des fondations, pose des câbles).

- Aux États-Unis, plusieurs groupes européens ont figuré parmi les consortiums vainqueurs des premiers appels d'offres relatifs à des parcs éoliens en mer sur fondation. Ainsi, dans l'État du Massachusetts, une filiale américaine du groupe Iberdrola réalisera le projet de Vineyard Wind I (d'une capacité de 800 MW) tandis qu'EDPR obtenait la concession du site Mayflower (1600 MW). Dans l'État de New York, Equinor a emporté les sites Empire Wind I

(816 MW), II (1230 MW) et Beacon Wind I (1260 MW), tandis qu'Ørsted est impliqué dans celui de Sunrise I (880 MW). Déjà présent dans cinq États, Ørsted a mis en service les deux premiers parcs *offshore* des États-Unis (de 12 et 30 MW), prépare la construction de cinq nouveaux parcs pour un total de 2632 MW et se retrouve en compétition avec EDF Renewables pour l'attribution du projet Ocean Wind II, de 2400 MW, au large du New Jersey.

Dans ces deux pays, l'association avec des partenaires locaux augmente les chances de réussite et la promesse de commandes à des entreprises locales figure dans toutes les réponses aux appels d'offres. Un cadre légal relativement contraignant existe aux États-Unis, qui impose d'une part le *Buy American Act* pour l'achat des fournitures (un texte que le président Biden veut renforcer) et d'autre part le *Jones Act* contrôlant la part des entreprises étrangères dans les services portuaires. Malgré ces restrictions, ces deux marchés constituent un levier de croissance pour les groupes européens actifs dans l'éolien en mer posé.

1.3. Vers l'éolien en mer flottant

L'éolien en mer posé demeure toutefois inaccessible à de nombreuses régions du monde, disposant d'un régime des vents favorable mais baignées par des mers trop profondes pour recevoir des machines sur fondation. Aux États-Unis, une telle situation concerne notamment l'Oregon, la Californie et Hawaï, ces deux derniers États visant la neutralité carbone dès 2045, et donc très attentifs à développer toutes les sources renouvelables disponibles. Ailleurs dans le monde, la Corée du Sud et le Japon ne détiennent qu'une étroite frange littorale propice à l'éolien en mer posé ; l'essentiel de la ressource *offshore* se trouve sur une zone maritime dépassant 60 m de profondeur, hauteur d'eau qui marque la limite de cette technologie. Ces deux pays souhaitent aussi accélérer le passage aux énergies renouvelables. En Europe, la France se retrouve confrontée au même obstacle pour une bonne partie de son gisement, ainsi que l'Écosse, la Norvège, le Portugal, l'Italie, la Grèce...

La mise au point d'éoliennes sur flotteurs constituerait une excellente réponse. Le secteur de l'exploration-production d'hydrocarbures utilise depuis longtemps des structures flottantes lui permettant de s'affranchir des contraintes de profondeur ; ne pourrait-on pas envisager des éoliennes sur flotteur ? Mais les équipements flottants pour l'industrie pétrogazière sont stables, alors qu'une éolienne tourne ; les mouvements combinés de la houle et de la rotation des pales créent des risques de fragilité inédits. Malgré les difficultés inhérentes à cette technologie audacieuse, des projets ont vu le jour, dont voici une brève chronologie :

- La Norvège a réussi la première percée. Dès 2009, le groupe Statoil (aujourd'hui Equinor) a inauguré une installation à Karmoy. Dénommée Hywind Demo, une turbine de 2,3 MW, fournie par Siemens et non spécifiquement conçue pour ce projet, a été montée sur un flotteur vertical monocylindrique.

- Le Portugal a suivi en 2011 avec une réalisation menée en association par les groupes EDPR et Repsol. On a testé à Aguçadoura un flotteur du modèle WindFloat, de type semi-submersible, conçu par le groupe américain Principle Power Inc. et équipé d'une turbine Vestas de 2 MW, provenant également de la gamme ordinaire.

- Le Japon a expérimenté à partir de 2016 quatre modèles de flotteurs différents, trois dotés de turbines conventionnelles fournies par Hitachi et le dernier testant une turbine à deux pales montée sur une barge semi-submersible conçue par l'entreprise française Ideol.

- La France a mis en service ses deux premières réalisations en 2018, l'une au Croisic, composée d'une barge Ideol et d'une turbine standard de 2 MW fournie par Siemens Gamesa, l'autre à Saint-Anne-du-Portzic, d'une puissance de 1,2 MW. On peut qualifier cette seconde réalisation de « modèle de rupture » en raison de sa forte originalité : l'entreprise française Eolink a remplacé le mât vertical par quatre bras formant les arrêtes d'une pyramide, au sommet de laquelle est fixée une turbine spécifiquement conçue pour cet emplacement.

Avant même la conclusion de ces premières expériences, la technologie de l'éolien en mer

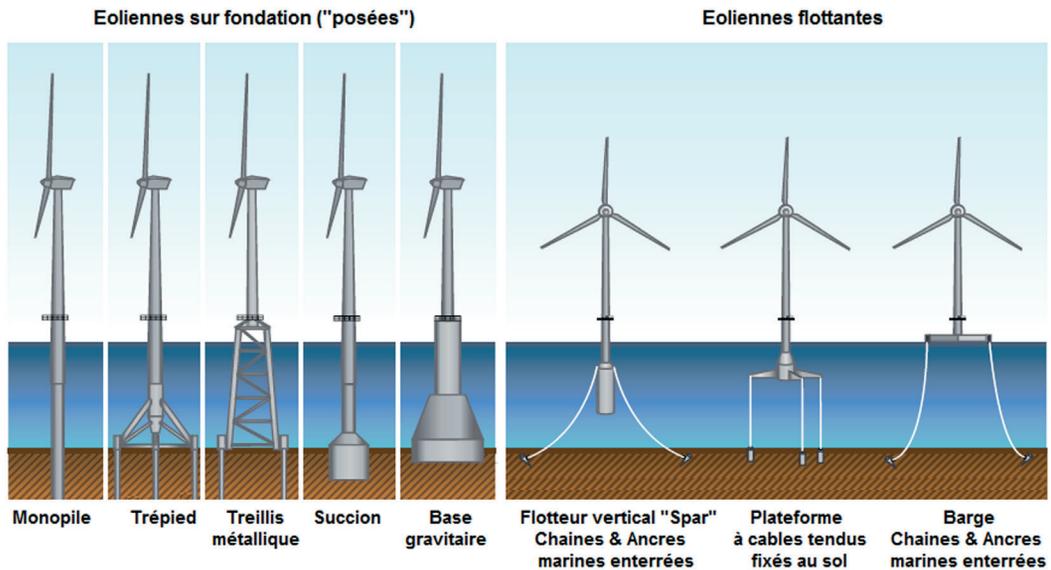


Figure 2. Deux types d'éoliennes en mer

Source : Agence Internationale de l'Énergie, *Technology Roadmap – Wind Energy*, édition 2013, page 31

flottant a suscité une force d'attraction exceptionnelle. Avec des moyens de recherche artisanaux, fin 2020 l'auteur de ces lignes a recensé trois fermes d'au moins trois turbines au stade précommercial déjà en service, six en construction ou en préparation (dont quatre en France, voir section 3.1) et 17 projets à un stade préliminaire, à lancer d'ici 2024. Premier constat remarquable, si tous les projets voient le jour, l'Europe aura abrité 29 des 36 installations en service, en construction ou annoncées dans le monde. Second fait remarquable, on aura testé entre 2009 et 2024 pas moins de 22 modèles différents de flotteurs!

Le flotteur constitue en effet le composant différenciant. Reprenant une image fréquemment citée, le flotteur est à cette filière ce que la batterie est à la voiture électrique. Mais contrairement à cette dernière, il n'existe pas de technologie dominante. La plupart des promoteurs se contentent de concevoir un flotteur assurant la meilleure stabilité possible et d'y

assujettir une éolienne disponible sur le catalogue des fabricants et déjà mise en œuvre sur fondation, à terre ou en mer. On rassure ainsi les investisseurs grâce à l'expérience et au savoir-faire acquis de longue date pour cette partie des équipements. Dans le vocabulaire de la profession, on dit que ce type de flotteur est «agnostique» puisqu'il ne préjuge pas de la machine qu'il recevra. D'autres développeurs ont préféré concevoir un ensemble complet flotteur + éolienne spécifique, estimant que les contraintes particulières subies par une machine exposée à la fois au vent et aux vagues justifiaient une technologie novatrice. Ces constructeurs espèrent que les avantages intrinsèques d'un tel ensemble leur permettront de surmonter les réticences des financeurs. Désignés par «modèles de rupture», on en compte six en cours d'essai, au stade de prototype ou de démonstrateur.

Les flotteurs se distinguent par leur forme, les matériaux employés et le mode d'assemblage.

L'énergie éolienne prend le large

À titre d'illustration, le flotteur vertical monocylindrique présente une belle simplicité, mais il exige un rivage de grande profondeur pour sa mise à l'eau (la partie immergée mesure jusqu'à 80 m de hauteur). Certains modèles offrent le choix entre l'acier ou le béton pour les principaux composants. Plusieurs concepteurs ont opté pour des structures modulaires, prévoyant une production en grande série, en usine, de pièces identiques livrées sur le port pour l'assemblage final. Cette gamme de solutions répond à la diversité des marchés potentiels, avec des capacités industrielles et des infrastructures portuaires très variées.

Au-delà de l'avantage que procurent ces choix étendus, le principal atout de l'éolien en mer flottant consiste en la simplicité d'installation des machines. Une éolienne posée requiert des navires extrêmement spécialisés

pour réaliser les fondations puis y fixer un mât pouvant s'élever à 160 m et hisser une nacelle pouvant peser 400 tonnes. Avec une éolienne sur flotteur, le montage est effectué au port; la turbine est ensuite tirée par des remorqueurs ordinaires jusqu'au site de fonctionnement, où elle est amarrée à l'aide d'ancres de marine posées ou de pieux scellés dans le fond marin. Pour les opérations de maintenance lourde, et surtout pour le démantèlement final, on peut «débrancher» une éolienne flottante et la ramener à terre, évitant ainsi le coût élevé des travaux en haute mer. Cet avantage paraît suffisamment important pour que des analystes déclarent qu'à terme l'éolien flottant deviendra la technologie dominante partout dans le monde, même en mer peu profonde.



Un modèle de flotteur «agnostique» :
la barge semi-submersible IDEOL

Source : <https://www.bw-ideol.com/fr/medias>
Crédit photo : ©bw-ideol



Un «modèle de rupture» :
le flotteur EOLINK

Source : <http://eolink.fr/fr/projects>
Crédit photo : Eolink s.a.s.

Figure 3. Deux types de flotteurs

2. La situation en Europe

2.1. D'une approche nationale à une politique commune

En Europe, le consensus se généralise sur la nécessité de parvenir à la neutralité carbone dans les prochaines décennies. Le volet «électricité» de cet objectif repose largement sur les énergies renouvelables, avec une insistance spéciale sur les filières éolienne et solaire, mais l'essor des grandes installations au sol bute de plus en plus sur les contraintes foncières. Constatant que la technologie de l'éolien *off-shore* posé atteint des coûts proches, voire inférieurs, à ceux de l'éolien terrestre, les pays jouissant d'un accès aux mers propices à cette filière se tournent logiquement vers elles (mer Baltique, mer d'Irlande, partie méridionale de la mer du Nord). Ces pays rivalisent d'annonces impressionnantes : pas moins de 40 GW installés au large de l'Allemagne en 2040, et autant pour le Royaume-Uni dès 2030 [13]!

La ferveur dont jouit l'éolien en mer s'explique aussi par la réussite des groupes industriels européens. En 2020, Siemens Gamesa a fourni 63 % et Vestas 33 % des turbines mises en service en Europe, leur seul rival potentiel à ce jour étant General Electric. Les opérateurs européens dominent aussi le marché local pour la fourniture des câbles, les fondations, les navires de service [14]... même si une partie des composants (roulements à billes, engrenages, etc.) vient de Chine [15].

La nouvelle équipe installée à la tête de la Commission européenne fin 2019, sous la présidence de Ursula von der Leyen, a adopté un programme de travail intitulé Pacte vert (*Green Deal*) visant à «mettre résolument l'Europe sur la voie d'une croissance durable et inclusive» [16]. Le volet climat de ce programme prévoit que l'UE accélère la réduction des émissions de gaz à effet de serre, passant d'une cible de 40 % initialement prévue pour 2030 à 55 % et officialisant son engagement vers «zéro émissions nettes» en 2050. En préparant les dispositions à prendre à cette fin, les services de la Commission ont estimé que le respect de ces

objectifs supposait un recours massif à l'éolien en mer : au moins 60 GW en 2030 et 300 GW en 2050. La Commission a alors jugé qu'un effort d'une telle ampleur ne saurait être laissé aux seules initiatives nationales, mais qu'il appelait un cadre commun. Elle a donc publié en novembre 2020 une «Stratégie en faveur des énergies renouvelables en mer» [17].

Disons-le sans détour : le lecteur qui s'attend à découvrir un plan de bataille sera déçu. La «stratégie» ne comporte que trois sortes d'informations. Un premier axe consiste en une longue énumération des textes communautaires déjà existants. La Commission rappelle au passage qu'elle se montrera exigeante sur tous ceux qui comportent une obligation légale, tels que les directives sur la planification de l'espace maritime ou la protection des milieux naturels, et elle invite les États à mettre en œuvre ceux qui relèvent de leur seule responsabilité, tels que ceux sur l'éducation et la formation professionnelle. Le second axe amorce une réflexion sur d'éventuels besoins réglementaires et le dernier axe aborde les aspects industriels et géopolitiques. Ces deux volets font l'objet des sections ci-dessous. La «stratégie» n'annonce aucune ressource financière nouvelle ; elle souligne que les outils en place permettent déjà des formes d'aides à ce type de projets.

2.2. Réflexion prospective sur le cadre réglementaire

Il serait facile d'ironiser sur la boulimie législative de Bruxelles en observant que la réglementation, actuelle ou future, occupe une place prépondérante dans les 31 pages de la «stratégie» et qu'une annexe de 21 pages lui est entièrement dédiée. Il faut cependant reconnaître que si l'UE se dirige vraiment vers une capacité éolienne en mer de 300 GW, soit 30 % de la capacité de l'UE 27 en 2018, toutes sources confondues, il apparaît pertinent d'envisager un cadre commun adapté au long terme. La «stratégie» propose de le préparer dès maintenant.

L'énergie éolienne prend le large

La Commission se penche notamment sur le raccordement des parcs éoliens. Aujourd'hui, chaque turbine est reliée à une sous-station en mer par un câble en moyenne tension, et la sous-station est reliée au continent par un câble en haute tension, formant une antenne connectée au réseau de transport du pays. Avec un grand nombre de fermes éoliennes en mer, les études montrent qu'il serait plus économique de raccorder les sous-stations à des lignes de transport sous-marines interconnectées. On parle alors de projets «hybrides», combinant la fonction d'une antenne et celle d'une maille supplémentaire pour le réseau. Ces projets réduiraient notamment les situations d'écrêtement, dans lesquelles un exploitant est prié de diminuer sa production car le réseau en aval est saturé.

Dans le cas où les lignes demeurent à l'intérieur d'un même pays, par exemple entre la Bretagne et l'Aquitaine, les difficultés à résoudre concernent :

- la programmation des ouvrages, afin qu'aucun parc ne soit achevé avant la ligne le desservant,

- les choix technologiques, par exemple courant alternatif ou continu,
- la répartition des coûts, entre l'exploitant éolien et le gestionnaire du réseau.

Dans le cas de projets hybrides internationaux, par exemple une ligne sous-marine entre la Catalogne et l'Occitanie ou entre le Danemark et la Suède, aux difficultés précédentes se surajoutent d'autres problèmes :

- la coordination entre les gestionnaires de réseau et les régulateurs des pays desservis.
- l'arbitrage entre la fonction d'évacuation du courant produit et celle d'échange transfrontalier, qui doit mobiliser 70 % de la capacité de la ligne selon les textes en vigueur.
- les régimes nationaux de soutien aux projets, parfois incompatibles (par exemple un complément de rémunération au Danemark et des certificats verts en Suède).

Ces problèmes deviendront encore plus complexes pour les projets hybrides aboutissant au Royaume-Uni, dorénavant hors de la juridiction de l'UE.

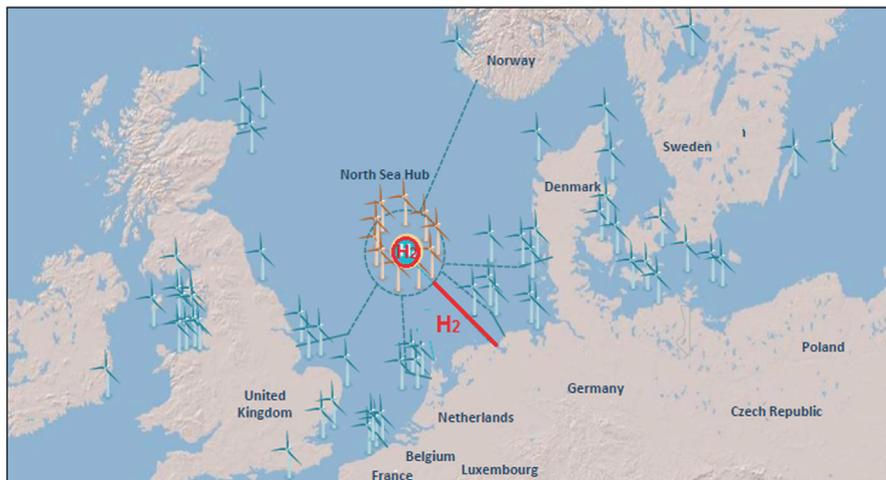


Figure 4. Une vision d'éoliennes raccordées à des réseaux sous-marins et à un îlot produisant de l'hydrogène

Source : Agence Internationale de l'Énergie, *Offshore wind outlook*, presentation by Dr Fatih Birol, Executive Director, 25 octobre 2019, slide 12

De façon plus générale, acheminer vers les consommateurs les énormes volumes d'électricité produits en mer impose de reconsidérer l'ensemble des réseaux de transport. Selon certains des scénarios ayant nourri les propositions de la Commission européenne, les besoins en capacité installée, terrestre ou maritime, devraient tripler entre 2015 et 2050 [18]. Conscients des obstacles que rencontrerait un développement massif des réseaux à haute tension, plusieurs opérateurs étudient des solutions alternatives, telles que l'utilisation du courant pour la production d'ammoniac, dans des usines implantées au point d'atterrage des câbles venant des fermes *offshore*, ou la conversion en hydrogène directement sur le site en mer, par électrolyse, et le transport de cet «hydrogène vert» par des hydroducts [19]. Ces études n'ont pas échappé à l'Agence européenne des Régulateurs de l'Énergie, qui avance déjà des recommandations pour la réglementation de ces futures canalisations... Par ailleurs, parmi ses multiples fonctions dans la transition énergétique [20], l'hydrogène constituerait une réponse aux besoins de stockage intersaisonnier qui accompagnent les sources intermittentes.

2.3. Commentaires

Le contraste est frappant entre la «Stratégie en faveur des énergies renouvelables en mer» et d'autres politiques communautaires récemment lancées dans le secteur de l'énergie, telle que celle relative aux batteries, par exemple. Pour les batteries, aucun atermolement : la Commission a autorisé coup sur coup des aides publiques s'élevant à 3,2 milliards d'euros (9 décembre 2019) et 2,9 milliards d'euros (26 janvier 2021). Aucun frein industriel non plus : la Commission a au contraire œuvré pour la mise sur pied d'une «alliance des batteries», destinée à faciliter la coopération entre acteurs et souvent évoquée comme la voie vers un «Airbus des batteries». Quant au volet réglementaire, personne ne cache que sa refonte permettra aux fabricants européens de combler leur retard sur leurs concurrents asiatiques.

S'agissant de l'éolien en mer, tout se passe comme si la Commission avait raisonné ainsi : «Puisque l'éolien *offshore* sur fondation a déjà atteint la maturité et puisque le potentiel de l'Union pour cette filière se situe au-delà de 300 GW, nul besoin d'aide, un cadre légal favorable à l'investissement suffit». Tout au plus, les fonds communautaires contribuent-ils à soutenir les programmes de recherche, développement et innovation, mais à un niveau modeste, 496 millions d'euros sur les dix dernières années, pour l'ensemble des technologies éoliennes, terrestres et maritimes [21]. La Commission se réjouit certainement d'observer aussi que certains gros consommateurs d'électricité signent des contrats d'achat à long terme (*Power Purchase Agreement* – PPA) avec des développeurs de projets, contribuant à garantir leur solvabilité indépendamment des aides publiques.

Ce raisonnement comporte un point faible : il ne s'applique pleinement qu'aux pays situés au nord de l'Europe, ceux qui bordent les mers Baltique et du Nord. Pour ces 10 pays, le potentiel est évalué à 190 GW pour la filière sur fondation, dans le scénario de référence [22]. La technologie est maîtrisée, les primes de risques demandées par les financeurs sont devenues modestes, le coût final est compétitif. Pour les 10 pays du Sud, le gisement calculé dans ce même scénario ne totalise que 31 GW, dont 16 GW pour la France si nous rangeons notre pays dans ce groupe. Les eaux baignant ces pays (Atlantique, Méditerranée, Adriatique, mer Noire) offrent moins de surfaces balayées par des vents forts et celles-ci pâtissent presque partout de plateaux océaniques trop profonds pour l'éolien posé. Leur potentiel se redresse toutefois si l'on prend en compte les zones géographiques dévolues à d'autres activités, telles que le trafic maritime (scénario dit *Low Restriction*), et si l'on y généralise la filière de l'éolien flottant.

Or la technologie de l'éolien en mer flottant n'a pas encore atteint sa maturité. La Commission considère peut-être que les acteurs qui misent sur cette filière n'ont guère besoin de soutien public. Effectivement, des mastodontes

tels qu'Equinor, Shell ou Total, disposant de trésoreries bien garnies, s'engagent sur l'éolien flottant. Mais il apparaît alors un risque qu'ils préfèrent développer leurs compétences hors d'Europe, et que l'avance prise jusqu'ici par l'UE soit perdue, le savoir-faire étant progressivement acquis par des concurrents. À titre d'exemple, Total a annoncé récemment sa participation à un parc éolien flottant de 2,3 GW en Corée du Sud [23], pays qui ne possède guère d'installations d'exploration-production en mer, et qui tirera certainement profit de l'expérience apportée par le spécialiste français...

Les développeurs de projet apprécient avant tout la visibilité et la stabilité réglementaires. L'UE ne brille hélas pas dans ce registre : tout en affirmant sa volonté de développer l'éolien en mer, la Commission annonce une réécriture des lignes directrices sur les aides financières à l'électricité de source renouvelable, entrées en vigueur en 2016, ainsi qu'une révision de la directive sur les énergies renouvelables, qui ne date que de décembre 2018. L'incertitude qui en résulte pourrait retentir sur les mises en chantier. À cet égard, il est regrettable que l'UE n'ait pas inclus la technologie de l'éolien en mer flottant parmi les « Projets Importants d'Intérêt Européen Commun » (PIIEC). Cette qualification présente l'énorme avantage de simplifier et accélérer les procédures dédiées à l'octroi d'aides publiques, qui resteront indispensables à cette nouvelle filière pendant encore quelques années. Les procédures courantes génèrent des délais préjudiciables aux projets, comme le montre le cas français.

3. L'éolien en mer en France

3.1. Des débuts laborieux

La France a programmé très tôt un recours important à l'éolien en mer, en sélectionnant six sites propices à des machines sur fondation, répartis sur la Manche et l'océan Atlantique, totalisant près de 3 GW, proposés lors de deux appels d'offres, en 2011 et 2013. À cette époque, le soutien public consistait en un tarif d'achat garanti sur 20 ans pour toute

l'électricité produite. Chaque offre était notée de 0 à 100, avec 40 points décernés en fonction du tarif demandé et les 60 autres points selon des critères industriels et environnementaux. La sélection a désigné :

- « Éolien Maritime France » (coentreprise entre EDF-EN et le groupe canadien Enbridge) pour Courseulles-sur-Mer (450 MW), Fécamp (498 MW) et Saint-Nazaire (480 MW), les deux premiers en partenariat avec le groupe allemand WPD. Ils devaient être équipés de turbines fournies par Alstom.
- ENGIE, EDP-R et la CDC pour Dieppe – Le Tréport (496 MW) et Îles d'Yeu – Noirmoutier (496 MW), tous deux destinés à recevoir des turbines Areva-Gamesa.
- « Ailes Marines » constitué par Iberdrola, Eole-RES et la CDC pour Saint-Brieuc (496 MW), également avec des turbines Areva-Gamesa.

Les appels d'offres ne comportaient aucune note éliminatoire sur le prix. Les trois lauréats ont obtenu une rémunération comprise entre 0 et 220 €/MWh, les frais de raccordement au réseau de transport restant à leur charge. Le calendrier initial prévoyait une mise en service sous quatre ans... Mais la sélection a fait l'objet de trois recours en justice de la part de candidats déçus ; l'un d'eux a gagné une indemnisation de l'État (2,5 millions d'euros). Les études techniques, économiques et environnementales incombaient aux lauréats, qui devaient ensuite demander les autorisations légales (occupation du domaine public maritime, autorisation d'exploiter, conformité avec la loi sur l'eau...). La quasi-totalité des autorisations ont alors été attaquées en justice par des associations de riverains. Les tribunaux exigeaient entre un et deux ans pour instruire chaque affaire, et la plupart des décisions en première instance ont été suivies par un recours en appel, nécessitant à nouveau environ un an, puis par un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État...

Entre-temps, les constructeurs de turbines Alstom et Areva ont disparu du marché, amenant une redistribution des commandes entre General Electric et Siemens-Gamesa. Ces

changements ont impliqué de nouvelles études et négociations pour moins d'éoliennes, mais plus puissantes pour certains parcs (turbines de 8 MW au lieu de 6 MW prévues initialement). Entre-temps aussi, les pouvoirs publics ont constaté que les coûts avaient considérablement baissé partout en Europe, pour l'investissement initial comme pour l'entretien. Le gouvernement a donc engagé un bras de fer avec les lauréats pour les contraindre à revoir les tarifs contractuels en échange d'un transfert à RTE des charges de raccordement. Un compromis a été trouvé pour des montants s'échelonnant entre 131 €/MWh (Dieppe – Le Tréport) et 155 €/MWh (Saint-Brieuc), montants soumis à la Commission européenne, qui les a approuvés en juillet 2019 [24]. Après ce feu vert, la Banque européenne d'investissement a pu ouvrir des lignes de crédit à des conditions avantageuses aux lauréats.

Bien que les comparaisons demeurent difficiles, en raison des spécificités de chaque projet, tant physiques (distance à la côte, profondeur d'eau, nature des fonds, etc.) que contractuelles (durée du soutien, garanties financières exigées, obligations liées au démantèlement, etc.), on peut considérer que ce coût reste voisin de ceux que l'on a observés pour les premiers projets dans un pays : entre 130 et 160 €/MWh pour les parcs de Bard en Allemagne, Rentel en Belgique, ou London Array 1 au Royaume-Uni, par exemple. Il paraît en revanche nettement supérieur à celui qui a été consenti à Dunkerque (44 €/MWh). Le gouvernement français a justifié cet écart auprès de la Commission européenne par l'argument suivant : «le projet de Dunkerque bénéficie de fonds marins de nature plus favorable (plus sablonneux), d'une vitesse moyenne du vent supérieure, d'une profondeur d'eau plus faible et d'une base de montage moins éloignée» [25].

Début 2021, les chantiers commencent enfin. Conformément aux clauses des appels d'offres, une partie significative des fournitures bénéficie au territoire français. General Electric a créé une usine de fabrication des turbines à Saint-Nazaire et Siemens-Gamesa prépare la sienne au Havre ; le port du Havre abrite également la

construction des fondations et celui de Cherbourg assurera l'assemblage. Plusieurs groupes industriels français ont reçu des commandes importantes, tels que Bouygues Construction, Chantiers de l'Atlantique ou VINCI Construction France, ainsi que divers acteurs européens, tels que Boskalis (Pays-Bas), Navantia (Espagne) ou SAIPEM (Italie).

En complément à l'éolien posé, la France a souhaité développer la filière flottante. Deux démonstrateurs ont ainsi pu être mis au point grâce aux aides publiques, le «modèle agnostique» Ideol et le «modèle de rupture» Eolink (voir section 1.3 plus haut). Des appels à projets ont ensuite été lancés par l'ADEME en 2015, conduisant à la sélection de quatre lauréats pour des fermes pré-commerciales de 24 à 30 MW :

- «Les éoliennes flottantes Golfe du Lion» (EFGL), dans la zone de Leucate en Méditerranée, sera menée par ENGIE, en association avec EDPR et la Banque des Territoires (filiale du groupe Caisse des Dépôts). Le groupe Eiffage assurera la construction des flotteurs de technologie WindFloat, mise au point par Principle Power Inc.
- «Eolmed» à Gruissan, en Méditerranée, avec le groupe Qair pour chef de file (successeur du groupe Quadran) et une participation de Total, mettra à profit l'expérience acquise par Ideol avec ses flotteurs en barges semi-submersibles, construits par Bouygues Travaux Publics.
- «Provence Grand Large», sur la zone de Faraman en Méditerranée, sera équipé de flotteurs à câbles tendus conçus par SBM et IFPEN, deux acteurs très expérimentés dans le secteur pétrolier. Le projet est piloté par EDF Renouvelables.
- «Les éoliennes flottantes de Groix», en Bretagne, porté par l'opérateur français Eolfi (désormais intégré au groupe Shell) associé au groupe chinois CGN, recevra des flotteurs de conception Naval Group (acteur majeur de la construction navale, ex DNCS) fabriqués en collaboration avec Vinci.

Début 2021, ces quatre projets demeurent toujours en cours de développement ; ils font

face aux mêmes difficultés que celles éprouvées par les projets relatifs à des éoliennes sur fondation, telles que la nécessité de changer de fournisseur après le retrait du fabricant de turbines initialement retenu...

3.2. Une volonté d'accélération

Le retard accumulé par les premiers projets a contribué au non-respect de l'engagement pris par la France de parvenir à une part de 27 % d'électricité renouvelable en 2020 [26] : cette part dépassait à peine 22 % fin 2019 [27]. Pour respecter son objectif de diminuer de 40 % ses émissions de gaz à effet de serre en 2030, la France compte sur une capacité éolienne installée en mer comprise entre 5,2 et 6,2 GW en 2028 [28]. Une telle ambition impose de réduire fortement les délais de réalisation des projets.

Le mouvement a été amorcé dès 2015. La loi pour la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) autorise dorénavant la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à procéder en deux phases pour les nouveaux parcs en mer. La CRE a mis ces dispositions en pratique en lançant en décembre 2016 un appel à candidatures pour la ferme projetée au large de Dunkerque (600 MW). La première phase a abouti à une sélection portant uniquement sur les capacités techniques et financières des postulants. Dans la deuxième phase, les 9 candidats sélectionnés ont pu mener un « dialogue concurrentiel » avec la CRE (mai à décembre 2017) ; ils ont reçu des études préalables conduites par l'État (remboursables) : bathymétrie, sédimentologie, courants, marée et houle, éléments anthropiques, mesures de vent sur le site, risques de tempêtes, connaissances existantes sur les oiseaux et mammifères marins. Au terme de ces échanges, la CRE a publié le cahier des charges final le 15 novembre 2018.

Huit candidats ont alors remis des offres fermes ; le classement s'est fait selon plusieurs critères : prix proposé, optimisation de la zone, enjeux environnementaux, robustesse financière. Selon les règles introduites par la Commission européenne depuis 2016, le courant produit sera vendu sur le marché, l'État

complétant les recettes ou empochant les excédents si le prix du marché s'écarte d'un tarif de référence. Le 6 juin 2019, le consortium EDF Renouvelables – Innogy – Blauracke GmbH a été désigné lauréat, pour un tarif de référence de 44 €/MWh, RTE prenant en charge les coûts de raccordement. Hors contentieux, la mise en service est prévue en 2026.

Dans un État de droit, chaque citoyen et chaque association conserve la faculté d'intenter un recours en justice contre chaque projet. La multiplication des procès n'est pas spécifique à l'éolien en mer et elle n'est pas propre à la France. Notre pays se caractérise cependant par la lenteur des instructions, en général attribuée à l'insuffisance des moyens accordés à la justice. Soucieux de réduire les délais de procédure, le gouvernement a décidé par décret de spécialiser une entité, en l'occurrence la Cour administrative de Nantes, et de supprimer la possibilité de faire appel, cette Cour statuant en premier et dernier ressort [29]. Le même décret durcit les conditions exigées pour la recevabilité des plaintes. Les autres améliorations incluent l'instauration de l'autorisation environnementale unique, qui vaut aussi autorisation d'exploiter, et surtout la notion de « permis enveloppe », introduite par la loi ESSOC [30], qui offre une certaine flexibilité au porteur de projet, afin qu'il ne soit pas contraint de demander une nouvelle autorisation en cas de modification de diverses caractéristiques (nombre et puissance des turbines, par exemple).

Ce nouveau cadre est pleinement mis en œuvre pour le déploiement de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, qui prévoit des appels d'offres à hauteur de 2,4 GW d'ici 2023 (dont 0,75 GW de flottant) puis 1 GW par an entre 2024 et 2028. Regardant au-delà, la récente étude conjointe AIE-RTE retient une contribution comprise entre 30 et 70 GW d'éolien en mer dans ses scénarios prévoyant une part élevée d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, soulignant l'importance notable du gisement flottant [31]. Où installer ces centaines d'éoliennes ?

3.3. La question de l'acceptabilité

La France a adopté une stratégie nationale pour la mer et le littoral (1^{er} décembre 2017) qui entend guider l'exploitation économique des ressources de la mer, tout en préservant les écosystèmes naturels. Ce support national se décline par façade maritime en métropole et par bassin en outremer. Pour chacune des quatre façades métropolitaines, on a découpé l'espace marin en zones fines, dédiées à une ou plusieurs fonctions dominantes, soit économiques, telles que la navigation, la pêche, la conchyliculture, le tourisme nautique, etc., soit écologiques, telles que les frayères à poissons ou mollusques, les sites de nidification pour les oiseaux, les réserves pour mammifères marins, etc. Ce travail a abouti à délimiter des zones d'implantation possible de parcs éoliens. Dans le cas particulier de la Bretagne, les zones proposées ont été affinées par une instance supplémentaire, la Conférence régionale de la Mer et du Littoral (CRML). À l'intérieur de ces zones, la loi ESSOC stipule que le périmètre précis sera tracé après un débat public avec les parties prenantes; la première phase de l'appel d'offres pourra alors débuter.

Au moment de la rédaction du présent article, deux débats avaient été menés, sous l'égide de la Commission nationale du Débat public, concernant pour le premier un parc éolien posé de 1 GW en Normandie (débat achevé le 19 août 2020) et pour le second un parc éolien flottant de 250 MW au sud de la Bretagne (débat achevé le 21 décembre 2020). Au-delà des controverses habituelles sur la place de l'énergie nucléaire et son coût comparé à celui des énergies renouvelables, plusieurs enseignements spécifiques à la filière éolienne *offshore* se dégagent de ces deux débats :

1. Les élus et les représentants de l'administration, qui ont délimité les zones d'implantation sur les documents de façade, ne comprennent pas que leurs choix soient remis en cause; le public en déduit que les jeux sont faits et que son avis ne comptera guère.

2. Le « permis enveloppe » accorde une grande flexibilité aux développeurs de projet, qui se traduit en retour par une grande

incertitude au moment du débat. Des données aussi importantes que le nombre de turbines, leur puissance, la hauteur des mâts, leur alignement, etc. restent inconnues.

3. Les informations disponibles concernant l'impact des travaux sur le milieu naturel apparaissent à la fois « abondantes et lacunaires » [32]. Cette situation résulte en premier lieu de la grande variété des espaces maritimes français (fonds, courants, marées, peuplement animal et végétal, etc.), qui appelle des études différentes pour chaque site. Elle provient en second lieu de l'absence d'un retour d'expérience; aucune éolienne n'ayant encore été implantée en mer dans notre pays, on ne peut s'appuyer sur les meilleures pratiques.

4. Les travaux préparatoires aux débats insistent sur les effets bénéfiques attendus, par exemple en créations d'emplois, mais semblent minimiser les conséquences négatives, par exemple sur l'impact visuel et surtout sur la pêche côtière, une activité économique toujours fragile. Face aux pêcheurs qui manifestent leur insatisfaction sur les indemnités proposées, les porteurs de projet soulignent que l'on ne sait pas chiffrer l'impact exact des parcs éoliens sur une longue période.

Au sujet du point 4 ci-dessus, il y a fort à craindre que le choix de certains sites destinés aux premiers parcs éoliens en mer contribue à exacerber la méfiance de l'opinion publique. Le parc de Saint-Brieuc fournit une bonne illustration des inquiétudes. Sur le plan visuel, on peut s'interroger sur la pertinence d'une implantation « à proximité d'un littoral à dominante naturelle de très forte qualité, présentant une grande richesse paysagère et patrimoniale, recensant 70 sites inscrits ou classés et 191 monuments historiques protégés » [33]. Sur le plan des ressources halieutiques, on peut espérer, au vu des observations effectuées sur d'autres sites en Europe, que seule la phase des travaux perturbera les poissons et les mammifères (marsouins et dauphins); un retour aux conditions antérieures est attendu en phase d'exploitation. En revanche, une incertitude règne pour les espèces peu mobiles, mollusques (bulots, coquilles Saint-Jacques) et crustacés (araignées de mer, crabes, homards), constituant une

part importante du revenu des pêcheurs de la région. Outre la perte de recettes durant la période du chantier, un doute demeure sur la reconstitution ultérieure de cette ressource.

L'impact visuel et halieutique provient en grande partie de la proximité des sites par rapport à la côte. Toutes les fermes éoliennes programmées à ce jour en France prévoient d'installer les turbines à faible distance du rivage, les machines les plus proches étant posées entre 10 km (Dunkerque) et 22 km (Groix) du rivage. Or, lorsque l'on demande aux parties prenantes de choisir librement un emplacement, une forte majorité voire l'unanimité se prononce pour des distances très supérieures, comme on l'a vu lors du débat public de Normandie [34]. L'éloignement se traduit bien sûr par un surcoût, mais une meilleure acceptabilité justifie peut-être une moindre performance économique du projet.

Quel que soit l'emplacement retenu, les porteurs de projet savent parfois rallier à leur camp une partie des riverains. Les fermes éoliennes en mer sur fondation de Dieppe – Le Tréport et Île d'Yeu – Noirmoutier ont ainsi récolté 1 million d'euros chacune auprès de souscripteurs locaux, aux nombres respectifs de 953 et 902, grâce à un appel à financement participatif garantissant un taux d'intérêt de 5 % pour un prêt de 3 ans.

Conclusion

La plupart des études prospectives s'accordent pour affirmer que l'énergie éolienne en mer va connaître un développement spectaculaire dans les prochaines décennies et selon la plupart des analystes, elle occupera une part considérable dans le mix électrique mondial d'ici 2050 [35]. Cette technologie comporte deux filières. La filière de l'éolien sur fondation a atteint le stade de la maturité et intéresse de nombreux pays bordés par des zones maritimes peu profondes. La filière éolienne flottante demeure embryonnaire, mais les efforts de mise au point déployés par de très grands acteurs, notamment les majors du pétrole,

laissent peu de doute sur sa percée d'ici à la fin de la décennie. Les avantages intrinsèques de cette seconde filière pourraient lui conférer une position prééminente sur toutes les mers du monde.

L'Europe a fait jusqu'à présent la course en tête dans les deux filières et ses entreprises se trouvent en bonne position sur plusieurs marchés en développement en Asie et en Amérique. Mais l'ambition que se fixe l'UE, atteindre très rapidement un niveau élevé de production en mer, incite ses dirigeants à privilégier la filière opérationnelle, l'éolien sur fondation. Cette option comporte deux conséquences négatives. En premier lieu, elle accroît le déséquilibre interne, entre les pays du Nord disposant d'un immense espace maritime de faible profondeur, propice à cette technologie déjà mature, et les pays du Sud, baignés par des mers offrant un gisement accessible uniquement avec la filière éolienne flottante, encore émergente. En second lieu, dans un souci de compétitivité, qui est approprié à la filière posée mais pas à la filière flottante, l'UE prend le risque de perdre son avance technique dans cette dernière, car les groupes industriels déterminés à conquérir ce marché pourraient trouver des conditions plus favorables ailleurs : Chine, Corée du Sud, Japon, États-Unis... Il est regrettable à cet égard que la récente «stratégie» présentée par la Commission européenne n'ait pas envisagé d'accorder à la filière éolienne flottante les assouplissements relatifs au droit de la concurrence et à la coopération industrielle qu'autorisent les «Projets Importants d'Intérêt Européen Commun».

La France compterait parmi les grands bénéficiaires de tels assouplissements. Elle dispose d'un gisement éolien en mer remarquable, peu exploité à ce jour. Les sites retenus pour les premiers projets, alors que l'on ne connaissait que la filière sur fondation, se trouvent près des côtes, ce qui a soulevé de nombreuses oppositions. Le choix de la filière flottante permettrait d'implanter les machines beaucoup plus au large, ce qui réduirait l'hostilité des riverains et élargirait le potentiel utile, notre pays étant entouré d'un plateau continental plus profond

qu'en Europe du Nord. L'éloignement engendrerait certes un surcoût, mais on peut raisonnablement espérer qu'il serait progressivement gommé par les avantages uniques de la filière flottante et par les effets d'apprentissage issu des grandes séries. Justement, la France fait partie des pionniers de cette filière; les projets en préparation devraient conférer à ses entreprises une compétence rare à l'échelle mondiale. Un engagement résolu dans cette filière pourrait donc se révéler un investissement judicieux.

RÉFÉRENCES

- [1] *Global Wind Energy Council*, Global Wind Report 2021, publié le 25 mars 2021, pages 44 & 53.
- [2] Wind Europe, *Wind energy in Europe - 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025*, published in February 2021, pages 11 & 19.
- [3] Global Wind Energy Council, Communiqué de presse du 25 février 2021. <https://gwec.net/china-installed-half-of-new-global-offshore-wind-capacity-during-2020-in-record-year/>.
- [4] OSPAR, Database on offshore wind-farms – 2013 UPDATE (revised in 2014), pages 4 et suivantes.
- [5] Calcul du facteur de charge par l'auteur à partir des données citées en note 2. Pour tenir compte de l'étalement des nouvelles mises en service tout au long de l'année 2020, seule la moitié d'entre elles ont été comptabilisées, ce qui conduit à une capacité installée totale de 23,72 GW.
- [6] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), Rapport de synthèse du 6 juin 2019, *Dialogue concurrentiel n° 1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque*, page 9.
- [7] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), *Rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel*, juillet 2020, page 47, prix spot base moyen pour l'année 2019.
- [8] Royaume-Uni : Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Contracts for Difference Allocation Round 3 Results*, 20 September 2019. Les prix en livres sterling de 2012 ont été convertis en euros de 2020 par l'auteur, sur la base des taux publiés par Eurostat.
- [9] OCDE, AIE et AEN, *Projected Costs of Generating Electricity 2020*, tableur Excel, feuille 3.6.b.
- [10] Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism of Japan, Presentation of Mr Ito Atsuki, Conference FOWT, Marseille, 7 September 2020, slide 5.
- [11] Global Wind Energy Council, *Global Offshore Wind Report 2020*, pages 11 et 17 à 21.
- [12] Communiqué de la Maison-Blanche du 29 mars 2021.
- [13] *Enerpresse*, 4 juin 2020 (pour l'Allemagne) et Reuters, 7 octobre 2020 (pour le Royaume-Uni).
- [14] Wind Europe, *Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2020*, February 2021, pages 23 à 31.
- [15] European Commission, Joint Research Center (JRC), *Wind Energy - Technology market report*, 2019, pages 40 et suivantes.
- [16] Commission européenne, *Le pacte vert pour l'Europe*, COM (2019) 640, 11 décembre 2019, page 2.
- [17] Commission européenne, COM (2020) 741, 19 novembre 2020. Ce texte aborde l'ensemble des énergies marines : éolienne, houlomotrice, marémotrice, biocarburants produits à partir d'algues, énergie thermique des océans et installations photovoltaïques flottantes.
- [18] La Commission n'a malheureusement pas actualisé ses simulations; elle a repris celles qui avaient été élaborées en 2016 à l'aide du modèle PRIMES. On les retrouve dans son étude d'impact du 17 septembre 2020, document SWD (2020) – 176, Part 2/2, page 59.
- [19] Lire par exemple les communiqués de presse diffusés par Copenhagen Infrastructure Partners le 23 février 2021 pour l'ammoniac et par Siemens Gamesa & Siemens Energy le 13 janvier 2021 pour l'hydrogène en mer.
- [20] Lire notamment l'article «Transition énergétique : l'hydrogène, vecteur des possibles», paru dans *La Revue de l'Énergie* n° 644, mai-juin 2019, et «Atouts et enjeux de l'électrolyse pour la transition énergétique», paru dans *La Revue de l'Énergie* n° 654, janvier-février 2021.
- [21] Commission européenne, COM (2020) 741, 19 novembre 2020, page 23.
- [22] Commission européenne, Joint Research Centre, *ENergy Systems Potential Renewable Energy Sources (ENSPRESO)*, *Wind onshore and offshore*, Tableur Excel dans sa version du 21 juillet 2020, feuillets "Offshore Summary + Graph" et "Offshore by sea basin EU 27". Les 10 pays du Nord sont : Allemagne, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, Lettonie, Lituanie, Pays-Bas, Pologne et Suède. Les 10 pays du Sud sont : Bulgarie, Chypre, Croatie, Espagne, France, Grèce, Italie, Malte, Portugal et Roumanie.
- [23] Green Investment Group, communiqué de presse du 1^{er} septembre 2020.

[24] Commission européenne, Décision du 26 juillet 2019, publiée au Journal Officiel de l'UE sous la référence C(2019) - 5498.

[25] Idem.

[26] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, page 12.

[27] Eurostat, *Short Assessment of Renewable Energy Sources (SHARES)*, mise à jour du 17 novembre 2020, feuillet "Overall Target" du tableur Excel.

[28] Décret du 21 avril 2020 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie, article 3.

[29] Décret du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer.

[30] Loi du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance.

[31] Agence Internationale de l'Énergie et Réseau de Transport d'Électricité, *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*, janvier 2021, pages 39 et 40.

[32] Commission nationale du Débat Public, Compte rendu du débat public « En mer, en Normandie, de nouvelles éoliennes? », octobre 2020, page 68.

[33] Étude d'impact menée par le cabinet EVIVO, Résumé non technique, section « Patrimoine culturel et paysage », octobre 2015, page 63.

[34] Idem note 25 ci-dessus, pages 62 et 63.

[35] Voir par exemple la page dédiée sur le site internet de l'Agence Internationale de l'Énergie : <https://www.iea.org/reports/offshore-wind>.