

A S S E M B L É E N A T I O N A L E

X V ^e L É G I S L A T U R E

Compte rendu

**Commission d'enquête
sur l'impact économique, industriel et
environnemental des énergies renouvelables,
sur la transparence des financements
et sur l'acceptabilité sociale
des politiques de transition énergétique**

– Audition, ouverte à la presse, de M. Vincent Balès, directeur général de Wpd offshore France, de M. Brice Cousin, directeur du développement, et de Mme Alison Aguilé, responsable communication et affaires publiques 2

Mardi

28 mai 2019

Séance de 18 heures 30

Compte rendu n° 35

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

**Présidence
de M. Julien Aubert,
*Président***



La séance est ouverte à 18 heures 30.

M. le président Julien Aubert. Nous accueillons pour notre dernière audition de la journée les représentants de la société Wpd offshore France avec M. Vincent Balès, directeur général, M. Brice Cousin, directeur du développement, et Mme Alison Aguilé, responsable communication et affaires publiques. Bienvenue Madame et Messieurs.

Votre société a été créée en 2007 pour développer des parcs éoliens au large des côtes françaises. Elle intervient sur l'ensemble des phases d'un projet : développement local, technique et environnemental, financement, construction et exploitation du parc éolien en mer.

Votre société appartient au consortium retenu pour la construction du parc de 75 éoliennes à 11 km de Courseulles et du parc de 83 éoliennes à 13 km de Fécamp.

En se référant à des travaux de l'ADEME, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 retient en première approche un potentiel technique exploitable d'éolien en mer de 245 gigawatts dont 155 pour l'éolien flottant et 90 pour l'éolien posé. Toutefois, du fait des limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer (je cite la PPE), le projet de PPE ramène cette cible technique exploitable de 245 à 49GW, dont 33 pour l'éolien flottant et 16 pour l'éolien posé.

Le projet de PPE met à l'avantage de l'éolien en mer un facteur de charge supérieur à l'éolien terrestre (40 %, soit environ 3 500 heures par an), une capacité moyenne de 500 MW comparée à une capacité moyenne de 10 MW pour des parcs éoliens terrestres (cinquante fois plus puissant) et une baisse des coûts de l'éolien posé ramenée à une fourchette comprise entre 60 et 80 euros du MWh hors coûts de raccordement du réseau, qui seraient de 10 à 20 €/MWh selon les sites, ce qui nous placerait TTC entre 70 et 100 €/MWh en additionnant les coûts.

Si les coûts des premiers projets d'éolien flottant atteignent 150 €/MWh, une convergence du tarif à moyen terme entre les deux formes d'éolien en mer (flottant et posé) est attendue.

Au regard de ces données, quels sont les paramètres de la compétitivité de la filière de l'éolien en mer pour son inscription dans le mix énergétique ? En d'autres termes, la PPE vous a rétréci façon Jivaro en passant de 245 à 49. Qu'avez-vous à dire pour la défense de cette industrie ? Comment apprécier l'impact environnemental de la filière ? Pourquoi ne faites-vous pas d'éolien terrestre ? Est-ce un métier différent ? Autant de questions préliminaires qui vous permettront d'enrichir votre propos si vous le souhaitez.

Je vous propose d'écouter dans un premier temps M. Balès, directeur général, pour un exposé liminaire de 15 minutes. J'entamerai ensuite le bal des questions, suivi par Mme le rapporteur et, pour finir, les membres de cette commission.

Néanmoins, avant de vous céder la parole, je vais demander à toutes les personnes qui seraient susceptibles de prendre la parole de lever la main droite. Conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, je dois vous demander de prêter serment, de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité. Je vous rappelle que les propos que vous tenez dans une commission d'enquête sont régis par le code pénal. Veuillez s'il vous plaît lever la main droite et dire « Je le jure ».

(M. Vincent Balès prête serment.)

Monsieur le directeur général, vous avez la parole pour 15 minutes.

M. Vincent Balès, directeur général de Wpd offshore France. Monsieur le président, Madame la rapporteure, Mesdames les députées, nous tenons tout d'abord à vous remercier pour cette audition et pour permettre à Wpd offshore France d'être entendu dans le cadre des travaux de cette commission.

Pour me présenter rapidement au-delà de ce qui a pu être évoqué par M. le président, je travaille depuis 15 ans dans le secteur de l'énergie. J'ai rejoint Wpd offshore France en 2010 en tant que directeur général.

Notre société fait partie du groupe Wpd créé en 1996, producteur indépendant d'électricité renouvelable. Le groupe a pour principale activité de développer, financer, construire et opérer des parcs éoliens, terrestres, maritimes et photovoltaïques. Au total, le groupe a installé et raccordé 4 450 MW répartis dans 21 pays.

La société Wpd offshore France est créée en 2007. Nos équipes et nos domaines d'intervention portent sur les projets éoliens en mer au large des côtes françaises. En 2012, suite à nos travaux sur les territoires concernés, nous avons été désignés co-lauréats avec nos partenaires pour les parcs Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces parcs sont aujourd'hui encore sous recours ; nous visons une mise en service en 2022-2023. À terme, les deux parcs totaliseront une puissance de 948 MW, soit la consommation électrique d'1,47 million de foyers.

Nous participons au troisième appel d'offres au large des côtes dunkerquoises et sommes dans l'attente de résultats imminents. Nous poursuivons de plus notre développement sur les façades Atlantique et Méditerranée.

Nous nous sommes engagés à co-développer nos projets avec des acteurs des territoires ; nous entretenons depuis dix ans des bonnes relations avec ces différents acteurs : les comités des pêches, les associations environnementales et les acteurs socioéconomiques.

Je souhaite prendre un exemple de cette coopération avec les territoires sur le projet de Courseulles-sur-Mer en ex-Basse-Normandie. La zone d'appel d'offres avait été définie par l'État en partie sur un gisement-clé de coquilles Saint-Jacques. Nous avons pris le parti, au moment la réponse à l'appel d'offres, de supprimer une partie de la zone d'appel d'offres et de réduire notre projet. C'est pour cette raison que lorsqu'on regarde la liste des projets attribués en appel d'offres, ils font tous 500 MW sauf Courseulles, qui en fait 450 car 50 MW se trouvaient dans cette zone importante de coquilles Saint-Jacques. Cette démarche nous a permis d'avoir un projet qui a fait l'adhésion avec les territoires et notamment les pêcheurs.

Notre engagement consiste à définir des projets éoliens en mer avec les territoires. Pour la suite de mon propos, de manière à fournir à la commission un point de vue global sur l'éolien en mer et à répondre à certaines des questions que vous avez pu soulever, Monsieur le président, je donnerai un point de contexte européen et français et je finirai par les enjeux économiques industriels et environnementaux de l'éolien en mer, qui figurent également dans le titre de votre commission.

Pour ce qui est du contexte de l'éolien en mer, il nous semble tout d'abord important de se pencher sur la situation en Europe, marquée par un fort dynamisme qui contraste avec la

situation française. Nous entendons parfois que l'éolien en mer doit faire ses preuves, que c'est une technologie nouvelle. Il faut rappeler que le premier parc éolien en mer a été installé il y a bientôt 30 ans au Danemark. Il s'agit du parc de Vindeby, composé de onze éoliennes, qui a été depuis intégralement démonté.

Depuis 1991, des développements technologiques considérables ont été accomplis. On compte actuellement plus de 4 500 éoliennes dans 11 pays européens, ce qui fait de l'éolien en mer aujourd'hui une source de production d'électricité maîtrisée dans son cycle complet (démontage compris) et une des plus compétitives.

Si nous prenons uniquement l'année 2018, 2,6 gigawatts de capacité offshore ont été raccordés en Europe, portant l'éolien en mer en Europe à 18,5 gigawatts installés. Si nous regardons le trio de tête, la première position est occupée par le Royaume-Uni avec 2 000 éoliennes installées, ce qui représente une puissance installée de 8,1 GW. L'Allemagne se place en deuxième position avec 1 300 éoliennes et le Danemark en troisième position avec 500 éoliennes installées offshore.

Cette dynamique n'est pas seulement européenne mais mondiale. Citons par exemple les États-Unis, qui ont attribué 17 concessions, atteignant un potentiel de 21 GW, et la Chine, qui a d'ores et déjà mis en service plus de 4,5 GW.

Pour nous recentrer sur la France dans ce point de contexte, il est important de rappeler que nous disposons du deuxième espace maritime européen. Nous pourrions donc nous attendre à être un des pays leaders dans cette technologie, ce qui n'est malheureusement pas le cas. Nous ne comptons aujourd'hui aucun parc éolien en mer installé. Pourtant, l'État français a décidé dès 2009, il y a dix ans déjà, de se lancer dans le développement de cette technologie et de cette filière. Le Ministre a alors demandé au préfet coordinateur de faire un zonage sur les différentes façades maritimes pour aboutir à des zones d'implantation pour les deux phases d'appel d'offres :

- première phase en juillet 2011 ;
- premier appel d'offres sur 5 sites. Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc, Saint-Nazaire sont les 4 projets attribués en 2011.

La fourchette de prix communiquée alors sur ce premier train d'appel d'offres était de 180 à 200€/MWh en raccordement. À titre de comparaison, le parc de West of Duddon Sands en Angleterre, lors de cette même année 2011, a été attribué à 177€/MWh.

En mars 2013, deux nouveaux secteurs ont été soumis à l'appel d'offres et retenus au large du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier. Ces deux séquences d'appel d'offres devraient permettre à la France de combler une part de son retard avec l'installation d'environ 350 éoliennes d'ici 2024. À titre de comparaison, le parc anglais que nous évoquions précédemment a été mis en service en octobre 2014, soit dix ans de décalage entre les deux, que nous expliquons par deux facteurs principaux :

- le cadre réglementaire, qui partait de loin, les procédures administratives complexes pour un projet, le projet de Fécamp par exemple, pour lequel nous avons dû traiter 15 procédures administratives, et un délai d'instruction qui a dépassé deux ans.
- la longueur des procédures contentieuses engagées sur ces différents projets.

Aujourd'hui, nous attendons les résultats de la troisième séquence d'appel d'offres pour un projet au large de Dunkerque auquel Wpd participe au sein d'une alliance avec Vattenfall et la Caisse des dépôts et consignations. Ce nouvel appel d'offres, enrichi des retours d'expérience des premiers, a été conduit avec une nouvelle méthodologie appelée le dialogue concurrentiel. L'objectif était de prendre le temps de définir avec le territoire le meilleur secteur d'implantation au large du Dunkerquois et de co-construire avec les candidats un cahier des charges ayant pour principal critère le prix. Nous avons pu lire ces derniers jours dans la presse un tarif moyen évoqué de 51€/MWh. Nous verrons les résultats dans les prochaines semaines mais cela montre qu'en France aussi, on arrive à prouver la compétitivité de l'éolien en mer.

Cela nous amène inévitablement au sujet essentiel pour l'avenir de la filière française : la programmation pluriannuelle de l'énergie. Vous l'avez évoqué, la PPE doit fixer les ambitions de la France pour les différentes filières énergétiques et notamment les énergies renouvelables. Nous tenons tout d'abord à saluer l'ambition de multiplier par 4 la puissance installée pour le renouvelable électrique. Cependant, au regard de la baisse des coûts de l'éolien en mer observée partout en Europe et des résultats attendus sur Dunkerque, il est incompréhensible de notre point de vue que la France ne mise pas plus sur le potentiel de cette filière pour atteindre ses objectifs en matière de transition énergétique.

Notre ambition pour la France est de la voir revenir sur le podium européen d'ici 2035. Les différentes évolutions depuis les premiers appels d'offres nous portent à être optimistes sur la tenue de cet objectif, qui nécessiterait de lancer 1 à 2 GW d'appel d'offres par an sur la prochaine décennie.

Je vous propose maintenant d'évoquer les trois enjeux soulignés par votre commission pour l'éolien en mer en France.

Il y a tout d'abord l'enjeu économique : il est important de rappeler que l'éolien en mer est une source d'énergie efficace qui produit beaucoup d'électricité. De par les vents constants et les vents forts sur le maritime, un parc de 500 MW en France produit l'équivalent de la consommation électrique d'un département.

Quant au coût de l'électricité produite, les progrès technologiques de cette filière et sa maturité ont fait chuter les prix. En dix ans, la puissance unitaire des éoliennes en mer a été multipliée par 3 et sur cette même période, les tarifs ont été divisés par 3. À ce jour, les tarifs constatés en Europe pour l'éolien en mer se situent dans une fourchette de 50 à 70€/MWh hors raccordement, ce qui positionne l'éolien en mer parmi les énergies renouvelables les plus compétitives. La barre symbolique des 50 euros a même été franchie par le Suédois Vattenfall en 2017 sur un appel d'offres danois.

La compétitivité de cette filière devrait se confirmer pour la France dans les prochaines semaines avec l'appel d'offres de Dunkerque. Les futurs projets seront donc neutres pour les finances publiques au regard du prix de l'électricité. Dans ce contexte, il nous semble important, dans les appels d'offres en cours et à venir, de privilégier l'optimum économique, territorial et environnemental plutôt que des offres uniquement centrées sur le prix, et de considérer l'ensemble de ces trois volets.

Le deuxième enjeu est un enjeu industriel. Il nous paraît important de rappeler que lors des deux premières procédures d'appel d'offres, la qualité du projet industriel et social comptait pour 40 % de la note globale (procédures de 2011 et de 2013). Ce critère a largement

porté ses fruits car nous comptons déjà en France deux usines dédiées à la production d'éoliennes en mer : une à Saint-Nazaire et l'autre à Cherbourg. Deux autres doivent être construites au Havre ; les permis de construire ont été déposés il y a quelques semaines.

L'impact industriel de notre filière est positif. À ce jour, l'Observatoire des énergies de la mer, qui publie chaque année le référencement des emplois créés sur la filière, a identifié plus de 2 200 emplois directs créés sur la filière alors qu'aucun parc n'est installé. Ce sont bien sûr les phases de construction puis de maintenance qui généreront la plus forte activité sur cette filière, notamment dans les ports à proximité des sites concernés.

Citons enfin les emplois créés par les composants autres que les éoliennes comme les fondations, les câbles et les sous-stations électriques. En termes de sous-stations électriques, on peut prendre l'exemple de STX à Saint-Nazaire, dont le cœur de métier (la construction navale, la construction de paquebots) a été diversifié par une nouvelle usine de sous-stations offshore et ils ont d'ores et déjà gagné trois contrats qu'ils ont honorés dans trois pays européens, donc à l'export.

En revanche, au regard de cette dynamique industrielle, les retards pris sur le développement des parcs français, notamment dû à la longueur des procédures contentieuses, mettent en péril cette dynamique.

Enfin, s'agissant des enjeux environnementaux, il existe un retour d'expérience significatif grâce aux 4 500 éoliennes déjà installées en mer en Europe ; significatif dans le temps avec plus de 25 années de suivis environnementaux et significatif dans la diversité des espèces observées grâce à la multitude d'implantations géographiques des parcs existants en mer Baltique, en mer du Nord, en mer d'Irlande ou encore en Manche. Je ne vais pas détailler l'ensemble des compartiments écologiques mais citer trois exemples représentatifs.

Le premier concerne le compartiment oiseaux, avec le risque de collision pour les oiseaux. Une étude récente a été publiée il y a moins de six mois, menée au Royaume-Uni dans le cadre du programme ORJIP. Pendant 22 mois d'observation sur un parc d'une centaine d'éoliennes, 600 000 vidéos ont été prises pour observer la co-activité entre éolien et oiseaux. Sur 12 000 vidéos identifiant la présence de l'oiseau maritime, six collisions ont été observées, ce qui montre une cohabitation véritable entre les oiseaux et les parcs éoliens en mer.

Le deuxième compartiment porte sur les mammifères marins. Le gouvernement danois a investi plusieurs dizaines de millions de couronnes pour assurer le suivi des mammifères marins (phoques, marsouins et dauphins). Toutes les études de ces suivis démontrent qu'après une fuite du site pendant la période de construction, ces mammifères recolonisent les milieux, ce qui a permis de confirmer un programme ambitieux pour l'éolien en mer au Danemark.

Dernier compartiment : la ressource halieutique (les poissons). Les suivis scientifiques menés démontrent qu'il n'y a pas d'effet négatif sur les populations, au contraire. C'est ce qu'on appelle un « effet de récif », qui crée une dynamique positive pour la biodiversité locale.

L'éolien en mer est un moyen de production avec un impact limité sur l'environnement et une occupation limitée de l'espace maritime.

En France, l'ambition de la filière à 2035 de 15 GW d'éolien en mer installé représente moins de 1 % de l'espace maritime métropolitain.

Pour conclure, Monsieur le président, Madame la rapporteure, Mesdames les députés, nous insisterons sur deux points :

- le très fort soutien des Français au développement de notre énergie. En effet, lors du débat public organisé dans le cadre de la PPE, dont les conclusions ont été rendues publiques en août 2018, l'éolien en mer a été plébiscité par les Français, qui ont placé cette énergie en tête des énergies renouvelables électriques à développer ;
- la compétitivité de cette filière. La neutralité pour les finances publiques des futurs projets doit encourager le Gouvernement à donner à notre filière toute sa place dans une PPE ambitieuse pour les énergies renouvelables.

M. le président Julien Aubert. Merci Monsieur le directeur général. J'aurai d'abord une question en termes de comparaison entre l'offshore flottant et l'offshore posé, pour essayer de comprendre pourquoi on fait plus d'offshore posé que flottant. Je voulais aussi vérifier que nous sommes d'accord sur les hypothèses de départ. Le facteur de charge en France est de 0,35 pour l'offshore posé et 0,6 pour l'offshore flottant, pour une durée de vie de 20 ans. L'offshore posé coûte 8 millions d'euros par mégawatt installé, contre 10 millions pour l'offshore flottant. Faire du flottant coûte un peu plus cher dû au raccordement, la distance par rapport aux côtes, etc. Or, sachant que l'éolien flottant a un meilleur taux de charge (quasiment deux fois plus grand que le posé), si je regarde mon million d'euros par rapport au mégawatt installé utile, qui produit de l'électricité, pour le poser au sol, j'arrive à 22,9 millions d'euros par mégawatt installé utile (soit $8 \div 0,35$) et 16,7 pour l'éolien offshore flottant. En réalité, il revient moins cher car il produit plus souvent. Si j'essaie ensuite de le comparer à d'autres énergies sur une durée de vie de 30 ans, j'arrive à un chiffre encore plus important. Même en restant sur 1 million d'euros par mégawatt installé utile sur 20 ans, il vaudrait mieux dépenser 16,7 millions d'euros par mégawatt installé utile en offshore flottant que 22,9 millions en offshore posé au sol. D'où ma première question : pourquoi continue-t-on à faire du posé ?

M. Vincent Balès. Il y a beaucoup d'éléments dans votre question. Dans le débat posé-flottant, le premier élément de réponse qu'il est important d'avoir à l'esprit est le chiffre de 4 500 éoliennes en mer posées installées en Europe, contre moins de dix éoliennes flottantes installées dans le monde. Ce ratio met en évidence que nous n'avons pas tout à fait les mêmes chiffres que ceux que vous évoquez, notamment au niveau des taux de charge et des prix du mégawatt.

Ce n'est pas tant la technologie qui va faire le taux de charge mais plutôt le niveau de vent. Qu'elle soit posée ou flottante, une éolienne en tant que telle reste identique à quelques ajustements près. Seule la fondation change. Quand nous opérateurs, agnostiques en technologie, regardons quelle technologie est la plus appropriée en fonction de l'espace maritime, le choix dépend de la profondeur de l'eau. À moins de 50 mètres de fond, on sait faire du posé. Au-delà, le posé devient compliqué et on bascule sur du flottant. C'est pourquoi la France va également se tourner vers le flottant : du posé en Manche et en Atlantique et du flottant en Bretagne à la pointe de l'Atlantique et en Méditerranée car les fonds plongent très rapidement.

Pour revenir sur cet élément, ce n'est pas la technologie qui fait le facteur de charge mais les niveaux de vent. Un des arguments en faveur du flottant est que les niveaux de vent plus au large sont plus importants. En revanche, on n'est pas sur un facteur 2, on ne passe pas de 0,35 à 0,6. En termes de modélisation sur l'éolien aujourd'hui, pour les premiers projets posés en France, le facteur tourne plus autour de 0,4 à 0,45 et, pour le flottant, de 0,5 à 0,55 sur les zones que nous avons pu identifier, écart désormais assez rapidement gommé par le prix des technologies.

Pour prendre un exemple, en mer du Nord en Allemagne, les parcs ont initialement été construits très loin des côtes pour éviter tout enjeu de cohabitation avec d'autres activités, avec des enjeux environnementaux, etc. Les parcs ont été installés à 50-100 km des côtes et finalement, ils sont en train d'en revenir parce que les coûts de raccordement, de maintenance et d'installation sont beaucoup plus élevés lorsqu'on s'écarte énormément de la côte. Ils reviennent donc à des distances moindres (15 km des côtes) pour justement trouver cet optimum.

L'éolien flottant ne remplace pas l'éolien posé mais dépend des espaces maritimes. Si à 15 km on a 3 mètres de fonds, on opte pour du posé alors que si on a 75 mètres de fond, on fera du flottant. Si jamais on peut trouver un optimum à 30 km avec des coûts de technologie qui baisseraient, notamment celui du câble de raccordement géré par RTE pour le raccordement de parcs lointains, à ce moment-là, on continuera à développer sur ces zones.

M. le président Julien Aubert. Le chiffre que je vous ai cité sur le facteur de charge moyen vient de la littérature scientifique et technique. Si vous avez des éléments correctifs, je serais heureux que vous puissiez les envoyer au rapporteur et à moi-même par écrit pour que nous puissions les comparer.

Nous sommes d'accord que les prix que vous annoncez dépendent principalement des vents. Vous donnez des exemples étrangers. La France a-t-elle exactement la même exposition au vent que les autres pays européens ? Si ce n'est pas une question de technologie mais de solutions naturelles, y a-t-il un intérêt à indiquer que tel pays a fait tel prix puisque par définition, le vent ne sera peut-être pas le même ?

M. Vincent Balès. Ce n'est pas exclusivement le vent, même s'il a un impact prépondérant sur le prix. Il s'agit avant tout de l'amélioration de cette technologie. On a cité des prix au Royaume-Uni. La partie sud du Royaume-Uni a les mêmes conditions de vent que la France, c'est d'ailleurs pour cette raison que j'ai pris cet exemple. Au Danemark, certains vents peuvent être plus forts d'un mètre/seconde que les vents en Manche. L'écart de prix est compris entre 10 et 15€/MWh pour un mètre seconde, pourvu que toutes les autres conditions soient identiques. On voit des développements ambitieux en mer Baltique, où les conditions de vent sont similaires à la France. En Belgique, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et au sud du Royaume-Uni, les conditions sont semblables à la Manche.

M. le président Julien Aubert. Pour avoir un élément de précision, vous avez dit dans votre démonstration que le parc de 500 MW équivalait à la puissance électrique d'un département. Pour être clair, est-ce que vous dites que le parc éolien permet d'électrifier 365 jours de l'année un département français ou voulez-vous dire que la puissance installée du parc correspond à la puissance installée qu'il faudrait pour un département ? Comment incluez-vous le facteur de charge dans votre raisonnement ?

M. Vincent Balès. Le calcul est simple : on regarde la production, le chiffre par rapport à la consommation électrique domestique d'un département. Un parc tel que Fécamp, pour lequel nous sommes lauréats, produira sur l'année 1,8 térawatt-heure. En face, on met la consommation électrique domestique d'un département moyen. Le parc de Fécamp doit couvrir 60 % de la Seine-Maritime, un département avec une population importante. Lorsqu'on observe les départements moyens, la consommation domestique tourne autour de 1,8 TWh ou un peu en deçà.

M. le président Julien Aubert. Mais la consommation électrique totale en France est de 600 TWh. Par conséquent, si avec 1,8 TWh vous couvrez un département, il y a un facteur que je ne m'explique pas.

M. Vincent Balès. On parle de la consommation électrique domestique et non pas de l'industrie.

M. le président Julien Aubert. D'accord. Cela ne concerne que les foyers.

Vous avez ensuite mentionné le démantèlement en disant qu'on savait démanteler les éoliennes en mer. Vous avez cité le cas de Vindeby. Vous avez ajouté que les éoliennes que vous installiez étaient à plusieurs dizaines de mètres de profondeur. Si je ne me trompe pas, dans le parc danois de Vindeby, les éoliennes se trouvaient à 2 à 5 mètres de profondeur. Je crois qu'il s'agissait de petites éoliennes de 5 MW. Peut-on comparer un parc qui est quasiment les genoux dans l'eau avec un parc qui descend beaucoup plus profondément ? Les coûts sont-ils les mêmes ? Qu'est-ce qui est transposable ?

M. Vincent Balès. Vindeby fait partie des 5 parcs qui ont été démontés. J'ai pris cet exemple car étant le premier parc installé, il est assez connu dans la profession. Il fonctionnait avec des éoliennes de 450 kilowatts. Aujourd'hui, on est passé à des éoliennes de 6 à 8 ou 10 MW, donc une autre dimension. Depuis, s'est créé aux Pays-Bas un parc de machines de 1 MW qui a été démonté. On arrive ensuite sur des dimensions assez similaires et on monte en puissance.

Le processus de démontage de l'éolienne en mer implique une opération inverse de l'installation : les différents tronçons de l'éolienne sont boulonnés, vissés les uns avec les autres, avec les pales en dernier lieu. Ces différents éléments sont démontés un par un pour arriver jusqu'à la fondation. Sur les 5 parcs démontés, on observe deux types de fondations : soit une fondation monopieu ancrée dans le sol, soit une fondation gravitaire en béton. Les deux types de fondations ont été démontés offshore avec les mêmes navires d'installation qui installent et sont ensuite en mesure de démonter.

M. le président Julien Aubert. Combien cela a-t-il coûté ?

M. Vincent Balès. Nous n'avons pas le prix. Ce n'est pas un prix public car c'est l'opérateur qui a démonté ce parc.

M. le président Julien Aubert. J'ai vu que pour Vindeby, le béton avait été détruit sur place. Je suppose que détruire 2 ou 4 mètres de béton n'est pas exactement pareil que détruire 40 mètres de béton. Pour avoir observé cela sur du nucléaire, je suppose qu'il doit y avoir des questions de transport.

J'avais deux dernières questions à vous poser : pourquoi ne faites-vous pas d'éoliennes terrestres ? On pourrait penser que c'est un peu le même business. Ensuite, pouvez-vous nous

donner des informations sur votre structure financière ? Quelle est votre rentabilité annuelle, votre chiffre d'affaires, votre capital... ?

M. Vincent Balès. Tout d'abord, je souhaiterais apporter un petit complément par rapport à votre question précédente sur le démontage. Dans le cadre de l'appel d'offres, on prend pour les parcs français un engagement de démontage à un montant fixé à 125 000€/MW, ce qui pour un parc de 500 MW revient à 62 millions d'euros. Ce montant couvre les coûts du démontage et est provisionné au moment de l'obtention de la concession d'occupation du domaine public maritime.

M. le président Julien Aubert. À quoi correspondent ces 125 000€/MW ramenés à une éolienne ?

M. Vincent Balès. Environ 1 million pour une éolienne.

Concernant votre question sur l'éolien terrestre, Wpd offshore France n'en fait pas. Le groupe Wpd en fait, de même que du photovoltaïque. Le groupe est présent sur les deux autres familles d'énergies renouvelables électriques.

Pour ce qui est des éléments financiers de Wpd offshore France, son objet aujourd'hui, comme vous l'évoquiez tout à l'heure, est de réaliser ces projets. Dans le modèle actuel, les retards des projets et l'absence d'appels d'offres récurrents font que notre activité sur l'éolien en mer en France s'est réduite pour ces prestations. Notre chiffre d'affaires est de l'ordre de 2 millions d'euros pour ces activités offshores en France. Le résultat est très limité en effet.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. J'ai une question complémentaire assez précise. Vous aviez l'air assez agacé concernant les sujets de *fake news* car vous avez énoncé quelques éléments correctifs sur les effets sur les oiseaux, les poissons, etc., ainsi que sur les délais de recours. On sent que c'est un sujet de tension. Je lisais dernièrement un article sur des pêcheurs qui s'inquiétaient des impacts sur l'environnement et sur leur économie. De la même façon et *a contrario*, les présidents de région qui au contraire vont s'engager ont demandé un soutien plus important dans la PPE. Je souhaiterais donc savoir si vous avez pu chiffrer concrètement ce que tous ces recours et débats vous coûtent, si suffisamment d'informations sont données sur les sujets et sur l'acceptabilité. Les gens sont-ils pour ou contre ? Vous disiez que c'était la première EnR soutenue par les gens mais le taux de recours ne correspond pas. Qu'en est-il ?

M. Vincent Balès. Je suis désolé si je vous ai paru agacé. J'étais peut-être impatient. Pour travailler dans ce secteur, nous sommes tous passionnés et nous avons hâte de voir ces premières installations. C'est déjà là une partie de la réponse à votre question : le fait de ne pas encore avoir de parc installé en mer génère un peu de spéculation par rapport aux effets que cela pourrait produire sur l'environnement, sur les activités de pêche... et peut engendrer un peu de *fake news* pour ceux qui voudraient freiner le développement de cette filière.

Les informations sur ces éléments sont-elles suffisantes ? Il y a énormément de retours d'expérience positifs sur les différents compartiments tant environnementaux que socioéconomiques et lorsque nous démarrons une concertation sur un projet avec le territoire, nous présentons ces éléments. Dans notre métier, nous faisons beaucoup de pédagogie sur le sujet pour expliquer les premières questions : « Verra-t-on les éoliennes ? » « Pourra-t-on continuer à pêcher dans un parc ? », « Quels seront les impacts sur les oiseaux ? », avec le retour d'expérience dont nous bénéficions en Europe. Si nous pouvons tirer un bénéfice du

retard français en la matière, c'est de pouvoir montrer ce qui se passe en Europe, où les exemples sont positifs.

Nous avons réalisé des campagnes de pêche avec des pêcheurs français dans des parcs anglais, nous avons accompagné des élus qui souhaitaient voir ce qu'on pouvait voir du littoral d'un parc éolien en mer et entendu les réactions des élus locaux et des populations par rapport à l'arrivée de ces parcs, notamment dans des zones touristiques, l'impact éventuel sur le tourisme... À chaque fois que nous pouvons mener cette concertation, cet échange, notre réponse rassure.

Nous avons commencé à travailler en 2009 sur le projet de Fécamp, lauréat en 2011. Nous sommes en avance de phase par rapport à l'appel d'offres car ce cadre d'appel d'offres n'était pas encore défini. Le régime était encore semblable à l'éolien terrestre avec un tarif de rachat. Nous avons travaillé en amont sur ce projet 2009 en lien avec le territoire, en co-développement notamment avec les élus de Fécamp et un comité de concertation regroupant tous les acteurs autour de la table pour expliquer les choses. Nous avons commencé en 2009 et en 2010 le projet a connu l'unanimité, avec une délibération favorable de l'ensemble des acteurs à ce comité de concertation, suivie des délibérations favorables de l'ensemble des communes en face du parc.

Nous avons créé cette dynamique. Vous vous demandiez quel était le coût et si nous chiffrions ces délais. Je dirais que le premier risque est de ralentir cette dynamique, voire de la casser. Un décalage de dix ans entre un projet où tout le monde dit : « Oui, on en veut, on y va » et l'apparition des premières éoliennes est beaucoup trop long. C'est pourquoi cet enjeu de temps est très important pour le soutien du territoire et pour ne pas perdre cette adhésion.

Le deuxième volet porte sur la dynamique industrielle. J'évoquais les deux usines de Saint-Nazaire et de Cherbourg. Elles sont aujourd'hui en sous-charge. La presse, ces dernières semaines et ces derniers mois, a parlé de cette sous-charge et du fait que les effectifs devaient être réduits car ils ont eu des contrats d'abord aux États-Unis, ensuite en Allemagne, qui devaient être suivis par les projets français, qui malheureusement ne sont pas encore jugés et sont encore au Conseil d'État.

Adhésion du territoire et dynamique industrielle constituent les deux grands risques, sans oublier le coût pour l'opérateur, qui doit gérer ce temps long à tenir avec des équipes de projet mobilisées avant une mise en service du projet. Les deux premiers facteurs sont assez difficiles à quantifier ; le troisième est peut-être le moins significatif en termes de coûts.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Nous aurions presque besoin, dans cette commission d'enquête, d'arriver à quantifier cette partie du chiffrage de freins que vont générer tous ces aspects administratifs. Nous essayons d'avoir une logique complète des coûts de bout en bout de la chaîne, une vision la plus globale possible prenant en compte tout l'amont, tout l'aval, tous les impacts de production jusqu'aux déchets... Nous essayons d'être très inclusifs dans notre vision des impacts économiques. On entend régulièrement que c'est dissuasif pour les entreprises, que les projets finissent par être abandonnés, vont se déployer ailleurs, qu'on perd éventuellement des compétences en France. Tout cela reste de l'ordre de l'intuition aujourd'hui et puisque nous essayons d'être rigoureux sur ce que nous nous efforçons de chiffrer, nous aurions besoin d'avoir des pistes sur la manière dont nous pourrions arriver à quantifier cela d'un point de vue économique.

M. Vincent Balès. Il n'est pas évident d'être exhaustif. Nous parlions tout à l'heure de diversification pour STX ; le risque qu'un industriel ne poursuive pas ce chemin de diversification n'est pas facile à quantifier. En revanche, je peux vous donner quelques éléments de comparaison par rapport à d'autres pays dans le coût de développement de projets. On a d'abord la phase de développement, suivie de la phase de construction puis d'opération. Les phases de construction et d'opération sont similaires selon les pays, on ne mettra pas plus de temps ici qu'ailleurs. Néanmoins, on mettra plus de temps sur le développement, ce qui aura un impact économique sur le projet.

En Allemagne, le groupe a mis en service trois projets. Les coûts de développement observés tournent autour de 20 à 30 millions d'euros. En France, les projets en cours de développement coûtent de 80 à 100 millions d'euros, soit quasiment un facteur 3 en coût de développement, sachant que ce coût de développement est critique dans l'économie du projet car c'est un coût à risque, l'étape de financement de projet n'ayant pas encore été atteinte. Il s'agit des fonds propres des opérateurs, ce qui implique forcément une exposition très importante de l'opérateur.

M. le président Julien Aubert. Pouvez-vous détailler d'où vient le chiffrage de 80 à 100 millions d'euros ? Qu'est-ce qui fait la différence ?

M. Vincent Balès. La principale différence, c'est que le développement prend deux fois plus de temps. D'ores et déjà, lorsqu'on met quatre ou cinq ans en Allemagne ou dans d'autres pays européens entre une décision de faire un projet et sa réalisation, on met dix ans en France. Étant donné que les équipes projet sont mobilisées, on constate un impact direct par rapport à ce délai.

M. le président Julien Aubert. De combien de personnes se compose l'équipe projet ?

M. Vincent Balès. Aujourd'hui, une cinquantaine de personnes travaillent sur la phase de développement de nos projets. C'est un peu l'incertitude de ces développements français : en face de cette équipe projet mobilisée, on attend une décision de jugement des contentieux pour pouvoir démarrer la construction. On ne peut pas décider de démobiliser tout le monde en attendant que cela se passe, puis une fois que la fumée est blanche, remettre tout le monde sur le projet. La majeure partie de l'équipe doit rester mobilisée pour pouvoir concrétiser.

Un autre élément qui est en train d'évoluer parmi les éléments de coût que j'ai évoqués pour la France est l'ordre de grandeur pour les premiers projets. Je vous disais que sur Dunkerque, la procédure évoluait. Le dérisquage est pris en charge par l'État en amont des appels d'offres. Cela a débuté à Dunkerque où un certain nombre d'études (des sols, des vents, études environnementales) ont été réalisées en amont de l'appel d'offres comme c'est le cas dans les autres pays d'Europe. Le chiffre que je vous donnais pour l'Allemagne prend en compte ces éléments. D'une part, cela permet d'avoir une réponse plus précise à l'appel d'offres sans avoir à se demander quel est le niveau de vent et de provisionner en conséquence. D'autre part, on n'impose pas à l'ensemble des candidats de mener en parallèle les différentes études nécessaires à constituer un prix. Cette nouvelle procédure de déclenchement a été mise en œuvre pour Dunkerque et aura un impact direct sur les coûts de l'électricité et de développement que j'évoquais.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Si j'ai bien compris, l'étude de faisabilité d'un projet lors de l'appel d'offres est entièrement à la charge de celui qui répond

et se multiplie si plusieurs personnes répondent à l'appel d'offres. En revanche, en Allemagne par exemple, l'étude est incluse en amont de l'appel d'offres, ce qui fait que ceux qui y répondent n'ont plus besoin de s'occuper de ces éléments.

M. Vincent Balès. Exactement. Pour les deux premiers trains d'appel d'offres, aucune étude n'était mise à disposition et chaque candidat devait réaliser son étude de sol (ou pas). Il avait aussi loisir de répondre un peu à l'aveugle sans connaître les enjeux des sites. Sont pris en compte désormais la baisse du coût de l'éolien en mer, la technologie, le vent mais également le dérisquage en amont des projets. Sur les appels d'offres au Danemark et aux Pays-Bas, des dialogues concurrentiels ont été mis en place et l'ensemble des études menées en amont par l'État sont mises à disposition des candidats. C'est ce qui a été appliqué aujourd'hui à Dunkerque et qui est prévu pour le deuxième appel d'offres.

Je vous parlais d'un chiffrage de 80 à 100 millions d'euros. Pour vous donner un ordre de grandeur de ces études, une étude de sol en vue de créer une fondation implique de connaître la nature des sous-sols, de savoir où elle va s'établir (comme lors de la construction d'une maison). Une campagne géotechnique complète est de l'ordre de 15 millions d'euros. C'est ensuite au candidat de décider jusqu'où il veut aller au moment de l'appel d'offres pour conduire ces études. Sur l'ensemble du site, on procède généralement à une géotechnique préliminaire de l'ordre de 2 millions d'euros ; c'est ce qui est envisagé pour les prochains appels d'offres en termes d'aide réalisée en amont.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Je connais mieux le secteur du bâtiment que celui de l'éolien offshore. Concrètement, quand un professionnel ne sait pas exactement sur quoi il va tomber, en règle générale pour se garantir qu'il n'y sera pas de sa poche en cas de risque, il fait une jolie plus-value sur le marché en se disant que de cette manière il sera couvert même s'il tombe sur un os qui n'était pas prévu. C'est un peu comme cela que ça se passe dans le bâtiment. J'aimerais savoir si le fait de disposer de ces études de faisabilité en amont permet d'avoir des réponses mieux dimensionnées, mieux dosées en termes d'exploitation et de coût. Tous ces éléments dont vous nous avez fait part, que ce soit le doublement du temps de développement ou le fait d'avoir apporté ces appels d'offres, se retrouvent-ils à un moment donné dans le coût de l'énergie ?

M. Vincent Balès. Oui, ils s'y retrouvent car la provision pour risques dont vous parliez dans le bâtiment s'applique aux projets offshore : en cas de forte incertitude, on met en place ce qu'on appelle les *contingencies*, des provisions pour anticiper les aléas. Bien sûr, dans un appel d'offres concurrentiel, il faut les doser car si on en met trop, on risque de perdre le marché. Il faut trouver une matrice de risque avec une provision raisonnable pour adresser ces différents risques. Cela a été un véritable levier de baisse des coûts dans les appels d'offres qui ont créé cette dynamique pour l'éolien en mer. Le modèle du Danemark et des Pays-Bas a été repris ici en France dès Dunkerque. Lorsque les résultats de Dunkerque seront connus dans les toutes prochaines semaines (et devraient placer l'éolien en mer dans cette fameuse bande de 50 à 70€/MWh, probablement dans le bas de cette tranche), les études en amont auront contribué à cette compétitivité car les provisions pour aléas, pour risques ont baissé car les niveaux de vent sont en grande partie connus. Une année de campagne de vent a été menée avec un équipement de mesure en mer pour obtenir ces informations sur le vent, de même que des campagnes de sol et des campagnes environnementales qui ont permis de supprimer les aléas qu'on pouvait avoir ou qu'on aurait pu imaginer.

M. le président Julien Aubert. Je vais revenir sur vos coûts de développement. Vous disiez qu'en France, il fallait avancer 80 à 100 millions d'euros sur fonds propres, contre 20 à

30 millions d'euros en Allemagne, dû aux procédures allongées. J'ai fait un petit calcul. Imaginons que cela s'étende sur 4 ans en Allemagne et 8 ans en France. En fait, vous êtes à vide pendant 4 années, vous avez un surcoût. Si je prends la fourchette haute allemande et la fourchette basse française, j'arrive à 30 millions pour l'Allemagne et 80 millions d'euros en France, ce qui fait 50 millions d'euros pour 4 ans pour 50 personnes, ce qui veut dire que chacun est payé 250 000 euros. Je comprends qu'on puisse perdre de l'argent en allongeant le délai mais je ne comprends pas la marge. À moins qu'on soit vraiment très bien payé dans l'éolien, auquel cas je vous en félicite.

M. Vincent Balès. Je vous rassure sur ce dernier point. Les coûts de développement ne correspondent pas qu'à des coûts internes, des effectifs et des personnes mobilisées. L'opérateur est un maître d'ouvrage qui commande différentes études, pilote un certain nombre de fournisseurs et de sous-traitants qui vont alimenter l'ingénierie du projet, la caractérisation de site du projet, et traite les sujets de contentieux, qui ont aussi un coût. Lorsque les études sont faites en amont par l'État, ce budget d'études n'est pas à refaire ensuite ou alors ponctuellement et non pas dans son intégralité.

Un certain nombre d'études ont également lieu. Le temps avançant, ce n'est pas une mais deux campagnes qu'il faut mener. Par exemple, ce qu'on appelle dans le jargon les UXO, des engins explosifs de la seconde guerre mondiale, sont enfouis dans le sous-sol au large des côtes françaises comme au large des côtes anglaises ou allemandes. On ne va pas s'amuser à faire des travaux en mer si on n'est pas sûr qu'il n'y en ait plus. On en trouve beaucoup au large de toutes les côtes européennes et avec les mouvements sédimentaires, ces engins reviennent, d'où les campagnes régulières à mener pour s'assurer que le terrain soit clean. Chaque sortie en mer coûte énormément d'argent.

M. le président Julien Aubert. Une fois que vous avez installé vos éoliennes, le même problème peut se poser avec ces mines. Donc vous êtes de toute façon obligés de faire des études régulières pour le vérifier pendant toute la durée de vie du parc. Comment gérez-vous ce problème ?

M. Vincent Balès. Ces mines ne se déclenchent pas simplement en les touchant mais pendant la phase de travaux lorsqu'on pose une fondation ou qu'on fait une tranchée pour faire passer les câbles. Une fois que le parc est installé, on conduit un certain nombre de suivis autour du parc, notamment pour voir les évolutions du câble, l'enfouissement, etc., mais une mine n'explose pas d'elle-même en l'absence d'activité extérieure de construction.

M. le président Julien Aubert. Si je résume, dans votre argumentation pour expliquer le surcoût, il y a le fait que dans le chiffre que vous nous avez communiqué, des études étaient faites par l'opérateur et non par l'État. En d'autres termes, l'État a réintégré des coûts autrefois supportés par l'opérateur. Deuxièmement vous avez cité des études qui, parce qu'on doit les refaire, augmentent le coût. Vous en avez d'ailleurs cité une ; si vous en avez d'autres, ce serait intéressant que vous puissiez nous les transmettre par écrit.

Finalement, tout le monde nous dit que c'est rentable, que c'est l'avenir, que les coûts baissent, que c'est une magnifique opportunité. Or nous sommes dans un pays où les procédures sont longues, c'est compliqué, c'est instable et où d'ailleurs on ne réalisait pas les études préalables. Un investisseur international devrait se dire : « Dans ce cas, je ne vais pas en France. » Pourquoi voudriez-vous faire la queue en France pendant des années si de l'autre côté de la frontière se trouve un pays beaucoup plus accueillant ? Vous auriez pu nous dire que la France est un pays de Cocagne car notre taux de charge est deux fois supérieur aux

Pays-Bas mais vous nous avez expliqué qu'en termes physiques, c'était à peu près la même chose que les voisins. Si nous avons des caractéristiques physiques identiques et des caractéristiques administratives qui font de nous un enfer éolien, je suppose que la raison pour laquelle les opérateurs viennent quand même, c'est parce que l'État surcompense ceci par un paiement surévalué par rapport aux voisins. Y a-t-il une autre raison au fait que les sociétés se sont accrochées et n'ont pas décidé de quitter l'éolien en France pour aller au Danemark ou en Suède ?

M. Vincent Balès. Je vais essayer d'éclaircir un peu le tableau qu'on a peut-être un peu noirci au préalable en traitant des freins. Wpd a installé le premier parc en Allemagne (Baltic 1), inauguré en 2011. Nous avons mis dix ans à sortir ce parc de l'eau. Ce que nous mettons en évidence sur ces premiers projets de temps long et de surcoût de développement, nous l'avons aussi vécu à l'étranger. Nous sommes maintenant en train d'en essayer les plâtres. Il en va de même pour les appels d'offres : les premiers appels d'offres n'étaient pas vraiment adaptés. Je ne pense pas que nous revivrons les 15 procédures que nous avons vécues sur Fécamp et les deux années et demi d'instruction si nous sommes lauréats sur Dunkerque. D'autres pays européens dans lesquels nous avons travaillé ont aussi essuyé les plâtres de ce temps et de ces coûts.

Pourquoi la France ? C'est le deuxième espace maritime européen, avec un gisement de vent similaire aux autres pays d'Europe, dans lequel on voit une opportunité pour se diversifier dans l'éolien en mer tout aussi importante qu'au Royaume-Uni. Aujourd'hui, nous nous faisons doubler par nos voisins Belges qui ont un linéaire de côte qui n'a rien à voir avec la France. Vous évoquiez les chiffres de l'ADEME : lorsqu'on voit un tel gisement et une ambition de transition énergétique annoncée, planifiée, on se dit que l'éolien en mer en France a toute sa place et nous sommes certains que les autres projets iront plus vite. Nous voyons d'ores et déjà, par les procédures d'appel d'offres, que des enseignements ont été tirés pour aller plus vite.

M. le président Julien Aubert. Du coup, je ne comprends plus la précédente réponse que vous avez donnée sur les coûts de développement. Si en Allemagne, cela vous a coûté dix ans avec le Baltic 1, vos frais d'avancement sur fonds propres du coût de développement n'ont donc pas été entre 20 et 30 millions d'euros.

M. Vincent Balès. Je n'ai peut-être pas été clair. Je ne parlais pas de Baltic 1, qui lui a mis 10 ans pour 21 éoliennes, mais de Butendiek et Nordergründe, nos deux parcs suivants, qui ont d'ailleurs des tailles similaires. Le parc de Butendiek a la même dimension que des parcs français, avec 80 éoliennes et 6 MW. Le chiffre vient de ce parc.

M. le président Julien Aubert. Quel a été le coût de développement pour votre entreprise pour Baltic 1 ?

M. Vincent Balès. Pour Baltic 1, nous reviendrons vers vous avec les chiffres car je ne les ai pas en tête.

M. le président Julien Aubert. Si vous pouvez nous communiquer l'évolution des coûts de développement avec la puissance installée, nous pourrons les comparer

M. Vincent Balès. Nous vous montrerons aussi les facteurs entre les deux.

M. le président Julien Aubert. Je poursuis avec une question logique : si malgré les tracasseries administratives, cela vaut le coup de s'accrocher, ne devrait-on pas supprimer les aides d'État ? Cela ne passe pas par une aide d'État mais par une garantie, un rachat ou plutôt un appel d'offres dans votre cas mais fondamentalement, pourquoi ne pas plutôt avoir une autre politique selon laquelle l'État prendrait par exemple en charge ce que vous appelez le dérisquage ? Ensuite, une fois que vous auriez votre concession, vous vous débrouilleriez. Vous avez des tarifs qui, comme vous l'avez dit, sont très compétitifs. En quoi est-il besoin de donner une visibilité particulière ou un chiffre d'affaires garanti à des entreprises ?

M. Vincent Balès. Ce complément de rémunération par rapport au prix de l'électricité est déterminant pour la structuration financière de nos projets. La quasi-totalité des projets éoliens en mer se font au moyen d'un financement de projets, c'est-à-dire que nous finançons nos projets avec les banques, donc des prêteurs, qui vont couvrir la dette à hauteur de 70 à 80 %. Pour que ces prêteurs s'impliquent sur nos projets, il est essentiel de leur donner de la visibilité par rapport au prix de l'électricité. Actuellement, le prix de l'électricité fluctue énormément et cette fluctuation empêche où rend très compliqué le financement de projets.

Aujourd'hui un dispositif qui, au global sur une projection du prix de l'électricité sur 20 ans rendra un coût neutre pour la finance publique, permet d'assurer le financement de projets.

M. le président Julien Aubert. À condition que les prix montent à un moment donné et que vous puissiez ainsi reverser éventuellement.

M. Vincent Balès. Oui, c'est un dispositif qui apporte un équilibre par rapport au prix du marché.

M. le président Julien Aubert. Diriez-vous que le système d'aide est consubstantiel du fait qu'on est sur un marché variable d'électricité ?

M. Vincent Balès. Exactement. C'est la conséquence directe d'une variabilité importante du prix de l'électricité. C'est en limitant l'impact de cette incertitude sur le prix de l'électricité que l'on peut structurer le financement de projets. Ce n'est pas propre aux énergies renouvelables. Aujourd'hui, pour une autre forme d'énergie qui souhaiterait faire de nouveaux investissements en France, l'absence de prix de marché rendrait ces investissements très compliqués.

M. le président Julien Aubert. En essayant de suivre votre logique, imaginons qu'au bout de 20 ans la prédiction ne se révèle pas et que le prix de marché n'augmente pas et soit continuellement un soutien, cela justifierait-il quand même qu'on continue à aider ces énergies ? À quel moment doit-on éventuellement prendre la décision, au vu des montants, d'arrêter ou de réduire, de tarir le ruisseau ou le fleuve ?

M. Vincent Balès. Rendez-vous dans vingt ans pour voir où nous en serons. Aujourd'hui, les prévisions du prix de l'électricité sont sur une courbe montante. Très peu de personnes prendraient le pari de dire que dans vingt ans, le prix de l'énergie sera resté sous les 50€/MW.

M. le président Julien Aubert. Les prévisions sur le prix d'électricité d'il y a vingt ans se sont-elles révélées exactes ? Les prédictions, c'est comme l'économie ou la météorologie : cela prédit le temps qu'il aurait dû faire. Comme c'est une question à plusieurs

dizaines de milliards d'euros, c'est intéressant de se la poser. En matière d'énergie, il y a vingt ans, on nous expliquait que le pic de Hubbert allait être atteint aux États-Unis et qu'il serait importateur net de pétrole et de gaz.

M. Vincent Balès. La question qui se pose ne porte pas tant sur l'éolien en mer en vase clos mais sur le mix énergétique et sur quelle énergie on investit pour les nouvelles énergies et pour alimenter la France en électricité sur les vingt prochaines années. On compare les différentes énergies, le prix, l'environnement et l'économie et on regarde où placer nos investissements. Comme je vous le disais, ce besoin de visibilité par rapport au prix l'énergie ne concerne pas uniquement l'éolien en mer et les renouvelables. Il concerne toutes les autres énergies donc tous les nouveaux investissements. Sur ces nouveaux investissements, où va-t-on ? L'éolien en mer aujourd'hui avec un prix d'électricité sur cette bande de 50 à 70€/MWh considère que nous sommes sur un niveau qui nous place parmi les énergies les plus compétitives (et pas uniquement renouvelables). Sur des nouveaux investissements, nous faisons partie des énergies les plus compétitives. Il s'agit de comparer ces différentes énergies et de se projeter sur un mix sur les vingt prochaines années. La question n'est pas de faire le calcul uniquement sur l'éolien en mer pour savoir si *in fine*, les comptes ont été positifs ou négatifs mais de savoir quel mix faire et s'il faut diversifier son mix électrique.

M. le président Julien Aubert. Quel est votre avis sur le fait que comme ces énergies sont intermittentes, certains experts qui ont été auditionnés ici nous ont dits que le prix que vous affichez n'est pas le prix réel pour la société puisqu'en réalité, il y a une partie du temps où vous ne fournissez pas d'électricité ? Dès qu'on construit une unité intermittente, il faut construire à côté une unité de stockage ou de compensation. On pourrait imposer aux producteurs, à chaque fois qu'ils produisent un parc éolien, de construire un élément qui permettra d'équilibrer cette intermittence, ce qui modifierait évidemment votre modèle économique. Quelle est votre opinion à ce sujet ?

M. Vincent Balès. J'écoute beaucoup le gestionnaire de réseau car c'est son sujet. Le juge de paix pour gérer la production et la consommation et s'assurer que les deux sont corrélés et qu'on ne s'expose pas à des black-out est le gestionnaire de réseau. Il ne dit pas que pour toute nouvelle installation d'éoliennes en mer en France, il faudra l'équivalent en batteries installées à terre pour équilibrer la demande. La France dispose déjà une grande quantité de stockage, notamment avec les barrages hydroélectriques qui assurent un stockage important et toutes les interconnexions qui apportent également une réponse à la demande et à la variabilité de l'éolien en mer, sachant que cette variabilité pour l'éolien en mer est assez limitée. Nos parcs en Europe du Nord tournent à pleine puissance pendant des semaines entières de manière très importante. Actuellement, sur l'offshore, on est sur des périodes complètes, quasiment sûr une énergie de base.

M. le président Julien Aubert. M. Jancovici nous a montrés de très beaux schémas qui indiquaient exactement l'inverse. Il avait mené des études sur la corrélation par exemple France-Allemagne, France-Espagne... sur le foisonnement pour montrer qu'en réalité, on produit à peu près au même moment, ce qui corrèle les courbes et au lieu d'avoir une courbe de compensation, quand il y a du vent en Allemagne, il y en a aussi en France. Les pics se renforcent plutôt que de se compenser. Disposez-vous d'études qui prouvent la théorie du foisonnement que vous exposez ?

M. Vincent Balès. Concernant la forte production en Europe du Nord, il ne s'agit pas de foisonnement mais du fait d'avoir en mer des vents forts, des vents constants qui nous permettent d'avoir pendant des périodes très importantes un parc en pleine puissance qui nous

fait basculer sur l'énergie de base pendant de très longues périodes. Sur la partie foisonnement, nous reviendrons vers vous car je n'ai pas d'étude en tête sur ces chiffres.

M. le président Julien Aubert. Une énergie de base signifie-t-elle que vous avez un facteur de charge de 75 % sur ces parcs ? Faites-vous un calcul sur l'année pour comparer avec d'autres énergies de base ?

M. Vincent Balès. Sur l'année, les optimum sont à 50 voire à 55 % sur certains parcs. Sur certaines périodes, nous sommes quasiment à pleine puissance sur des mois complets. C'est aussi un propos du président de RTE de dire que l'éolien en mer est une technologie utile et nécessaire pour la stabilité et la sûreté du réseau français.

M. le président Julien Aubert. Ce n'est pas exactement ce que dit la PPE.

M. Vincent Balès. C'est pour cela que nous sommes aujourd'hui un peu désolés de ce projet de PPE.

M. le président Julien Aubert. N'est-ce pas contradictoire ? On me taxe rarement d'être défenseur de l'éolien. J'essaie d'être objectif mais d'un côté, on nous explique que c'est fantastique, que c'est l'avenir et d'un autre côté, la PPE réduit considérablement votre potentiel de développement, votre voilure. Je ne comprends pas la logique : ce serait quand même fort qu'à l'époque où cela coûtait 200€/MWh, on voulait en construire partout et que maintenant que vous nous expliquez qu'on va tomber à 50, il faut en construire moins. Si vous avez quelque chose à dire pour convaincre la majorité, c'est le moment.

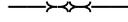
M. Vincent Balès. Merci de m'en donner l'occasion. Je partage tout à fait votre étonnement. Entre le projet de PPE et la PPE finale, deux éléments pourraient être décisifs pour avoir une PPE plus ambitieuse pour l'éolien en mer :

- Le facteur prix. Les chiffres de Dunkerque qui n'existaient pas encore et qui d'ailleurs ne sont pas encore sur la table sont aujourd'hui à la CRE. Ces éléments pourront être décisifs pour confirmer que l'éolien en mer en France est tout aussi compétitif que l'éolien en mer Outre-manche ou en mer du Nord. Nous pourrions ainsi démontrer notre compétitivité. Dans le projet de PPE, ce n'était pas encore à l'ordre du jour.
- L'espace maritime appelle beaucoup de questions. Vous avez évoqué les chiffres très significatifs de l'ADEME concernant le gisement. Or en mer, on n'a pas de SRADDET ni de PLU et la question est donc de savoir où installer ces parcs. Il y avait une incertitude par rapport aux espaces disponibles possibles pour installer ces parcs. Depuis le projet de PPE, un travail important a été réalisé sur la planification des espaces maritimes, qui va permettre de projeter des installations et des espaces maritimes pour le développement de cette activité.

Je vous remercie encore une fois de me donner l'occasion de défendre l'éolien en mer pour la PPE finale. Je pense que ces deux clés qui sont arrivées ces derniers mois entre le projet de PPE et la PPE finale que sont 1) la compétitivité de l'éolien en mer en France avec l'appel d'offres de Dunkerque et 2) le travail de fond mené sur la planification de l'espace maritime devraient déboucher sur une PPE plus ambitieuse sur cette filière.

M. le président Julien Aubert. Merci beaucoup de vos propos très clairs. Nous allons arrêter là.

La séance est levée à 19 heures 50.



Membres présents ou excusés

Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique

Réunion du mardi 28 mai 2019 à 18 h 30

Présents. - M. Julien Aubert, Mme Marie-Noëlle Battistel, Mme Marjolaine Meynier-Millefert, Mme Claire O'Petit

Excusés. - M. Xavier Batut, M. Christophe Bouillon, Mme Véronique Louwagie