

Impact de la réglementation sur les coûts de production de l'éolien en mer en Europe

Pierre Peysson*

@ 43083

Fin 2018, l'Europe comptait plus de 4 500 éoliennes en mer en opération pour une puissance totale de 18,5 GW. Seulement, avec un rythme supérieur à une unité installée quotidiennement dans le Vieux Continent, la France n'en a installée qu'une seule en 2018. Pire encore, c'est la seule qu'elle ait jamais installée quand les premières datent de 1991, au Danemark. Bénéficiant du deuxième gisement éolien en Europe et disposant de 375 000 km² d'espace maritime, la France métropolitaine souhaite rattraper son retard. Depuis 2011, plusieurs trains d'appels d'offres ont ainsi été lancés. Seulement, les premiers électrons offshore français ne seront pas produits avant 2022. Pour accélérer et faciliter la mise en œuvre de ses projets, la France a engagé ces 18 derniers mois un certain nombre de réformes. L'objectif : se rapprocher autant que possible des meilleures pratiques européennes et bénéficier ainsi d'une énergie à bas coût. Explications.

Introduction

Le 20 juin 2018, le président de la République française annonçait qu'un accord, relatif aux tarifs de rachat de l'électricité produite par les six projets éoliens en mer français en cours de développement, avait été trouvé entre l'État et les maîtres d'ouvrages.

Dans un contexte de baisse très significative et durable des prix de production des parcs éoliens en mer attribués à l'issue de procédures de mise en concurrence dans plusieurs pays européens ces deux dernières années, le gouvernement français avait en effet souhaité renégocier les conditions économiques du rachat de l'électricité des projets français. Initialement fixé lors de l'attribution des marchés en avril 2012 et mai 2014, le ministre de la Transition écologique et solidaire indiquait dans un communiqué que «le tarif accordé à l'époque à ces installations était très élevé et

ne reflète pas les progrès technologiques réalisés depuis plusieurs années sur l'éolien en mer [...]. Les industriels ont proposé des économies significatives entraînant une réduction de 30 % des tarifs à la mise en service, [...] de réduire le coût de soutien public de 40 %. La poursuite des 6 projets est assurée, tout en assurant une réduction des coûts pour la collectivité de plus de 15 milliards d'euros».

Cependant, au-delà de la seule comparaison des prix de production issus des appels d'offres, le présent article a pour objet d'étudier le degré d'intervention publique dans le développement des projets éoliens en mer en France et dans les autres pays d'Europe, et d'ouvrir une discussion plus large sur l'impact de la régulation et de la réglementation dans la compétitivité des tarifs de production des parcs éoliens en mer.

* WPD (cf. biographies p. 79-80).

Impact de la réglementation sur les coûts de production de l'éolien en mer en Europe

Pays	Parc	Puissance (MW)	Date d'attribution des appels d'offres (mise en service prévue)	Lauréats	Prix de production (€/MWh)	
Pays-Bas	Gemini	600	Déc. 2010	BARD	168,9	
France (AO1)	Fécamp	498	Avr. 2012 (2022)	EDF EN / DONG / WPD	~ 200 puis ~ 140/150 après renégociation au printemps 2018	
	Courseulles-sur-mer	450		EDF EN / DONG / WPD		
	Saint-Brieuc	496		IBERDROLA / RES		
	Saint-Nazaire	480		EDF EN / DONG		
France (AO2)	Dieppe-Treport	496	Mai 2014 (2024)	ENGIE / EDPR / CDC		
	Yeu-Noirmoutier	496		ENGIE / EDPR / CDC		
Royaume-Uni (CfD 1)	East Anglia	714	Fév. 2015 (2020/2021)	IBERDROLA		~ 162
	Near na Gaoithe	448		VATTENFALL		~ 154
Danemark	Horns Rev 3	406	Fév. 2015 (2020)	VATTENFALL	103,1	
Pays-Bas	Borssele 1-2	752	Juil.2016 (2020)	DONG	72,7	
Danemark	Nearshore (Vesterhav Syd & Nord)	350	Sept. 2016 (2020)	VATTENFALL	63,8	
Danemark	Kriegers Flak	600	Nov. 2016 (2021)	VATTENFALL	49,9	
Pays-Bas	Borssele 3-4	731	Déc. 2016 (2021)	BLAUWWIND CONSORTIUM	54,5	
Allemagne (enchères 1)	He Dreight	900	Avr. 2017 (2024/2025)	ENBW	Sans subvention	
	OWP West	240		DONG	Sans subvention	
	BR West 2	240		DONG	Sans subvention	
	Gode Wind 3	110		DONG	60	
Royaume-Uni (CfD 2)	Hornsea Project Two	1 386	Sept. 2017 (2022)	DONG	~ 63	
	Moray East	950		EDPR/ENGIE	~ 63	
	Triton Knoll	860		STRATKRAFT	~ 82	
Pays-Bas	Hollandse Kust Zuid	700	Mars 2018 (2023)	NUON/VATTENFALL	Sans subvention	
Allemagne (enchères 2)	BR West 1	420	Avr. 2018 (2024)	DONG	Plus basse : sans subvention Moyenne : 46,6 Haute : 98,3	
	Gode Wind 4	131,75		DONG		
	Kaskasi	325		INNOGY		
	Arcadis Ost 1	247		PARKWIND		
	Baltic Eagle	476		IBERDROLA		
France (AO3)	Dunkerque	400 – 600	Mi 2019 (2026)	En cours	En cours	

Tableau 1. Prix de production des parcs éolien en mer attribués à l'issue de procédures de mise en concurrence

Source : Public Finance International – EMEA Report, septembre 2017 et Pierre Peysson, WPD

1. Prix de production des projets attribués par appels d'offres en Europe

Depuis les lignes directrices publiées par la Commission européenne le 28 juin 2014, les États membres de l'UE sont invités à recourir à des procédures de mises en concurrence préalables à l'attribution d'une aide dans le secteur de l'énergie. Pour les projets lancés à partir de 2017, le texte de la Commission préconise aussi que l'aide soit limitée à un complément de rémunération au-delà du prix du marché. Ces lignes directrices mettent donc progressivement fin aux dispositifs, parfois très incitatifs, des tarifs d'achat garantis (*Feed-in-Tariffs*). Certains États, dont la France, avaient choisi la procédure des appels d'offres avant 2014. Ainsi, on observe depuis 2010 une succession d'appels d'offres ou d'enchères préalables à l'attribution des marchés dans l'éolien en mer.

Pénalisée par des temps de développement post appels d'offres très longs, la France voyait ainsi des projets attribués en Europe à des tarifs d'un niveau trois à quatre fois inférieur et qui seraient en service dans le même pas de temps que les projets français (à partir de 2021-2022). Cependant, au-delà de ces différences très significatives qui auront poussé le gouvernement à renégocier les tarifs, il convient de comparer le niveau des prix de production en regard bien sûr des atouts techniques des zones à exploiter, mais aussi du périmètre des projets

couvert par ce prix, du degré d'intervention publique dans les séquences d'un projet, de la position de la procédure de mise en concurrence, des critères de sélection des lauréats, du poids de la fiscalité ou encore de la durée des contrats de rachat de l'électricité produite (20 ans en France contre 15 ans au Royaume-Uni ou encore une fois atteint 50 000 heures de fonctionnement pleine puissance au Danemark, soit de l'ordre de 12 à 13 ans). L'harmonisation des procédures des différents États permettrait en outre une meilleure comparaison des prix de production, laissant ainsi le gisement éolien et les conditions de sol ou les enjeux environnementaux des zones seules variables de compétitivité d'un projet. Si les caractéristiques techniques et environnementales des projets attribués par appels d'offres et exposés dans le tableau présentent quelques différences, elles ne permettent pas de justifier des écarts de prix si importants. En termes de gisement éolien, des différences existent, mais seulement de l'ordre de 1 m/s au maximum entre les projets les plus et les moins ventés. Ce niveau de différence de ressource permet de justifier un écart de l'ordre de 15 à 20 €/MWh sur le prix de production, mais certainement pas une centaine d'euros par mégawattheure produit comme le montre le gain de compétitivité entre 2012 et 2017. Pour ne citer qu'une raison prédominante, il s'agit notamment de l'arrivée d'éoliennes de plus fortes puissances (environ deux fois plus) qui permettent de limiter le nombre d'ouvrages annexes tels que les

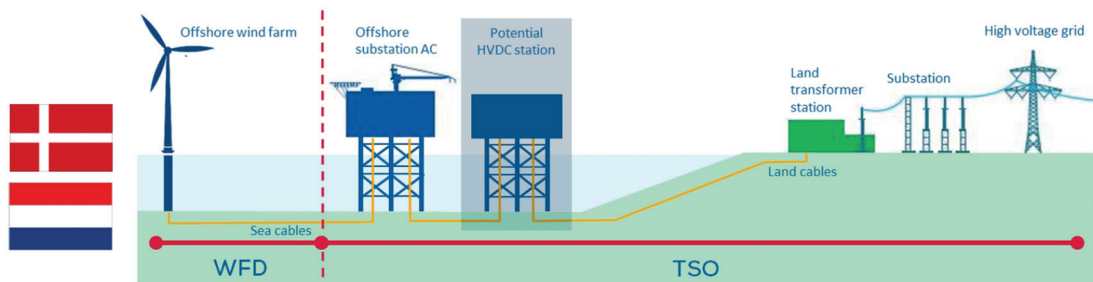


Figure 1. Périmètre d'un projet couvert par le prix de production de l'éolien en mer au Danemark et Pays-Bas

Source : WindEurope

fondations et limiter les temps d'installations très coûteux. On peut aussi mettre en évidence les faibles taux d'intérêt dans le financement des projets voire le financement de projets en «Corporate» plutôt que le financement de projets autour d'une société spécifiquement créée (SPC = *Special Purpose Company*). Autant de facteurs qui minimisent les coûts pondérés du capital et donc les coûts de production à CAPEX (coût en capitaux) et OPEX (coût en opération) identiques. Reste à définir le poids exact de chaque gain de compétitivité, mais cet exercice est très difficile à conduire tellement il est complexe et tenu par le secret des opérateurs. Quoi qu'il en soit, les gains de compétitivité des projets attribués par procédures de mises en concurrence depuis les lignes directrices de la Commission européenne de 2014 ne sont pas dus à l'attribution de zones plus ventées et donc «naturellement» plus compétitives. Ce sont bien d'autres paramètres, l'amélioration de la technologie en tête, qui ont eu le plus fort impact, et de très loin.

2. Périmètre des projets couvert par les prix de production

Le périmètre d'un projet couvert par le prix de production a longtemps pénalisé le développement de l'éolien en mer en France. En effet, jusqu'à la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, le coût du raccordement électrique était à la charge des maîtres d'ouvrage et était donc inclus dans les coûts de production des parcs éoliens en mer.

Aujourd'hui, la France a fait le choix de s'aligner sur plusieurs pays étrangers, notamment le Danemark, les Pays-Bas ou le Royaume-Uni, qui excluent le financement du réseau électrique du coût de production du parc éolien en mer.

Ainsi, le coût de production des projets français issus des appels d'offres CRE de 2011 et 2013 couvre 100 % du coût total du projet, tandis qu'à l'étranger il n'en couvre qu'environ 85 % (voire moins, étant donné que les parcs étrangers sont plus au large qu'en France). La

loi hydrocarbures du 30 décembre 2017 permettra aux futurs parcs français de supprimer cette «distorsion» de comparaison des prix de production en faisant peser le financement du réseau sur le TURPE. Cependant, si elle s'aligne sur les standards européens en la matière, elle crée de fait une distorsion de concurrence en France avec les autres filières (éolien terrestre ou encore solaire photovoltaïque) qui sont soumises à une quote-part de raccordement qui tient compte des coûts de renforcement ou de création de réseaux pour ces sources de production décentralisées. Peut-être un alignement à prévoir pour ces filières sœurs à l'éolien en mer dans un contexte de forte augmentation de quotes-parts de raccordement en prévision?

3. Degrés d'intervention publique dans la séquence d'un projet, position de la procédure de mises en concurrence et critères de sélection

Une autre différence notable en Europe concerne le degré d'intervention publique dans les séquences d'un projet, la temporalité de la procédure de mise en concurrence et les critères de sélection.

On observe des modèles très centralisés (Danemark, Pays-Bas) et d'autres plus décentralisés laissant davantage de responsabilités aux maîtres d'ouvrage privés (Royaume-Uni, Allemagne à partir de 2020) dans le développement de leurs projets.

Selon l'agence danoise de l'énergie (DEA), l'intervention publique a un rôle très important dans la compétitivité des prix de production : obtention des autorisations environnementales, conduite d'études préalables de caractérisation des sites et mise à disposition des candidats en amont des appels d'offres, anticipation des raccordements électriques et leur mutualisation, etc. Autant de mesures qui sont de nature à améliorer la compétitivité des offres des candidats en diminuant les risques du projet (et donc les provisions) et en réduisant le délai entre

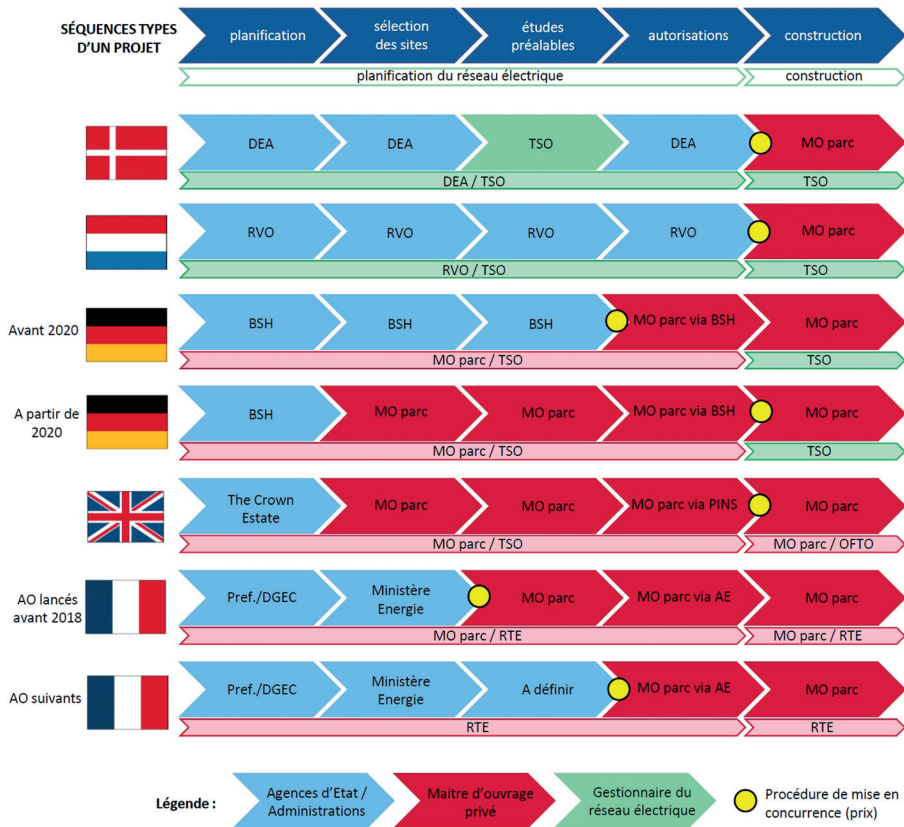


Figure 2. Diversité des procédures de développement d'un projet éolien en mer en Europe

Source : WindEurope et Pierre Peysson [WPD]

l'attribution des marchés (et donc des prix) et la contractualisation avec les sous-traitants.

D'un modèle très décentralisé pour ses premiers appels d'offres, la France, par ses dispositions prises dans le cadre de la loi hydrocarbures ou encore la loi ESSOC (État au Service d'une Société de Confiance), s'oriente vers le modèle danois ou hollandais.

Il existe cependant des différences notables : d'une part l'obtention des autorisations administratives est du ressort des maîtres d'ouvrages et d'autre part cette phase est conduite après l'attribution des marchés. Cette spécificité n'est pas sans conséquence sur le planning des projets post appel d'offres et sur la compétitivité des prix de production. En effet, le temps d'obtention des autorisations en France est estimé

au minimum à deux ans et demi auquel peut s'ajouter une période de traitement des contentieux d'une durée d'environ deux ans. Ainsi, le planning des projets attribués post appel d'offres restera plus long en France, de l'ordre de 1,5 à 2 fois plus qu'au Danemark ou aux Pays-Bas.

Pour contrebalancer cette spécificité pénalisant la compétitivité des appels d'offres, la France, inspirée par les pratiques déjà existantes au Danemark, Allemagne ou Pays-Bas, souhaite mettre en place des « permis enveloppes ». Ces autorisations permettront aux lauréats des appels d'offres de présenter dans leur dossier des caractéristiques variables de leur projet en fonction desquelles il est autorisé à évoluer. Cette disposition, prévue la loi ESSOC, permettra aux maîtres d'ouvrages d'installer les

Impact de la réglementation sur les coûts de production de l'éolien en mer en Europe

meilleures technologies à la date de construction et de tenir compte de ces gains de compétitivité dans les offres remises au moment des appels d'offres.

Enfin, il convient également de regarder de plus près les critères de sélection des lauréats des appels d'offres. Là où 100 % de la notation est faite à ce jour sur le seul critère économique dans de nombreux pays d'Europe (Allemagne, Danemark, Pays-Bas, etc.), la France avait pris un cap différent en 2011 et 2013 : 40 % sur le prix, 40 % sur le volet industriel (visant notamment à privilégier la création de nouvelles unités de production), 20 % sur la prise en compte de l'environnement et des activités existantes. La part relativement faible de la compétitivité des offres dans les critères des appels d'offres de 2011 et 2013 en France était contrebalancée par une volonté très forte de créer en France une filière industrielle et donc de privilégier les projets dont les engagements de créations d'usines étaient les plus importants. Naturellement, au-delà des maîtres d'ouvrages tels que EDF Énergies Nouvelles, IBERDROLA, ENGIE ou encore WPD, les grands gagnants étaient les constructeurs d'éoliennes Alstom

(aujourd'hui General Electric) et AREVA (aujourd'hui Siemens-Gamesa) qui avaient pris les engagements de créer des usines ou sites d'assemblages en France dans les divers ports industriels français. Le «prix à payer» pour créer une filière.

4. Impact de la fiscalité sur les coûts de production et sur le degré des subventions publiques

En avril 2015, l'organisme parapublic néerlandais TKI Wind op Zee publiait un rapport dédié notamment à l'impact des différents niveaux des régimes de taxes en Europe sur les LCOE des projets et sur le degré de subventions publiques finalement octroyées.

La comparaison entre la France et les Pays-Bas est à ce titre intéressante. Le niveau d'impôt sur les sociétés maîtres d'ouvrage des parcs éoliens en mer est plus important en France qu'aux Pays-Bas (de 34,43 % à 38 % en fonction du chiffre d'affaires en France contre 25 % aux Pays-Bas en 2015).

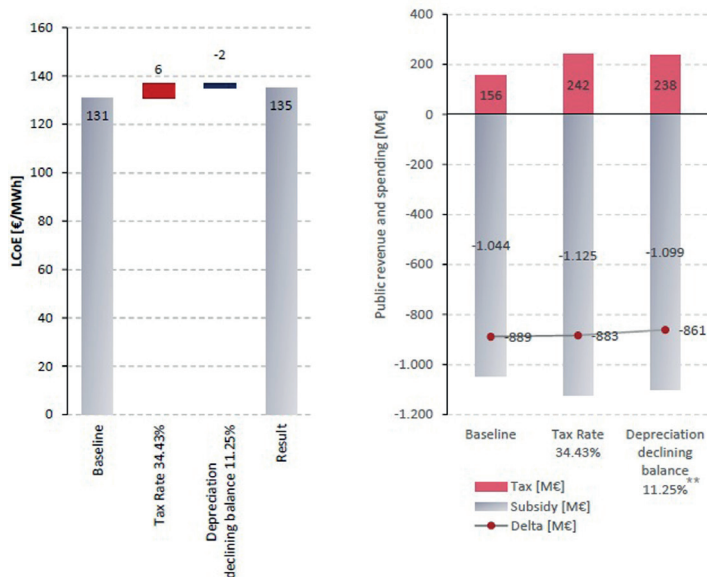


Figure 3. Impact du taux d'impôt sur les sociétés sur le LCOE d'un projet éolien en mer (comparaison Pays-Bas = Baseline / France = Result)

Source : TKI Wind op Zee, avril 2015

En revanche, le régime d'amortissement accéléré autorisé en France est plus avantageux pour l'exploitant que l'amortissement linéaire en vigueur aux Pays-Bas.

On observe ainsi, d'après l'analyse de TKI Wind op Zee, que si le niveau français d'imposition sur les sociétés était appliqué sur le parc hollandais de Borselle 1 & 2, il y aurait deux impacts : une hausse du LCOE (et donc le prix de production issu des appels d'offres), mais une baisse du niveau global du soutien public (économie de 27 M€). Seulement, il convient de dissocier ce que gagne l'État (en rouge dans le graphique) et ce que paie le consommateur (en gris dans le graphique). Le taux d'imposition sur les sociétés plus fort en France qu'aux Pays-Bas a un effet inflationniste sur le LCOE de + 4,6 % (selon taux d'imposition en vigueur en 2015 en France et aux Pays-Bas), mais le régime d'amortissement accéléré autorisé en France (11,25 % par an du capital investi) ramène la hausse du LCOE à + 3 %.

Conclusion

Les prix de production de l'éolien en mer issus des derniers appels d'offres sont révélateurs de la maturité et de la compétitivité de cette filière. Cependant, ils doivent être remis en perspective dans des contextes réglementaires spécifiques. Si les progrès technologiques, les faibles taux d'intérêt et les mutualisations industrielles sont des facteurs prépondérants dans la baisse des coûts de production, l'intervention publique peut avoir un impact similaire : planification et dérisquage technique, environnemental et administratif des projets, anticipation et financement du réseau d'évacuation de l'électricité produite, durée des contrats d'achat, critères de sélection des appels d'offres, volume et visibilité sur la filière, fiscalité, etc. Autant de facteurs qui, faute d'être mis en place pour les premiers projets français, ont eu pour effet de dissocier ces projets de « la réalité économique de l'éolien en mer [...] qui a fortement évolué en dix ans », comme l'indiquait le ministre de l'Énergie en mars 2018.

Les dispositions prises par la France dans le cadre de la loi hydrocarbures ou encore la loi ESSOC sont de nature à rapprocher la France des meilleures pratiques étrangères ayant fait leurs preuves en matière de compétitivité des prix de production. La loi ESSOC par exemple introduit la notion de « permis enveloppe » qui permet à un maître d'ouvrage d'installer un équipement qu'il sélectionnera le plus tard possible afin de pouvoir bénéficier de la meilleure technologie, pourvu que les dimensions des ouvrages restent dans « l'enveloppe » des arrêtés d'autorisations. Ne bénéficiant pas de ce régime récent, les premiers projets français de 2012 et 2014 seront « forcés » d'installer les technologies sélectionnées au moment des appels d'offres. Sauf à redéposer de nouvelles autorisations administratives et repartir pour 3 à 4 ans de procédures administratives et juridiques, ils ne pourront ainsi bénéficier des nouvelles technologies plus efficaces et installeront presque des équipements « obsolètes » (puissance moyenne des éoliennes offshore installées en Europe en 2018 = 7 MW).

Par ailleurs, le niveau d'imposition sur les sociétés ainsi que le régime d'amortissement ont des effets non négligeables sur la compétitivité des prix de production. Selon les cas de figure et si l'on suppose que le maître d'ouvrage ajuste le tarif d'achat garanti de façon à préserver son profit, l'État d'un côté et le consommateur de l'autre peuvent se trouver gagnant ou perdant. La trajectoire à la baisse du taux d'imposition sur les sociétés décrite dans la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 (25 % en 2022 contre 33 % en 2018 pour les sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 7,53 M€ comme c'est le cas pour tout projet éolien offshore) aura un impact bénéfique pour la compétitivité des prix de production et donc pour le consommateur qui paie aujourd'hui la différence entre le prix d'achat et le prix du marché de l'électricité.

Si des avancées sont faites du point de vue du taux d'imposition, il convient cependant de rappeler qu'en France s'applique également une taxe spéciale pour l'éolien en mer (16301 € par MW installé et par an) et que l'utilisation

Impact de la réglementation sur les coûts de production de l'éolien en mer en Europe

du domaine public maritime est également sujette à une redevance. Cumulées, pour un parc de 500 MW, ces deux taxes (franco-française pour la taxe spéciale qui n'existe nullement par ailleurs en Europe) dépassent 10 M€/an soit entre 15 et 20 % du coût d'exploitation d'un projet. Pas neutre sur l'économie d'un projet!

Enfin, souvent décriée, l'intervention publique, qui a octroyé des aides importantes pour le développement de l'éolien en mer en France et en Europe, semble porter ses fruits en positionnant cette filière parmi les plus compétitives des énergies électriques, devançant très nettement à ce jour les prix de production du nouveau nucléaire (92,5 £/MWh produit soit au cours actuel ~105 €/MWh contre ~50/60 €/MWh produit par des éoliennes en mer) et prochainement ceux des énergies fossiles moyennant des prix CO₂ suffisants. En dix ans, la capacité éolienne en mer installée en Europe a été multipliée par 50 pour compter à ce jour plus de 1,5 GW installés selon un rythme annuel européen actuel d'environ 3 GW.

Le prochain défi qui s'ouvre pour l'éolien en mer concerne l'exploitation de zones plus au large, plus profondes, qui nécessitent des supports flottants. Le potentiel est énorme : en Europe, 80 % du gisement de l'éolien en mer n'est pas exploité à ce jour, faute à des profondeurs trop importantes. Des initiatives publiques ont été prises en France en ce sens pour initier le développement de l'éolien en mer flottant qui permettra d'ouvrir l'exploitation de gisements encore non exploités à ce jour et de positionner la France parmi les pionniers de cette technologie très prometteuse.

Seulement, le projet de PPE présenté le 27 novembre dernier par le président de la République, puis précisé pour son volet offshore le lendemain par le ministre de la Transition écologique et solidaire lors des Assises de l'Économie de la Mer à Brest, a sonné comme un coup de tonnerre sur la filière offshore française : d'ici à 2022, seulement 1 GW d'éolien en mer posé et 0,5 GW d'éolien en mer flottant proposés en appels d'offres! Des chiffres très éloignés des ambitions des professionnels

de la filière et des régions qui collectivement réclament un rythme annuel d'appels d'offres d'au moins 1 GW afin d'atteindre 10 GW de capacité installée en 2028, quand la feuille de route actuelle du gouvernement ne permet d'atteindre que 5 GW à ce même horizon.

D'ici à la parution du décret de la PPE (prévu à l'été 2019), les lignes peuvent encore bouger. Cependant, bien que mature, compétitive et en pleine expansion en Europe et dans le monde (Asie, États-Unis notamment), la plus grande difficulté de l'offshore français réside dans sa compétition directe avec le nucléaire. En effet, l'éolien en mer présente des taux de charge presque similaire pour les nouveaux projets qui bénéficient des technologies de pointe et ces sources de production renouvelables ont plus la caractéristique de centrales de production centralisées que décentralisées. Si les bases d'une décroissance du nucléaire en France sont actées, reste encore à définir précisément le plan détaillé de déclassement (par centrales dénommées) et son calendrier précis. Pour l'heure, peut-être que l'État français ne voit pas d'urgence à enclencher vraiment son programme éolien en mer tant que le nucléaire français reste à un niveau stable. En tout cas, la compétitivité, l'acceptabilité de cette énergie (deuxième énergie la plus soutenue par les Français durant le débat public sur la PPE à l'été 2018, derrière l'énergie solaire) et les réformes engagées ces 18 derniers mois constituent des arguments solides pour justifier une véritable ambition française dans l'éolien en mer.