

## Projet de parc éolien en mer de Dunkerque et son raccordement électrique

### **Cycle de concertation dédié à l'environnement**

Réunion décryptage : autorisations  
à caractéristiques variables

Compte-rendu

*Jeudi 16 décembre 2021*

**Lieu :** Halle aux Sucres, Dunkerque

**Intervenants :**

- **Maxime PLANQUE, EMD - EDF Renouvelables**, chef de projet éolien en mer
- **Caroline PIGUET, EMD- EDF Renouvelables**, cheffe de projet environnement
  
- **Joan CAUVET, RTE**, directrice du projet de raccordement électrique
- **Christine LOMBARD, RTE**, responsable concertation et autorisation
- **Pauline BRANDT, RTE**, chargée d'études concertation environnement
  
- **Camille GUILLEMETTE, Natural Power**
- **Marie MONTUS, Natural Power**
- **Gaël BOUCHERY, TBM**

**Animation :**

- **Marianne RIBOULLET**, agence Sensee

**Garants de la Commission nationale du débat public (CNDP) :**

- **Jacques ROUDIER**
- **Claude BREVAN**
- **Priscilla CASSEZ**

**Date et horaires de la réunion :** jeudi 16 décembre 2021 de 9h30 à 12h30

**Objet et déroulé de la réunion :**

**Décryptage des autorisations à caractéristiques variables**

- Introduction
- Comment la réglementation a évolué ?
- Caractéristiques variables : comment sont-elles définies et prises en compte ?
- Quelles sont les caractéristiques variables et invariables dans le cadre du projet ?
- Comment étudier les effets générés par le projet ?
- Conclusions et perspectives

## Liste des participants à la réunion

### **Association ADELE (Association de Défense de l'Environnement du Littoral Est)**

- Michel MARIETTE, vice-président

### **Association GOELAND (Groupe d'Observation et d'Etudes des Lieux Anthropiques et Naturels proches de Dunkerque)**

- Bernard BRIL, président
- Jean-Pierre LENFANT, membre

### **Association GON (Groupe ornithologique et naturaliste du Nord-Pas-de-Calais)**

- Thierry RYCKELYNCK, président

### **Association Le Clipon**

- Quentin DUPRIEZ, membre et ornithologue indépendant

### **Association LPO (Ligue pour la protection des oiseaux)**

- Damien VILLOTA, responsable de projets refuges
- Paul MAERTEN, président

### **Association Vent Debout 59**

- Stéphane CARLE, trésorier

### **CPIE Flandre Maritime**

- Pierre BOURGAIN, trésorier

### **CRPMEM (Comité des Pêches Maritimes et des Elevages Marins) Hauts-de-France**

- Dimitri COLLARD, chargé de mission

### **DDTM 59**

- Maxime MERLAND, référent territorial Flandre-Dunkerque

### **Dunkerque Plongée CPESMDE**

- Vincent SIPKA, président

### **Fédération française d'études et de sports sous-marins (FFESSM)**

- Yves MULLER, membre

### **Grand Port Maritime de Dunkerque**

- Christine DOBRONIAK, en charge des stratégies durables et de la biodiversité

### **Liste Nouveau Regard Bray-Dunes**

- Christophe ISAERT, conseiller municipal

### **Les Loups de mer dunkerquois – Comité Régional des Pêcheurs de Loisir en mer Hauts-de-France**

- Jean-Paul BAHEUX, secrétaire

### **Voile Ambition Dunkerque**

- Luc MEURISSE, président

### **Indépendants**

- Rémy RUYANT
- Gérard OUSTELAND
- Christine OUSTELAND

## Introduction

*La séance se déroule en format plénière dans la salle du Belvédère de la Halle aux Sucres avec la diffusion d'un support de présentation. La réunion est diffusée simultanément en visioconférence : les participants sont invités à poser leurs questions en levant la main ou via l'outil de discussion. Après une présentation du déroulé de la réunion et de l'ensemble des personnes présentes, la séance débute.*

**Marianne Riboullet** rappelle l'objectif de la réunion : présenter le cadre et les modalités d'application du nouveau régime réglementaire dits des « autorisations à caractéristiques variables » afin qu'au moment des échanges sur les impacts, les participants puissent comprendre la manière dont les études ont été menées.

Il est indiqué que la rencontre est placée sous le signe du dialogue et de l'écoute, avec un respect et un équilibre des prises de parole, tant en présentiel qu'en visioconférence. Cette réunion est enregistrée pour la réalisation et la diffusion du présent compte rendu. Il est aussi rappelé l'importance de respecter rigoureusement le port du masque compte tenu du contexte sanitaire.

**Maxime Planque**, chef de projet éolien en mer pour EMD, explique que la rencontre du jour s'inscrit dans un cycle qui a commencé fin septembre – début octobre 2021 et qui a pour objectif de partager l'ensemble des études environnementales menées dans le cadre du projet et qui vont permettre de constituer l'étude d'impact sur l'environnement dédiée au projet de parc éolien et son raccordement.

De nombreuses études ont été menées, sur l'ensemble des thématiques environnementales ayant un enjeu relatif au projet, ce qui explique cette approche par cycles. L'objectif est de pouvoir les présenter de manière exhaustive et dans le détail. L'approche retenue suit la logique de constitution d'une étude d'impact :

- Fin septembre – début octobre 2021, l'état initial des différents compartiments environnementaux étudiés (avifaune, ressources halieutiques, mammifères marins, benthos, etc.) a été présenté ainsi que les enjeux associés. L'état initial est en quelque sorte une photographie de l'environnement avant que le projet ne soit installé. Cela permet d'avoir l'ensemble des données liées à cet environnement permettant ensuite d'évaluer les impacts du projet sur celui-ci.
- Aujourd'hui s'ouvre la deuxième étape du cycle d'ateliers avec une rencontre charnière permettant de présenter les éléments de description du projet de parc éolien en mer et son raccordement électrique dans un contexte nouveau, celui des autorisations à caractéristiques variables. Ces autorisations portent sur un projet de parc éolien et son raccordement, au sein duquel, il peut y avoir des variables. Il est important de détailler et expliquer comment le porteur du projet s'assure que, dans ce cadre, les effets et les impacts sont ensuite conformément évalués au travers de l'étude d'impact.
- La troisième et dernière partie de ce cycle d'ateliers aura lieu en début d'année 2022. Elle aura pour objectif de présenter les résultats des impacts et les mesures associées. Comme cela avait été fait pour l'état initial, ce cycle sera séquencé en plusieurs grandes thématiques correspondant aux différents compartiments environnementaux. Les participants recevront des invitations par thématiques pour une présentation sur les impacts et les mesures associées telles que les mesures réglementaires ERC (éviter, réduire, compenser) ainsi que les mesures de suivi sur les différents compartiments.

**Maxime Planque** rappelle le calendrier général du projet et notamment les futures étapes liées aux procédures administratives. Il précise que le projet se situe aujourd'hui en phase de développement, avec :

- la préparation des dossiers de demande d'autorisations du projet, qui inclut notamment par la réalisation d'une étude d'impact,
- des actions de concertation menées sur le territoire, avec les parties prenantes et les citoyens qui s'inscrivent soit dans un format issu de la réglementation comme le débat public qui s'est tenu fin 2020, soit d'autres initiatives mises en œuvre dans le cadre de la concertation post-débat public, placée sous l'égide des garants de la CNDP, qui prévoit la mise en place de différents dispositifs permettant d'informer et de concerter.

A ce jour, le dépôt des demandes d'autorisations administratives est envisagé courant 2022. S'en suit un processus d'instruction par les services de l'Etat, d'une durée d'environ 18 mois, pendant lequel le projet sera soumis à enquête publique. Tout ce processus devrait aboutir à la délivrance des autorisations administratives à horizon fin 2023.

Suite à la délivrance des autorisations par l'État, les variables présentées dans les dossiers de demande d'autorisations à caractéristiques variables vont alors pouvoir devenir des caractéristiques techniques précisément arrêtées. C'est en effet après l'obtention des autorisations qu'EMD va lancer ses consultations afin de choisir les différents fournisseurs des composants du parc (éoliennes, fondations, câbles...). C'est en fonction des offres retenues au terme d'un processus d'appel d'offres, et donc des types d'équipements choisis, que découleront des choix techniques. Par exemple, le fournisseur d'éoliennes va proposer un modèle avec une taille et des caractéristiques qui s'affineront au cours de cette étape et qui devront rentrer dans l'enveloppe de ce qui aura été autorisé au préalable par l'Etat.

S'en suivra une phase d'exécution, avec des activités de chantier à la fois à terre et en mer, pendant laquelle les composants seront fabriqués et installés en mer.

Les choix finaux sur les critères techniques retenus se feront donc vers 2024-2025 lors de la phase de sélection des fournisseurs. Le temps restant avant la décision doit être mis à profit pour partager au maximum les différents critères de choix et les orientations qui seront prises. Ce cycle d'ateliers est donc un préalable important puisqu'il permet de partager le processus d'élaboration de l'étude d'impact, et son contenu, qui constitue le premier jalon de tout ce processus.

**Un participant** indique ne pas voir dans le planning de phase de consultation locale. Il rappelle que le 16 novembre dernier, le Conseil d'Etat a amendé un article de la convention d'Aarhus sur l'obligation de consultation locale pour les projets énergétiques qui impactent la population.

**Maxime Planque** souligne que cette consultation locale existe pour le projet, et qu'elle peut prendre plusieurs formes. Il y a par exemple eu un débat public qui a duré 3 mois, de septembre à décembre 2020, avec une quinzaine de réunions organisées sur le territoire, sur différentes thématiques liées au projet. Il y a ensuite une seconde phase dans le cadre de l'instruction des autorisations par l'Etat lors de laquelle une enquête publique sera organisée : les dossiers du projet, et notamment l'étude d'impact complète avec l'ensemble des études réalisées, seront mis à disposition du public dans les mairies. Toutes les personnes qui le souhaitent (le public, les riverains, les associations...) pourront mettre dans des registres mis à disposition dans différents lieux du territoire leurs observations et leurs avis concernant le projet. Ces éléments seront compilés par une commission d'enquête qui les restituera au préfet, qui appuiera ainsi sa décision d'autoriser ou non le projet sur les avis collectés.

**Le participant** indique que l'autorisation est délivrée par le préfet, qui représente le gouvernement. Or, la convention d'Aarhus est très précise et demande une consultation locale. Il y a sur le territoire onze communes à consulter.

**Maxime Planque** précise que lors de la phase d'instruction des demandes d'autorisations, il y aura également une phase de consultation de différents organismes et entités, incluant les municipalités concernées par le projet. Elles pourront, si elles le souhaitent, émettre un avis dans le cadre de cette consultation qui sera versé au dossier d'instruction, dont le préfet tiendra compte. Les mairies sont donc bien consultées. Elles peuvent également émettre un avis dans les registres au cours de l'enquête publique.

**Jacques Roudier**, garant nommé par la Commission Nationale du Débat Public, rappelle que la Convention d'Aarhus se traduit par l'introduction dans la Charte de l'environnement et dans la Constitution de l'obligation d'informer et d'associer le public aux décisions qui ont un impact sur l'environnement. Compte-tenu de sa taille, le projet remplit ces critères. En revanche, les formes de l'association du public relèvent de la compétence des États. En France, cette participation est organisée par le code de l'Environnement qui a institué la Commission Nationale du Débat Public, a mis en place un certain nombre de modalités et a défini un certain nombre de seuils en fonction de la taille du projet.

Il rappelle que, à la suite du débat public, la Commission Particulière du Débat Public a remis son avis et, dans les trois mois qui ont suivi, les maîtres d'ouvrage ont fait connaître leur décision de poursuivre le projet. Le code de l'Environnement prévoit ensuite l'organisation d'une consultation post-débat public, mise en œuvre par les maîtres d'ouvrage sous l'égide de la CNDP et plus particulièrement de trois personnes qu'elle a désignées comme garants : Claude BREVAN, Priscilla CASSEZ et lui-même (Jacques ROUDIER). Ils sont indépendants des maîtres d'ouvrage, y compris financièrement, et ont un devoir de neutralité : ils ne donneront pas d'avis sur le projet pendant cette phase de concertation post-débat public.

La concertation organisée dans ce cadre prend différentes formes : des réunions, la publication d'une lettre d'information par les maîtres d'ouvrage, des sites internet mis en place par les porteurs du projet ainsi que d'autres manifestations qui se dérouleront dans le respect des principes de transparence et d'accès à l'information de l'ensemble des publics concernés.

**Le participant** réaffirme que le Conseil d'Etat, le 16 novembre dernier, a indiqué dans le dernier article (article 4) : « *Chaque partie prend des dispositions pour que la participation du public commence au début de la procédure, c'est-à-dire lorsque toutes les options et les solutions sont encore possibles et que le public peut exercer une réelle influence* ».

**Jacques Roudier** rappelle que ces dispositions ont été prises puisque le débat public a eu lieu au moment où un certain nombre d'options étaient encore disponibles et que le public continue d'être associé au projet. Il précise toutefois que le débat public ne peut commencer qu'à un moment où un certain nombre d'éléments sont déjà définis.

**Marianne Riboullet** explique que ce qui réunit les participants aujourd'hui, c'est la réglementation applicable, notamment au titre des autorisations à caractéristiques variables.

## Comment la réglementation a évolué ?

**Maxime Planque** revient ensuite sur la réglementation applicable au régime dit des « autorisations à caractéristiques variables ». Il explique que la réforme permettant à un porteur de projet éolien en mer et de son raccordement électrique de demander une autorisation dite à caractéristiques variables est relativement récente puisqu'elle est issue de la loi ESSOC (pour un État au service d'une société de confiance) de décembre 2018. Ce dispositif part d'un constat : dans le cadre des demandes d'autorisations relatives aux premiers projets de parcs éoliens en mer français, issus des deux premiers appels d'offres (Dunkerque étant le troisième), la réglementation imposait de déposer un projet avec des caractéristiques totalement figées (un modèle d'éoliennes avec une taille associée, un nombre...) à une phase très amont du projet. Or, le temps de développement de ce type de projet peut être relativement long : au moment de la construction du projet, le porteur du projet se retrouvait à devoir installer des éoliennes qui, en termes de capacités technologiques, étaient loin d'être les plus performantes du marché, ce dernier étant en constante évolution, voire n'étaient plus produites. Il faut savoir que les fournisseurs d'éoliennes en mer produisent un modèle qu'ils commercialisent pendant deux ou trois ans avant de passer à la génération suivante. Partant de ce constat et en regardant ce qui se faisait à l'étranger, l'État a décidé de mettre en place cette réforme qui permet au porteur de projet, sur certaines caractéristiques, de demander des variables, c'est-à-dire des fourchettes de valeurs. Au moment de l'instruction du dossier, le préfet peut ensuite choisir, parmi les variables demandées, d'autoriser un certain intervalle, voire de le réduire. Quand le porteur du projet fera les choix techniques finaux des différents composants du projet, au regard des offres qu'il aura reçues de la part des fournisseurs potentiels de ces différents composants, les caractéristiques de ces derniers devront s'inscrire dans ces variables. Par ailleurs, les mesures qui seront proposées dans le cadre de l'étude d'impact devront l'être en cohérence avec les niveaux maximum des impacts évalués.

Ce dispositif n'est pas une spécificité française, puisqu'il est issu du Royaume-Uni - pays avec le plus grand nombre d'éoliennes en mer installées dans le monde - et d'Allemagne. C'est une approche qui est aujourd'hui assez commune dans l'ensemble des pays ayant développé la filière de l'éolien en mer.

Ce dispositif présente trois avantages :

- sur le plan technique, il favorise l'innovation en permettant de bénéficier des technologies les plus récentes. A l'horizon 2024-2025, au moment où EMD choisira le modèle d'éoliennes, il pourra prendre celles disponibles sur le marché à cette date et ainsi bénéficier de ce qui se fait de mieux en matière de technologie et d'innovation, ce qui n'aurait pas été possible en décidant d'un modèle d'éolienne en amont du dépôt des demandes d'autorisations.
- sur le plan environnemental, il permet de ne pas dégrader la qualité de l'étude d'impact. Cette approche apporte en effet des garanties qui obligent le porteur de projet à être très précis dans la définition de ses enveloppes de valeurs et leur justification, et à mettre en place des mesures qui permettront de couvrir l'impact maximum, quel que soit le choix technique qui sera fait ensuite à l'intérieur des valeurs des différentes enveloppes.
- sur le plan économique, le porteur du projet peut bénéficier des derniers modèles d'éoliennes, plus performants techniquement, permettant de produire une électricité à un coût plus compétitif. Dans le cas de Dunkerque, le tarif de revente de l'électricité proposé est de 44€/MWh, ce qui se situe au même niveau que les moyens de production conventionnels comme le nucléaire. Cette compétitivité du prix de l'électricité produite n'aurait pas été possible sans cette nouvelle approche réglementaire.

Pour cette réunion, le focus portera sur la partie environnementale.

**Maxime Planque** précise également que le marché des éoliennes est en constante évolution. Les éoliennes actuellement commercialisées ont une puissance de 11 à 12 MW. Il y a trois ou quatre ans, elles étaient de 8 MW, et de 6 MW cinq ans auparavant. Il faut préciser que la taille des éoliennes augmente à mesure que leur puissance augmente, la puissance d'une éolienne étant directement liée à la surface que balayent les pales. Les futures éoliennes qui arriveront d'ici trois à cinq ans sur le marché, qui pourraient donc équiper le projet de Dunkerque, auront une puissance comprise entre 15 et 20 MW. Cette augmentation de la puissance unitaire des éoliennes permet de diminuer leur nombre pour une même puissance de parc donnée.

Aujourd'hui, le marché compte trois principaux fabricants d'éoliennes : General Electric, Siemens Gamesa et Vestas. Ces trois fabricants d'éoliennes commercialisent, pour les projets construits à court et moyen termes, des éoliennes entre 14 et 15 MW.

**Joan Cauvet**, directrice de projet du raccordement électrique chez RTE, ajoute que la réglementation a été plutôt pensée pour bénéficier des évolutions techniques des éoliennes, mais elle s'applique également au raccordement. RTE a ainsi examiné, pour les ouvrages du raccordement électrique, les variables qui pourraient être proposées dans l'étude d'impact, en cohérence avec les variables qui seront définies pour le parc.

**Un participant** demande si le pied de l'éolienne est inclus dans les 220 mètres sur le schéma présenté.

**Maxime Planque** précise que la valeur de 220 mètres correspond au diamètre du rotor, c'est-à-dire la somme de deux pales. Les enveloppes de hauteurs potentielles des éoliennes seront détaillées par la suite dans cet atelier.

**Un participant** souhaite savoir quelle sera la distance minimum entre deux éoliennes en fonction de leur dimension.

**Maxime Planque** explique que plus les éoliennes sont espacées, plus elles sont efficaces, puisque cela permet au vent de se restabiliser après avoir traversé une éolienne, afin d'être le plus efficace possible pour l'éolienne suivante. Les turbiniers recommandent ainsi d'avoir au minimum quatre fois le diamètre du rotor entre deux éoliennes : pour des éoliennes qui ont un rotor entre 230 et 250 mètres, il faudrait alors un espacement inter-éoliennes de l'ordre d'un kilomètre.



## Caractéristiques variables : comment sont-elles définies et prises en compte ?

**Caroline Piguet**, cheffe de projet environnement pour EMD, introduit en expliquant que cette partie a avant tout une visée pédagogique pour bien prendre en compte ce que sont les caractéristiques variables.

Le terme « caractéristiques variables » est un terme générique pour présenter deux types de variables :

- les variables discrètes, qui recouvrent les différentes options présentées dans le projet, par exemple, le type de fondation (monopieu, jacket ou béton gravitaire).
- les variables continues, qui sont des variables définies dans un intervalle de valeurs donné, comme le diamètre de la fondation qui peut varier entre deux valeurs différentes ou la hauteur des éoliennes.

**Maxime Planque** précise qu'il s'agit ici d'une présentation générique des variables, permettant d'explicitier les termes utilisés. La partie suivante sera dédiée à la présentation de ces variables appliquées au projet de Dunkerque.

**Caroline Piguet** explique la manière dont ces caractéristiques variables sont ensuite étudiées dans l'étude d'impact:

- Dans le cas des variables discrètes, chaque option est étudiée séparément : le porteur du projet a obligation de présenter les effets et les impacts pour chaque option de variable discrète envisagée dans le projet.
- Dans le cas des variables continues, le porteur du projet doit étudier les variables qui donneront l'effet maximal pour le compartiment étudié. Par exemple, pour l'emprise au sol des fondations, la taille de la fondation et le nombre de machines vont permettre de calculer l'emprise maximale selon différents scénarios. C'est ensuite le scénario ayant l'impact maximal qui sera étudié.

Une fois les impacts de ces différentes variables étudiés et évalués, des mesures seront proposées selon un processus qui diffère en fonction des variables considérées :

- Pour les variables discrètes, des mesures seront présentées et proposées pour chaque option étudiée.
- Pour les variables continues, les mesures qui seront proposées seront celles qui correspondent au scénario induisant l'impact maximal. Une fois que le projet sera défini et ses caractéristiques arrêtées au sein des enveloppes autorisées, les mesures qui auront été proposées pour le scénario induisant l'impact maximal seront mises en œuvre, même si le projet a finalement un effet et un impact moindre par rapport au scénario étudié.

**Caroline Piguet** présente ensuite la traduction concrète de ces principes dans l'étude d'impact. Pour chaque compartiment environnemental, l'objectif est de sélectionner toutes les variables qui seront intéressantes pour l'analyse de l'effet sur ce compartiment. La combinaison des variables permet d'aboutir à une multitude de scénarios, d'où seront écartés dans un premier temps les scénarios irréalistes. Par exemple, un scénario comptant plus de 46 éoliennes sera écarté puisqu'EMD s'est engagé à ne pas proposer un projet comptant plus de 46 machines. Les scénarios non-maximisant seront également écartés de l'analyse : si un scénario induit un impact très réduit, il ne sera pas étudié. Ainsi, pour chaque compartiment et chaque effet, ce sera le scénario maximisant qui sera étudié.

Exemple : compartiment du benthos et effet emprise sur le fond :

- variables à croiser : le nombre d'éoliennes et la taille (surface) de la fondation ;
- exclusions des scénarios avec une emprise minimale pour ne conserver que les scénarios avec l'emprise au sol maximale ;
- est retenu pour évaluation des impacts et la définition des mesures le scénario présentant la plus grande surface totale d'emprise sur le fond marin

**Un participant** demande si le choix entre toutes les variables se fera uniquement sur des critères économiques.

**Maxime Planque** assure qu'au stade de l'étude d'impact, les choix se font sur des critères environnementaux puisqu'au regard des impacts évalués dans les intervalles étudiés, certaines valeurs génèrent des impacts trop importants et seront donc volontairement réduites.

Il explique par ailleurs que les fourchettes de valeurs ou d'options demandées par les porteurs du projet ne seront pas forcément autorisées par l'État : les avis et recommandations remontés dans le cadre de l'instruction peuvent mener à une réduction potentielle de ces valeurs dans le cadre de l'autorisation délivrée, en se basant uniquement sur des critères environnementaux. Le critère environnemental est donc prioritaire dans la définition des fourchettes de valeur. Une fois le projet autorisé, des choix devront s'opérer (à l'horizon 2024-2025) pour définir les caractéristiques du projet au sein de l'enveloppe autorisée, ce sera alors plutôt le critère technico-économique qui entrera en compte : au regard des éoliennes disponibles sur le marché, EMD sélectionnera celles qui lui permettront de s'inscrire dans l'enveloppe.

Il précise également que le projet de moindre impact pour l'environnement peut être différent en fonction du compartiment étudié : pour l'avifaune par exemple, plus le tirant d'air (c'est-à-dire la distance entre le bas de la pale et la surface de l'eau) augmente, plus les impacts sur l'avifaune diminuent. En revanche, une telle option implique d'avoir une éolienne plus haute, donc ce qui est ici à l'avantage de l'avifaune est au détriment du paysage. L'objectif des ateliers à venir sera donc d'essayer de pondérer et hiérarchiser ces critères, puisqu'il ne pourra pas y avoir un projet de moindre impact sur tous les points. L'enjeu de l'étude d'impact est également de faire la synthèse de l'ensemble des impacts potentiels du projet sur chaque compartiment, puis de les croiser entre eux afin de définir un projet équilibré en termes d'impacts en considérant chaque compartiment de l'environnement.

## Quelles sont les caractéristiques variables et invariables dans le cadre du projet ?

**Maxime Planque** présente la manière dont ce principe d'autorisations à caractéristiques variables se transpose au projet de Dunkerque, ainsi que les invariants et les caractéristiques variables qui seront étudiées dans l'étude d'impact du projet.

Il rappelle que certains invariants ont été fixés par l'Etat dans le cadre de l'appel d'offres :

- la zone d'implantation du projet, décidée par l'Etat au terme d'un processus de concertation lancé en 2016 ;
- la puissance globale installée du projet qui doit être comprise entre 400 et 600 MW. Ces valeurs sont issues de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui constitue le carnet de route énergétique national dans lequel il est prévu sur des échéances à 4 et 8 ans, la mise en service de différents types de production d'énergie et d'électricité. L'éolien en mer a des objectifs à tenir, il y a donc des perspectives de développement de différents projets avec des puissances cibles qui doivent permettre d'atteindre les objectifs définis par la PPE.
- la zone d'implantation du poste électrique en mer, qui est sous maîtrise d'ouvrage RTE ;
- le calendrier de mise en œuvre du projet avec des objectifs de mise en service du projet fixés par l'Etat dans ce contexte de PPE.

Au cours de sa réponse à l'appel d'offres en 2019, EMD a également pris des engagements qui ont permis de préciser certaines des caractéristiques du parc éolien en mer :

- l'emprise du projet : la zone proposée à l'appel d'offres par l'Etat était de 73 km<sup>2</sup>, EMD a pris l'engagement de n'en occuper que les deux tiers, en se limitant à 50 km<sup>2</sup> et en libérant notamment la zone la plus proche du littoral. La zone d'appel d'offres permettait en effet d'installer des éoliennes à 9 km du littoral, alors qu'EMD a pris l'engagement, dans le cadre de sa réponse à l'appel d'offres, de les situer au moins à 10 km. Cet éloignement ira même jusqu'à 11,4 km en face des communes balnéaires de l'est du Dunkerquois.
- le nombre d'éoliennes installées : EMD s'est engagé à limiter le nombre d'éoliennes qui composent le parc à 46 unités au maximum. En fonction du modèle d'éolienne retenu et donc de la puissance unitaire de celle-ci, ce nombre pourrait être inférieur à 46.

**Christine Lombard**, responsable concertation et autorisations chez RTE, ajoute que pour la partie raccordement, certains éléments sont également définis à ce stade du projet. Le premier est une zone de référence pour l'implantation du poste électrique en mer, qui a été définie par l'Etat dans le cadre de l'appel d'offres et qui correspond à une zone d'environ 1 km<sup>2</sup>.

Concernant le raccordement électrique du parc éolien, une concertation spécifique a été menée depuis 2019 pour identifier des zones d'implantation pour les autres équipements à construire, notamment la double liaison électrique qui acheminera l'électricité vers le réseau électrique à terre. Elle est composée d'un fuseau en partie sous-marin et en partie souterrain, qui arrivera à un poste électrique à terre, dont l'emplacement a aussi été choisi par cette instance de concertation, présidée par le sous-préfet de Dunkerque. RTE travaille aujourd'hui à l'intérieur de ces fuseaux et emplacement pour rechercher le moindre impact environnemental de ces installations.

**Maxime Planque** présente ensuite les quatre grands types d'ouvrages qui peuvent faire l'objet de variables :

- les éoliennes, avec des variables liées à leurs dimensions et leur nombre ;
- les fondations des éoliennes et du poste électrique en mer : en termes d'invariant, le choix du type de fondation est arrêté (fondations monopieux pour les éoliennes, fondation jacket pour le poste électrique en mer), mais les dimensions de celles-ci peuvent encore varier ;
- le réseau de câbles inter-éoliennes peut également faire l'objet de variables notamment concernant le linéaire total de câbles ;
- le poste électrique en mer.

## Les éoliennes

**Maxime Planque** explique que les éoliennes font l'objet de variables continues. En revanche, la hauteur de la plateforme de travail (située entre le haut de la pièce de transition et la base du mât de l'éolienne) par rapport à la surface du plan d'eau est un invariant. La pièce de transition, située à la base de l'éolienne et de couleur jaune pour des raisons de sécurité maritime, a différentes fonctionnalités : elle permet notamment l'accostage des bateaux qui transportent les équipes de maintenance et fait la jonction entre la fondation monopieu qui est immergée et l'éolienne. Sur cette plateforme de travail se trouvent des moyens de levage pour monter les équipements et outils de maintenance, la signalisation maritime, des caméras... Cette hauteur est fixée à 25 mètres par rapport au niveau moyen de la mer.

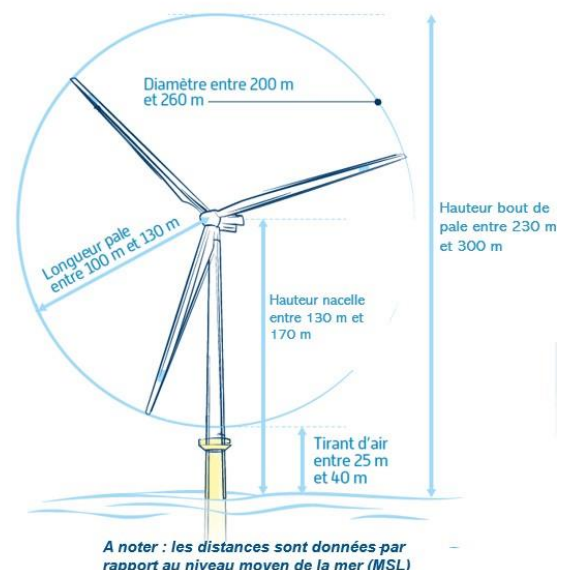
Concernant les variables continues, la première, dont découlent toutes les autres, est la puissance unitaire de l'éolienne. Il est prévu d'installer des éoliennes d'une puissance comprise entre 11 et 20 MW chacune. De cette puissance unitaire, il est possible de déduire un intervalle du nombre d'éoliennes à installer. La fourchette haute est de 46 et la fourchette basse de 25 éoliennes (voire moins).

Ces éléments sont partagés avec les différents services de l'Etat qui étudieront le dossier : ils ont indiqué que dans le cadre de l'autorisation qui sera délivrée, il est envisagé de mettre des bornes hautes, c'est-à-dire des bornes qui ont potentiellement un impact plus fort, à ne pas dépasser. En revanche, ils s'interrogent sur la nécessité de fixer des bornes basses : pourquoi se limiter à 25 éoliennes s'il est finalement possible d'en mettre moins pour la même puissance totale de parc, la même taille d'éolienne et donc les mêmes impacts ? Il est donc plus probable qu'il y ait des bornes hautes, mais pas forcément de bornes basses si ce n'est pas de nature à augmenter un impact.

La puissance d'une éolienne est proportionnelle à sa taille : plus une éolienne sera grande, plus elle aura une puissance unitaire importante. Sur une fourchette de 11 à 20 MW, les dimensions de l'éolienne peuvent varier et donner différentes valeurs indiquées sur le schéma ci-contre. Ces valeurs ne sont pas forcément toutes indépendantes, car certaines peuvent influencer entre elles. Par exemple, la hauteur totale entre le niveau de l'eau et le haut de la pale correspond à la somme de la taille de la pale et du tirant d'air : ce total va varier si l'une de ces deux valeurs est augmentée.

Les principales caractéristiques à considérer sont :

- la longueur de la pale : une éolienne de 11 à 20 MW a une longueur de pale entre 100 et 130 mètres, donc un rotor entre 200 et 260 mètres.



- le tirant d'air, EMD va demander une fourchette comprise entre 27 et 40 mètres. La hauteur minimum de 27 mètres répond à des besoins en matière de sécurité (hauteur de la plateforme, passage de navires de plaisance). La hauteur de 40 mètres pourra influencer sur les impacts avifaune, il est compliqué d'aller au-dessus puisque cela implique des éoliennes avec des fondations plus larges et une augmentation de la hauteur apparente des éoliennes sur l'horizon, ce qui peut augmenter les impacts sur le volet paysager.
- la hauteur de la nacelle, où sont accrochées les pales : elle est influencée par la hauteur du tirant d'air et de la pale.

De ces trois éléments découle la hauteur du mat.

**Maxime Planque** précise également que les hauteurs sont indiquées par rapport au niveau moyen de la mer (MSL). EMD ajoutera dans l'étude d'impact des tableaux de référence pour donner ce niveau moyen par rapport au marnage qu'il peut y avoir à Dunkerque.

La dernière variable qui découle du nombre d'éoliennes : leur position dans la zone de 50 km<sup>2</sup>. Entre 25 éoliennes à installer ou 46, l'emplacement n'est pas le même, il y aura donc une variable sur leur position au sein de la zone définie.

**Un participant** remarque qu'il y a deux variables qui ne sont pas indiquées : le diamètre de la plateforme de travail et celui du mât.

**Maxime Planque** indique que le diamètre du mât ne fait pas l'objet d'une variable, contrairement aux fondations, car les fourchettes sont assez ténues (8 à 10 mètres de diamètre), mais cela pourra être précisé, même si ces variables ont assez peu d'effets en termes d'impacts.

**Marianne Riboullet** souligne la nécessité d'être synthétique pour ce type de réunion, qui fait que certaines informations ne sont pas forcément précisées dans la présentation.

## Le poste électrique en mer

**Christine Lombard** explique que le poste électrique en mer, contrairement aux éoliennes, est un équipement relativement bien défini à ce stade du projet. RTE n'a pas identifié de variables sur l'ouvrage qui soient significatives pour l'analyse des impacts sur l'environnement.

Le poste est constitué d'une superstructure en acier appelée "*topside*" qui comporte tous les équipements électriques pour assurer la transformation du courant qui va arriver des câbles inter-éoliennes en 66 kV pour l'élever en 225 kV, et l'évacuer à travers deux câbles électriques jusqu'à la terre. La superstructure représente une forme parallépipède de 50 mètres de côté au maximum et une hauteur de 30 mètres au maximum (hors antenne et grue).

Cette superstructure est posée sur une sous-structure métallique tubulaire en partie émergée, appelée « jacket ». La partie émergée de la fondation jacket aura une hauteur d'environ 20 de mètres au-dessus du niveau moyen de la mer. La partie sous l'eau sera abordée ensuite dans la partie dédiée aux fondations.

**Un participant** demande si le coût de la sous-station est compris dans le budget global du projet d'1,4 milliards d'euros.

**Christine Lombard** répond que la partie raccordement dans son ensemble, incluant le poste électrique en mer, représente environ 400 millions d'euros. Ce montant est inclus dans le budget total, qui se compose de la manière suivante :

- 1 milliard d'euros pour le parc éolien ;
- 400 millions d'euros pour le raccordement au réseau électrique.

**Ce même participant** souhaite savoir pourquoi l'Europe a validé au mois d'août un budget global de subvention de la part de l'Etat de 2 milliards d'euros.

**Maxime Planque et Christine Lombard** précisent que le parc et le raccordement sont financés différemment.

- Le parc éolien est financé par la vente de l'électricité à un tarif fixé à 44 €/MWh qui avait proposé par EMD dans le cadre de sa réponse à l'appel d'offres de l'État. Ce tarif est garanti par l'Etat pendant les 20 premières années d'exploitation du parc éolien. Le mécanisme prévu pour le projet de Dunkerque n'est pas basé sur un système d'obligation d'achat où EDF a l'obligation de racheter l'électricité produite de source renouvelable mais sur un système de complément de rémunération. En effet, l'approche a changé car l'Etat souhaite diminuer, voire arrêter les subventions sur cette filière qui devient mature. EMD va donc revendre l'électricité produite par le parc éolien en mer sur le marché de l'électricité. Si le prix du marché est inférieur à 44 €/MWh, l'Etat compense la différence. En revanche, si le prix du marché est supérieur à 44 €/MWh, le surplus sera reversé par EMD à l'Etat. Afin d'estimer le montant potentiel du complément de rémunération qui serait reversé par l'État à EMD, il faut analyser les prix de marché de l'électricité. En l'occurrence ce prix est globalement en hausse ces derniers mois. En 2020, la moyenne annuelle des prix était au-dessus de 44 €/MWh. Vu la tendance des marchés de l'électricité aujourd'hui, et en fonction des projections et des modèles de prévision qui peuvent être faits sur ce marché, différentes conclusions peuvent être tirées : selon la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dans son rapport d'analyse des offres, à la fin des 20 premières années d'exploitation du projet, l'Etat pourrait avoir bénéficié de 500 millions d'euros de subsides reversés par EMD. De manière générale, la quasi-totalité des scénarios de prix indiquent que le projet sera plutôt rétributif vers l'Etat que subventionné. La validation demandée par l'État à l'Europe pour une subvention à hauteur de 2 milliards d'euros correspond au scénario où le prix de marché de l'électricité serait constamment à 0€ pendant les 20 premières années d'exploitation du projet, ce qui impliquerait que l'État doive compenser à EMD 44€/MWh pour l'ensemble de la production du parc éolien. Ce scénario est très fortement improbable et même impossible mais l'État effectue les démarches conformément à la réglementation en prenant le scénario maximisant. Ce n'est pas parce qu'il demande et obtient une validation de l'Europe pour une subvention globale de 2 milliards d'euros que cette subvention sera effectivement et forcément versée.
- Le raccordement est quant à lui financé par le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), une des lignes de la facture d'électricité payée par les consommateurs. Cela relève d'un choix de l'Etat qui a pris cette décision à partir du projet de Dunkerque. Les investissements de RTE sont systématiquement validés par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), qui veille à la bonne utilisation des fonds issus du TURPE.

## Les fondations

**Maxime Planque** explique que la typologie des fondations des éoliennes constitue un invariant puisque le choix s'est arrêté sur la solution monopieu pour des raisons techniques (les autres types de fondations ne sont pas compatibles avec la typologie de sol que l'on retrouve au large de Dunkerque). Le monopieu est une technologie classique pour installer des éoliennes en mer (plus de 80% des éoliennes en mer en Europe).

La protection anti-affouillement constitue également un invariant. Lorsqu'une fondation monopieu est installée sur des fonds marins composés notamment de sable, qui sont des sédiments assez mobiles, les courants peuvent engendrer un affouillement derrière le pieu à

sa base, c'est-à-dire un endroit où le sable se retire. Pour éviter ce phénomène d'érosion, il est possible de mettre en place une protection anti-affouillement, constituée d'enrochements disposés autour de la base de la fondation. L'invariant est la taille de cette protection anti-affouillement qui formera une couronne d'enrochement autour de la fondation d'un rayon de 30 mètres sur une épaisseur de 2,5 mètres.

Les variables continues sont liées au nombre de fondations installées : il faudra en effet une fondation par éolienne. Or, puisqu'il y a une fourchette sur le nombre d'éoliennes, le nombre de fondations varie également. De plus, le diamètre du monopieu est adapté à la taille de l'éolienne : plus l'éolienne est grande, plus elle a un poids important qui nécessite un diamètre de pieu plus élevé pour supporter et maintenir l'éolienne en place. Dans le cas où le parc serait composé de 46 éoliennes de plus petite taille, les monopieux auraient un diamètre d'environ 7 mètres. Si le nombre d'éoliennes diminue, parce que leur puissance unitaire augmente, et donc leur taille et leur poids également : le diamètre du pieu pourra alors aller jusqu'à 11,5 mètres environ.

Concernant les variables discrètes, les options portent sur le système de protection contre la corrosion de la fondation. Aujourd'hui il existe deux options :

- les anodes sacrificielles, la solution historique et la plus utilisée pour tout ouvrage immergé qui risque de se corroder (navires, pontons dans les ports...) ;
- le courant imposé, une technologie qui s'impose de plus en plus pour ce type d'ouvrage maritime.

Ces deux techniques ont le même objectif : protéger contre la corrosion la partie immergée des fondations.

Il existe aussi potentiellement des caractéristiques variables ou invariables relatives à l'installation de ces fondations puisque les variables portent à la fois sur l'ouvrage en tant que tel, mais aussi sur la manière de l'installer. Un des invariants est l'installation d'une seule fondation monopieu à la fois, ce qui permet de diminuer l'impact acoustique en ayant pas deux ateliers de battage en même temps. Ainsi, n'avoir qu'un seul atelier d'installation d'éoliennes est une mesure de réduction.

Il n'y a pas de variable continue sur la méthode d'installation des fondations, mais une variable discrète qui s'applique à la fois pour les fondations monopieux des éoliennes et celle du poste électrique en mer, avec deux manières potentielles d'installer les pieux :

- par battage, c'est-à-dire que le pieu est battu avec un marteau hydraulique pour l'enfoncer dans le sol marin ;
- du vibrofonçage, qui est une technique plus récente mais qui commence à se répandre dans le milieu maritime et notamment dans l'éolien en mer. Elle consiste à faire vibrer le pieu pour l'enfoncer dans le sol. Cette technique pourrait s'avérer efficace pour des conditions de sol telles que celles à Dunkerque.
- Un scénario prévoit également une installation des pieux par une méthode mixant à la fois battage et vibrofonçage.

Les impacts de ces différentes options sont étudiés. Le choix dépendra également des techniques d'installation qui seront proposées par les fournisseurs potentiels au moment de la consultation des marchés par EMD.

**Christine Lombard** complète pour la fondation du poste électrique en mer. RTE n'a pas identifié de variable notable au niveau de l'ouvrage en tant que tel. Il sera composé d'une sous-structure de type jacket tubulaire qui reposera sur le fond marin, avec une emprise maximale sur les fonds de 30 mètres sur 30 mètres. Cette sous-structure sera fixée dans le sol par des pieux, d'un diamètre de 3 mètres maximum et une longueur d'environ 60 mètres.

Comme pour les éoliennes, des protections anti-affouillement seront installées pour éviter le phénomène d'érosion au pied de la fondation lié aux marées et aux courants. Elles occuperont globalement une superficie de 70 mètres de diamètre, sur une épaisseur de 3 mètres.

Une protection cathodique sera mise en place pour protéger le jacket du poste électrique en mer des phénomènes de corrosion. Cette protection sera de type anode sacrificielle, qui est le système le plus adapté à la sous-structure de type jacket. En effet, une protection par courant imposé n'est pas adaptée techniquement pour une fondation de type tubulaire. Il n'y a donc pas de variable pour la protection anticorrosion de la fondation du poste électrique en mer.

Par ailleurs, au moment de la réalisation des travaux, comme pour les éoliennes, une variable discrète porte sur la technique d'installation des pieux dans le sol qui pourra se faire soit par battage, soit par vibrofonçage. Comme pour les éoliennes, un seul pieu sera installé à la fois.

**Un participant** se questionne sur les dimensions des enrochements de protection anti-affouillement et souhaiterait savoir si cela tient bien compte du phénomène de dunes hydrauliques.

**Maxime Planque** répond que les enrochements sont adaptés aux conditions sur site. L'objectif étant de limiter, voire d'arrêter cet effet d'affouillement, la taille des enrochements doit être proportionnée aux conditions courantologiques identifiées sur site et aux mouvements hydrosédimentaires.

Une étude hydrosédimentaire modélisant l'ensemble des courants et des mouvements sur le site a été réalisée et sera présentée lors d'un prochain cycle d'ateliers. Ces mouvements ont été simulés en fonction des scénarios d'implantation des éoliennes pour dimensionner les enrochements.

Il précise que les enrochements sont constitués de blocs de pierre d'un volume à peu près identique. Ils doivent avoir une dimension et un poids leur permettant de rester en place compte-tenu des courants et des mouvements sédimentaires locaux.

**Un participant** s'interroge sur les anodes sacrificielles et le courant imposé : il souhaiterait avoir plus d'informations sur leur tension et leur puissance. Il s'inquiète qu'une tension soit diffusée en permanence dans les pieux qui sont immergés.

**Maxime Planque** explique que pour la technique de courant imposé, il s'agit d'un courant de basse tension qui permet d'obtenir le même phénomène que les anodes sacrificielles, qui permettent de protéger par électrolyse. Il note de se renseigner sur la valeur précise de la tension du courant utilisé, qui sera également détaillée dans l'étude d'impact.

## Les câbles

**Maxime Planque** indique que les câbles concernent les deux maîtres d'ouvrage puisque du côté du parc éolien, il y aura un réseau de câbles qui reliera les éoliennes entre elles jusqu'au poste électrique en mer, tandis que RTE installera une double liaison électrique de raccordement qui reliera le poste électrique en mer au poste électrique à terre.

Pour le parc éolien, sur l'ouvrage en tant que tel, la tension du câble constitue un invariant, à 66 kV. Historiquement, les câbles inter-éoliennes étaient à une tension inférieure (33 kV), mais les technologies se sont améliorées.

En termes de variable continue, le linéaire total de câbles inter-éoliennes installé peut varier en fonction du nombre d'éoliennes et de leur disposition. Compte tenu du fait que le nombre d'éoliennes et donc leur disposition n'est pas encore précisément arrêté, le linéaire de câbles inter-éoliennes n'est aujourd'hui pas précisément connu. EMD envisage donc de demander à installer un linéaire de câbles de 90 km au maximum.



Il n'y a pas de variables discrètes pour la partie câbles dans le parc.

La mise en œuvre des câbles inter-éoliennes peut aussi faire l'objet de variables. La profondeur d'ensouillage des câbles (c'est-à-dire le fait d'enfouir les câbles dans le plancher marin) est un invariant. Au regard des conditions et de la typologie des sols, les câbles seront ensouillés à une profondeur cible de 2,5 mètres environ, ce qui permettra de garantir la sécurité des ouvrages et des usagers sur le plan d'eau et le maintien de ces câbles dans le plancher marin. Cet ensouillage fera ensuite l'objet de suivis.

Il n'y a pas de variables continues sur la méthode d'installation.

Les variables discrètes pour la mise en œuvre vont s'appliquer à l'outil qui va permettre d'ensouiller ces câbles dans le plancher marin. Il existe trois grands types d'outils :

- le *jetting* : il s'agit d'un jet d'eau à haute pression qui permet de creuser une tranchée dans le sable, dans laquelle le câble est ensuite déposé ;
- le charruage : cela consiste en une tranchée creusée par une charrue puis recouverte de sédiments une fois que le câble y a été déposé ;
- d'autres types d'outils pourraient être envisagés, qui sont des solutions hybrides des deux solutions précédemment décrites.

**Christine Lombard** complète pour la partie raccordement concernant la double liaison sous-marine de raccordement.

Au niveau de l'ouvrage, des caractéristiques sont fixes :

- le niveau de tension : l'électricité produite par le parc, via la double liaison, sera évacuée en 225 kV après avoir été élevée en tension par le poste électrique en mer ;
- le linéaire pour relier le poste électrique en mer à la terre sera, pour sa partie maritime, de 17 km environ pour chacune des liaisons.

Pour l'installation des câbles, la nature des fonds et les usages existants dans cette zone ont été pris en compte pour privilégier la technique d'ensouillage avec une profondeur moyenne de 2 mètres pour protéger les câbles et permettre aux usages de la mer de reprendre une fois les câbles installés.

Le choix des outils qui seront mis en œuvre pour installer ces deux câbles dans le fond marin fait l'objet d'une variable discrète :

- le charruage ;
- le *jetting* ;
- des outils hybrides qui combinent un outil qui tranche et qui émet des jets d'eau à haute pression.

RTE analysera dans l'étude d'impact du projet les impacts de l'ensemble de ces outils.

**Un participant** demande sous quel délai EMD et RTE auront les résultats de ces impacts.

**Christine Lombard** explique que c'est l'objet d'un prochain cycle d'ateliers dont l'objet sera l'évaluation des impacts (méthodologie et résultats). Dans un premier temps a été présenté l'état initial de l'environnement. Aujourd'hui est présentée la description du projet et les caractéristiques variables afférentes, qui constitue une donnée importante dans l'analyse. En début d'année prochaine, un nouveau cycle d'ateliers permettra de présenter les impacts qui ont été évalués et les mesures mises en regard pour éviter, réduire ou compenser ces impacts ainsi que les suivis associés.

# Comment étudier les effets générés par le projet ?

**Caroline Piguet** explique que l'objectif de cette partie de la présentation est de présenter la manière dont sont prises en compte les spécificités de l'autorisation à caractéristiques variables dans l'étude d'impact et les caractéristiques du projet pour l'évaluation des impacts.

Dans le cadre du projet, les effets principaux en phase de construction sont :

- le bruit sous-marin,
- l'emprise sur les fonds,
- la turbidité.

En phase d'exploitation, ce sont :

- les risques de collision, pour l'avifaune en particulier,
- l'effet barrière pour l'avifaune en particulier,
- la modification du paysage.

C'est la prise en compte des caractéristiques variables pour ces effets qui va être maintenant détaillée.

**Maxime Planque** précise qu'en raison de la durée de la réunion, l'ensemble des effets sur l'ensemble des compartiments et donc les impacts associés seront détaillés compartiment par compartiment lors des ateliers de 2022. Pour la présentation du jour, ce sont uniquement les effets principaux qui seront présentés et détaillés.

## Le bruit sous-marin

**Caroline Piguet** indique que pour cet effet, deux variables discrètes sont étudiées. L'effet bruit est principalement lié à la phase d'installation des fondations des éoliennes et du poste électrique en mer, ce sont donc les deux scénarios de mise en œuvre de celles-ci qui sont étudiés.

Dans un premier temps, c'est le diamètre des fondations qui est considéré : plus il est important, plus l'outil qui va être nécessaire pour les installer va générer des bruits importants. Dans l'analyse concernant les fondations des éoliennes, c'est le diamètre le plus important, donc 11,5 mètres, qui va être pris en compte.

La modélisation de la propagation du bruit sur le site est réalisée en prenant en compte :

- le bruit émis à la source (c'est-à-dire le bruit émis par l'engin lors de l'installation de la fondation) pour chaque type d'installation (battage / vibrofonçage) ;
- le diamètre des fondations monopieux (11,5 mètres) ;
- la durée d'installation (6h pour chaque type d'installation).

Elle tient compte du fait que les fondations sont installées une par une. Il sera ensuite possible d'étudier les effets et impacts du battage et du vibrofonçage sur le compartiment considéré, comme les mammifères marins ou la ressource halieutique. Puis EMD proposera, si nécessaire, des mesures d'évitement, de réduction ou de compensation en lien avec le battage et d'autres en lien avec le vibrofonçage. Les deux variables discrètes sont donc étudiées séparément.

**Pauline Brandt**, chargée d'études concertation environnement chez RTE, précise que pour les fondations du poste électrique en mer, RTE étudie également ces deux scénarios (battage

et vibrofonçage) en prenant en compte le diamètre des pieux (3 mètres maximum) qui maintiennent la fondation jacket en place. Le bruit émis à la source sera légèrement inférieur à ce qui est indiqué dans la présentation car le diamètre des pieux du poste en mer est inférieur à celui indiqué pour les monopieux de l'éolienne. La durée de battage et de vibrofonçage pour le poste en mer serait d'environ 4 heures par jour pour ces deux techniques. Le déroulé est ensuite identique : pour chaque scénario, les effets et les mesures associées seront ensuite évalués.

**Un participant** s'étonne qu'EMD et RTE parlent du bruit sous-marin, mais pas du bruit terrestre qui sera ressenti sur les côtes.

**Caroline Piguet** répond que le principe sera le même pour le bruit aérien. Des modélisations de propagation du bruit aérien sont réalisées avec ces différents scénarios pour évaluer les effets de la dispersion du bruit jusqu'à la côte.

**Marianne Riboullet** précise qu'il s'agit d'un exemple pour présenter la méthodologie.

**Caroline Piguet** ajoute que ce sont les principaux effets qui sont présentés mais que cette méthodologie est bien appliquée à chaque effet et chaque compartiment.

**Le participant** souligne que le parc reste relativement proche de la côte.

**Maxime Planque** indique que comme n'importe quel chantier, le projet est soumis à la réglementation en matière d'émission de bruits liés à un chantier, avec des niveaux d'urgences sonores, c'est-à-dire le bruit qui vient s'ajouter au bruit ambiant, à ne pas dépasser. Deux niveaux d'urgences seront autorisés, un pour le jour et un pour la nuit (celui de nuit étant plus faible que celui de jour). Le projet devra se situer dans ces fourchettes, sachant qu'un battage d'éolienne est d'une durée de 6 heures.

**Le participant** s'inquiète des difficultés qu'il peut y avoir à faire repartir un battage une fois qu'il est arrêté.

**Maxime Planque** répond qu'il peut y avoir des arrêts du processus de battage notamment dans le cadre de mesures de réduction d'impacts sur les mammifères marins. Le battage devra notamment être arrêté dans le cas où la présence d'un mammifère marin serait détectée autour de l'atelier dans des zones où l'animal pourrait être blessé. Un battage peut également être arrêté pour des raisons de réglages techniques. Il n'y a donc pas de difficulté particulière à arrêter puis relancer un battage, même si le fonctionnement optimal, permettant d'avoir la durée de battage la plus courte, est bien entendu un battage réalisé sans arrêt.

**Un participant** indique qu'un avion à réaction au décollage produit un bruit de 160 dB à 100 mètres. Pour le projet, il est indiqué 200 à 220 dB, sachant que les sons se propagent plus dans l'eau.

**Caroline Piguet** précise que les niveaux d'émissions sonores dans l'eau et dans l'air ne sont pas comparables entre eux. En effet, le niveau de référence du bruit sous-marin est pris en équivalent à 1 micropascal en niveau de pression, alors que le bruit aérien est à 20 micropascals. Par ailleurs, les niveaux de densité de l'air et de l'eau sont complètement différents. Ce sont donc deux notions qui ne peuvent pas être comparées, aussi 200 dB ne correspondent pas à 200 dB dans l'air.

## L'emprise sur les fonds

**Caroline Piguet** indique que l'emprise des fondations d'éoliennes sur les fonds est une notion appréhendée en combinant uniquement des variables continues. Dans la démarche pour identifier le scénario maximisant et les scénarios réalistes, les caractéristiques suivantes sont prises en compte : la puissance totale du parc, la puissance unitaire des éoliennes, le nombre de fondations, et le diamètre de ces fondations. En croisant ces quatre variables, cela

représente un nombre important de scénarios qui seraient potentiellement à étudier. Au regard de tous les scénarios possibles, EMD a écarté les scénarios non-réalistes (par exemple : nombre d'éoliennes supérieur à 46 pour atteindre telle puissance totale de parc avec telle puissance unitaire d'éolienne), puis a défini la surface maximale d'emprise sur les fonds pour chaque scénario.

Elle présente le tableau qui a permis de définir le scénario maximisant en croisant la puissance totale du parc éolien, la puissance unitaire des éoliennes, donc le nombre d'éoliennes/de fondations, le diamètre des fondations et le rayon de la protection anti-affouillement (couronne d'enrochements installés à la base de la fondation). Le scénario maximisant en termes d'emprise sur le fond compterait ainsi 46 turbines, avec des fondations de 9 mètres de diamètre. C'est donc lui qui sera pris en compte pour l'analyse des effets et des impacts et la définition des mesures associées. Si c'est finalement un scénario présentant des caractéristiques minorantes qui est retenu, les mesures proposées pour le scénario maximisant seront tout de même mises en œuvre, conformément à la réglementation en matière d'autorisations à caractéristiques variables.

## L'effet turbidité sur la qualité de l'eau

**Pauline Brandt** explique que les travaux d'installation des câbles sur un fond marin meuble entraînent la remise en suspension de sédiments marins. En fonction de la technique d'ensouillage des câbles qui sera mise en œuvre, cette concentration des sédiments dans la colonne d'eau peut être plus ou moins importante. Cette remise en suspension et la dispersion qui est faite par les courants marins peut potentiellement modifier l'état initial du milieu.

Afin d'évaluer les impacts liés à cet effet, les bureaux d'études ont réalisé des modélisations du panache de turbidité en fonction de deux variables discrètes :

- une modélisation de l'ensouillage par charruage ou *jetting* puisque ces outils sont similaires en termes de remise en suspension des sédiments ;
- une modélisation avec des outils hybrides du type *vertical injector*, outil qui associe du charruage et du *jetting* et allant à des profondeurs plus importantes que le charruage ou le *jetting* seul.

La quantité de sédiments remis en suspension dépend de ces techniques, qui ont été modélisées par les bureaux d'études. Ces deux scénarios ont été étudiés en différents points du linéaire des câbles, permettant de réaliser une carte de panache pour chaque solution étudiée et pour différents types de condition de sols. Par ailleurs, pour chaque scénario, les effets et impacts sont étudiés sur le compartiment considéré, notamment le benthos et la ressource halieutique. Des mesures de réduction et de suivi associées sont proposées pour chaque scénario.

**Claude Brévan**, garante nommée par la Commission Nationale du Débat Public, récapitule la méthodologie mise en œuvre pour les techniques d'ensouillage et de battage des pieux. EMD et RTE étudient le scénario avec l'impact le plus fort, et si c'est une formule moins impactante qui est retenue *in fine*, ils mettront en œuvre les mesures de réduction et de compensation correspondant au scénario le plus impactant.

**Caroline Piguet** confirme cette méthodologie. S'il y a deux scénarios bien identifiés ayant des niveaux d'impact similaires, EMD et RTE mettront en œuvre les mesures associées au scénario retenu, mais dans le cas de scénarios combinant des variables continues avec des niveaux d'impact différents, ils mettront en œuvre les mesures associées au scénario maximisant.

## L'effet barrière pour l'avifaune

**Caroline Piguet** explique que cet effet présente une configuration un peu différente avec une combinaison de variables continues au sein d'un invariant, à savoir la zone d'implantation du projet pour laquelle EMD s'est engagé en outre à ne pas dépasser une emprise de 50 km<sup>2</sup>.

Il y a deux scénarios envisageables, liés au schéma d'implantation des éoliennes : au regard de ces deux scénarios, EMD étudiera le scénario maximisant :

- Un schéma d'implantation organisé et orienté dans le sens de la migration des oiseaux : ce scénario permet une lecture plus simple de la trajectoire à adopter pour les oiseaux au moment d'arriver sur le parc. Cela ne signifie pas que tous les oiseaux vont rentrer dans le parc, certaines espèces vont l'éviter.
- Un schéma d'implantation sans alignement : les espèces arrivant vers le parc vont avoir une identification des trajectoires moins évidente, donc l'effet barrière est considéré comme maximisé. C'est ce scénario d'implantation qui va être étudié dans le cadre de l'étude d'impact puisqu'il va être maximisant pour l'effet barrière.

**Un participant** indique que le premier scénario semble difficilement réaliste au regard des fonds marins sur la zone qui ne permettent pas de positionner les éoliennes de manière totalement ordonnée, puisque des parties de la zone ne sont pas compatibles avec l'installation des éoliennes compte tenu de la présence de dunes et de hauts-fonds.

**Caroline Piguet** précise que ce scénario est théoriquement envisageable dans le cas où seul l'aspect environnemental est pris en compte. Cependant, la présence de dunes contraint en effet techniquement le projet. Néanmoins, aujourd'hui, le schéma d'implantation n'est pas encore précisément défini puisque le nombre d'éoliennes installées n'est pas arrêté. Au moment de la phase de définition du projet, il est possible de chercher à aligner au maximum les éoliennes en fonction des différentes contraintes. Il est présenté, ici, deux schémas théoriques pour pouvoir analyser les impacts sur le scénario maximisant. Le non-organisé est plus impactant qu'un schéma plus organisé. Entre ces deux extrêmes, il y a des scénarios intermédiaires avec plus ou moins d'alignement.

**Marianne Riboullet** ajoute qu'il s'agit du scénario de référence qui sert de base à l'étude d'impact pour s'assurer que les impacts maximums aient bien été évalués et que les mesures maximales associées à ces impacts aient été proposées.

**Un participant** demande dans quelle mesure la hauteur des éoliennes (jusqu'à 300 mètres en bout de pale) est prise en compte dans l'effet barrière par rapport à la hauteur de vol en migration.

**Caroline Piguet** répond que pour cet effet barrière, c'est bien la hauteur maximale des éoliennes qui est prise en compte.

## L'effet collision pour l'avifaune

**Caroline Piguet** explique que l'effet collision est une combinaison de variables continues. La première question qui se pose est de déterminer quel est le critère maximisant : le nombre de turbines ou la surface balayée par les pales de l'ensemble des éoliennes. Ces deux scénarios seront donc étudiés.

Il faut de plus considérer que le compartiment avifaune ne peut pas être considéré dans son intégralité comme un compartiment unique puisque celui-ci comporte plusieurs espèces qui ont leurs propres spécificités en termes de hauteur de vol. Il a donc été décidé de prendre pour chaque scénario deux hauteurs de rotor :

- la hauteur de rotor avec le tirant d'air minimal (27 m) ;

- la hauteur du rotor avec le tirant d'air maximal (40 m).

Cela permet d'aboutir à quatre scénarios qui seront étudiés pour déterminer le scénario maximisant au regard des spécificités des espèces étudiées.

La première étape est de trouver le scénario qui présente une surface balayée maximale et le scénario pour lequel le nombre d'éoliennes est maximal. Ces deux scénarios sont :

- le scénario à 46 turbines (nombre d'éoliennes maximal) avec un diamètre de rotor de 220 mètres ;
- le scénario avec la surface balayée la plus importante, c'est-à-dire un scénario de 35 éoliennes avec un diamètre de rotor de 260 mètres.

La seconde étape est d'associer ces deux scénarios aux 2 hauteurs minimale et maximale de tirant d'air, ce qui permet d'aboutir à quatre scénarios étudiés :

Pour le scénario 1 (35 éoliennes de 260 mètres de diamètre rotor) :

- un tirant d'air maximum (40 m) avec une hauteur de 300 mètres en bout de pale ;
- un tirant d'air minimum (27 m) avec une hauteur de 287 mètres en bout de pale.

Pour le scénario 2 (46 éoliennes de 220 m de diamètre rotor) :

- un tirant d'air maximum (40 m) avec une hauteur de 260 mètres en bout de pale ;
- un tirant d'air minimum (27 m) avec une hauteur de 247 mètres en bout de pale.

Ces quatre scénarios sont ensuite intégrés dans un modèle de collision permettant d'évaluer le risque de collision pour chaque espèce, qui permettra de comparer les impacts de chaque scénario avec ces différentes configurations de parc.

**Un participant** demande si les modèles de collision seront basés sur des données issues de l'étude d'impact ou s'ils prendront en compte des données bibliographiques d'études réalisées dans d'autres pays.

**Caroline Piguet** explique que pour certaines espèces, les bureaux d'études disposaient de suffisamment de bibliographie sur les hauteurs de vols. Pour d'autres, ils ont pris en compte les hauteurs de vols observées sur le site. Le modèle est ainsi alimenté par l'ensemble des données disponibles.

**Une participante** souhaite savoir si le modèle de collision est complété avec le modèle barrière.

**Caroline Piguet** répond que ces deux modèles sont étudiés séparément. Cependant, les impacts sont ensuite étudiés de manière globalisée en sachant que l'effet barrière tend à éloigner les oiseaux des éoliennes et donc à réduire le risque de collision. Pour les espèces qui passent à l'intérieur du parc, le risque de collision est effectivement plus important.

**Un participant** souligne que les schémas ne mentionnent que la surface balayée par les pales, mais qu'il faut aussi prendre en compte l'effet d'entraînement pour les oiseaux qui passent dans le tirant d'air sous les pales, et qui pourraient aussi être impactés.

**Caroline Piguet** explique que le risque de collision se situe principalement au niveau de la surface balayée, là où les pales sont en mouvement, il est ensuite très limité dans la partie tirant d'air.

**Un participant** complète en demandant si le dévent est pris en compte dans cette notion d'effet de collision. Il s'interroge également sur le bon fonctionnement des éoliennes dans le cas où elles seraient alignées les unes par rapport aux autres.

**Caroline Piguet** et **Maxime Planque** précisent que l'espacement des éoliennes permet de s'affranchir du dévent de l'éolienne précédente. Les turbiniers recommandent une distance d'éloignement minimum de quatre fois le diamètre du rotor pour assurer un fonctionnement

optimum des éoliennes entre elles. Même dans le cas où elles seraient parfaitement alignées, et ce dans le sens des vents dominants, avec cet éloignement, le vent sera suffisant stable et puissant pour permettre le bon fonctionnement de l'éolienne située juste en aval. De manière très précise, l'éolienne en début de ligne sera sûrement un peu plus efficiente que celle en fin de rangée, mais le niveau reste tout à fait satisfaisant une fois cet éloignement mis en œuvre. Ce seront plutôt les conditions de sol qui vont influencer sur l'alignement ou non des éoliennes, au sens où, sur les 50 km<sup>2</sup> de la zone d'implantation du parc éolien, il y a à peu près 30 km<sup>2</sup> sur lesquels les éoliennes peuvent effectivement être installées. Il n'est en effet pas possible de mettre des éoliennes lorsque la hauteur de l'eau est inférieure à 10 mètres car cela ne permet pas l'accès des bateaux d'installation et de maintenance. Ensuite, chaque pieu sera dimensionné et conçu en fonction de sa position et donc des conditions de sol précises à la position où il sera installé : pour que l'éolienne soit bien stable, il faut aller chercher des couches argileuses en dessous de la couche de sable. Chaque pieu sera donc adapté à l'endroit où il sera planté, en fonction de la hauteur d'eau et de la couche de sable à traverser.

**Claude Brévan** rappelle que lors des premières réunions avait été évoqué le risque que les petits oiseaux, comme les passereaux, aient les mêmes difficultés que les chiroptères avec les effets liés à la suppression à proximité des pales. Elle souhaiterait savoir si les modèles présentés prennent cet effet en compte.

**Caroline Piguet** répond que le modèle de collision est spécifique aux espèces d'oiseaux. Néanmoins, cet effet collision couplé à l'effet barotraumatisme pour les chiroptères est étudié dans le cadre de l'étude d'impact.

**Maxime Planque** rappelle que l'ensemble des effets potentiels seront détaillés lors de l'atelier abordant les impacts sur l'avifaune.

## L'effet sur le paysage

**Caroline Piguet** explique que les paramètres induisant les effets sur le paysage sont constitués de variables continues au sein d'un invariant, qui est toujours celui de la zone d'implantation qui a été définie par l'État, et qui sera de 50 km<sup>2</sup> au maximum au regard des engagements pris par EMD. La première question qui se pose est de déterminer le critère maximisant : est-ce le nombre d'éoliennes, et donc la densité du parc sur l'horizon, ou la hauteur en bout de pale des éoliennes la plus importante ?

Pour le premier scénario, est considéré le nombre d'éoliennes maximal, associé à la hauteur en bout de pale maximale pour ce type d'éolienne, soit un scénario de 46 éoliennes avec une hauteur en bout de pale de 260 mètres. Il s'agit donc d'un parc un peu plus dense, avec des éoliennes ayant une hauteur un peu plus basse.

Le second scénario repose sur une hauteur en bout de pale maximale (300 mètres), ce qui est envisageable pour un parc de 35 éoliennes puisqu'elles seront plus puissantes, ce qui permet d'en réduire le nombre pour une puissance totale donnée, et donc d'avoir une densité moindre par rapport au scénario de 46 turbines.

Des photomontages en différents points de la côte et en rétro-littoral sont ensuite réalisés pour comparer ces deux scénarios et visualiser ainsi l'effet le plus important en fonction des différents points de vue.

**Maxime Planque** précise que combiner les deux facteurs maximisant (46 éoliennes d'une hauteur de 300 mètres) représente un exemple de cas irréaliste, puisque cela conduirait à dépasser la puissance totale installée maximale prévue dans l'appel d'offres (600 MW). Ce scénario a donc été mis de côté lors de l'analyse des impacts sur le paysage, pour aboutir aux deux scénarios potentiels précédemment cités.

**Un participant** indique que les photomontages ont été réalisés au ras du sol. Il souhaiterait savoir si l'impact a été mesuré pour des personnes habitant dans des appartements situés dans les étages, en front de mer.

**Caroline Piguet** explique que les scénarios ont été réalisés dans l'espace public puisque les enjeux sont définis au regard du caractère public de l'occupation du territoire. De manière générale, les photomontages sont réalisés à hauteur d'homme puisque beaucoup d'entre eux sont réalisés depuis le bord de mer, sur la plage ou la digue. Néanmoins sur certains sites comme des beffrois qui sont ouverts au public, ou sur le sommet de dunes en front de mer, des photomontages ont pu être réalisés depuis une altitude de plusieurs mètres.

**Maxime Planque** précise que pour les différentes prises de vue, les cas de figure, les horaires de la journée, les conditions d'ensoleillement et de visibilité, ou encore la saison varient. Il propose aux participants de suggérer des points de vue précis sur lesquels ils souhaiteraient qu'un photomontage soit réalisé. Les maîtres d'ouvrage ont fait en sorte, en lien avec le bureau d'étude en charge de l'étude paysagère, d'avoir un panel large de points de vue pour réaliser les photomontages (contexte urbain, contexte de stations balnéaires, cap Gris-Nez sur sa partie ouest, points de vue en Belgique, en arrière littoral, à marée haute / basse, de jour / au crépuscule / de nuit, etc.) mais il est possible de compléter d'éventuels manquements.

**Caroline Piguet** complète en expliquant que réaliser des prises de vue directement depuis les habitations des particuliers ne fait pas partie des pratiques pour la réalisation de photomontages. Les prises de vues se font depuis des lieux publics et patrimoniaux, et accessibles au public.

**Maxime Planque** ajoute qu'il est possible de demander des dérogations d'accès à certains lieux. Il y a toutefois un photomontage qui a été réalisé depuis le sommet d'une dune en front de mer à plusieurs mètres de hauteur, ou encore depuis le haut du beffroi de Dunkerque, qui est donc à une hauteur significative, tout en étant situé à une distance du parc quasi équivalente à celle qu'il y aura depuis la digue.

**Un participant** demande s'il y a assez de vent sur le site pour faire tourner une grosse éolienne.

**Caroline Piguet** explique que les éoliennes de 20 MW avec des diamètres de rotor importants sont installables et peuvent fonctionner de manière optimale au large de Dunkerque avec les conditions de vent qu'il peut y avoir sur le site.

**Maxime Planque** précise qu'elles ne seront pas toujours en fonctionnement à pleine puissance, c'est ce qui s'appelle le facteur de charge de l'éolienne. Il faut une certaine vitesse de vent pour que l'éolienne atteigne sa capacité de production maximale. Les turbines présentées seraient installables et efficaces sur le site, qui est très intéressant en termes de ressource éolienne. Sur certains sites plus au nord en mer du Nord, des éoliennes encore plus puissantes pourraient être installées, mais celles-ci ne seraient pas adaptées au site de Dunkerque puisqu'elles ne tourneraient que très rarement à pleine puissance. EMD a pu s'appuyer sur des données de vent relativement exhaustives puisque l'Etat a mené pendant un an une campagne de mesures sur le site en mer grâce à un LIDAR flottant, qui est un appareil mesurant la vitesse du vent à différentes hauteurs de la colonne d'air. EMD a également installé une bouée équipée d'un LIDAR sur le site pour avoir un deuxième jeu de données sur une autre année et dispose d'un système équivalent à terre sur le feu de Saint-Pol qui fonctionne depuis plusieurs années. Toutes ces données corrélées donnent une cartographie en termes de direction, de vitesse et de puissance des vents qui permet d'affiner le modèle de vent et d'être sûrs que le modèle d'éoliennes qui sera retenu *in fine* sera bien efficace.

**Deux interventions** font ensuite écho à des rencontres précédemment organisées. Un participant souligne le manque de données sur le nombre d'oiseaux passant de jour et de nuit sur site ainsi que leur hauteur de vol et insiste sur la nécessité d'installer un radar en mer. Un



autre se questionne sur la prise en compte dans l'étude d'impact de l'importance du flux migratoire en mer.

**Caroline Piguet** rappelle que le modèle de collision tourne sur les espèces migratrices terrestres avec des hauteurs de vol issues de la bibliographie. Cet enjeu est donc bien pris en compte pour les espèces migratrices terrestres. Elle explique que les modèles de collision sont réalisés pour ces espèces migratrices au regard des populations connues passant dans le détroit du Pas-de-Calais avec les hauteurs de vol connues, grâce aux nombreuses données bibliographiques historiques. Le modèle n'est pas issu uniquement des observations réalisées dans le cadre du projet : au regard des informations dont disposait EMD sur le site ou non, le choix a été fait de prendre l'une ou l'autre des options du modèle.

**Claude Brévan** indique que sur la plupart des effets évoqués, les porteurs du projet prendront le scénario le plus défavorable comme référence pour appliquer les mesures. En revanche, le paysage est une donnée beaucoup plus subjective. Elle souhaite donc savoir sur quels critères l'impact sera évalué.

**Caroline Piguet** confirme la subjectivité de la notion d'impact sur le paysage. Elle explique que les porteurs du projet ont essayé de se mettre à la place de la population pour estimer si les riverains sur la digue seraient plus sensibles à la densité du parc ou à la hauteur des éoliennes sur l'horizon. La question est laissée ouverte, c'est pourquoi ces deux scénarios sont étudiés avec des variables maximisant ces impacts.

**Maxime Planque** complète en rappelant qu'il y a eu six projets de parcs éoliens en mer en France avant celui de Dunkerque, donc autant études paysagères menées par des bureaux d'études différents. Aucune de ces études n'a statué de manière définitive pour déterminer si l'impact paysager est plutôt lié au nombre d'éolienne et donc leur densité sur l'horizon, ou à leur taille. Il en va de même pour la question de l'alignement, avec soit des éoliennes très alignées (sachant que cet alignement n'est perceptible que depuis certains points de vue) ou des éoliennes plus diffuses.

Aujourd'hui aucune étude paysagère ne privilégie une option par rapport à une autre, d'où la volonté de faire des photomontages pour que chacun puisse se représenter le résultat en fonction des scénarios. Une étude paysagère a été menée, les résultats seront présentés, mais la conclusion ne pourra pas être aussi tranchée que pour d'autres compartiments.

**Claude Brévan** souligne que tous ces scénarios seront croisés : des scénarios pour réduire le risque de collision pour les oiseaux (en augmentant par exemple le tirant d'air des éoliennes) peuvent être plus impactant pour le paysage puisque cela augmente la hauteur totale des éoliennes. Elle insiste sur la nécessité de bien faire comprendre que dans un premier temps, ces aspects sont segmentés, mais qu'il y aura ensuite une analyse croisée des impacts et une synthèse, ce qui permet ensuite de faire des choix de manière globale sur les caractéristiques du projet, sachant donc que la meilleure option pour chacun des segments ne sera pas toujours forcément retenue.

**Caroline Piguet** confirme cette approche et ajoute que chaque effet et chaque compartiment va avoir son scénario maximisant. Il faudra ensuite hiérarchiser ces aspects dans l'étude d'impact et dans la définition du projet.

**Claude Brévan** demande comment le public sera associé à cette réflexion.

**Maxime Planque** explique que cela passera tout d'abord par les ateliers dédiés aux impacts qui seront organisés en début d'année prochaine. Il faudra ensuite croiser les compartiments et les impacts entre eux mais ils ne sont pas toujours compatibles, par exemple dans le cas du paysage et de l'avifaune qui a été précédemment cité. Dans un second temps, il faudra pouvoir tenir informés les participants des évolutions du marché relatif aux modèles d'éoliennes disponibles lorsque le moment de la sélection du modèle approchera. Cela devra

faire l'objet d'un partage de l'information en transparence et de discussions, sous une forme qui reste encore à définir.

**Claude Brévan** demande si l'étude d'impact comprendra une analyse multicritère dans laquelle chacun pourra retrouver les sujets qui l'intéressent.

**Maxime Planque** indique qu'il n'existe pas une définition du projet qui ferait que tous les impacts sur tous les compartiments seraient au minimum. Il confirme donc l'intérêt et la nécessité d'avoir cette analyse multicritère qui permettra de trouver le meilleur compromis pour l'ensemble des compartiments impactés.

**Un participant** souligne qu'il aurait fallu un ou deux ans d'observation sur site avec un radar qui dépasse les 10 km pour avoir un retour concret sur l'avifaune.

**Marianne Riboullet** rappelle que ce sujet a été discuté lors du dernier atelier dédié à l'état initial de l'avifaune.

**Un participant** souhaiterait savoir pourquoi un parc de 46 éoliennes à 300 mètres de haut est considéré comme une option irréaliste.

**Maxime Planque** explique qu'une éolienne d'une hauteur de 300 mètres en bout de pale aurait une puissance unitaire de 17 MW environ. Dans le cas du nombre d'éolienne maximum (46 unités), la puissance totale du parc ( $46 \times 17 = 782$  MW) dépasserait les 600 MW, qui constitue la borne maximale de puissance du parc demandée par l'Etat dans le cadre de l'appel d'offres. Si le parc compte 46 éoliennes, il serait composé de turbines de 12 ou 13 MW, soit puissance totale installée de 550 à 600 MW.

**Un participant** demande si un point de vue a été réalisé du haut du phare de Dunkerque, qui est accessible et offre un point de vue en hauteur.

**Caroline Piguet** indique qu'EMD dispose d'une cinquantaine de points de vue, mais qui n'inclut pas un point de vue depuis le phare de Dunkerque. Comme précédemment indiqué, les maîtres d'ouvrage en lien avec le bureau d'études qui travaille sur le sujet ont cherché des lieux ouverts au public situés en hauteur pour avoir ces prises de vue. Les maîtres d'ouvrage peuvent étudier la possibilité d'enrichir le jeu de photomontages avec des points de vue complémentaires.

**Un participant** souhaite savoir où consulter les photomontages en haute définition, les visuels présentés dans la presse étant difficilement lisibles. La qualité des photomontages est pour lui essentielle pour se représenter clairement ce que représentent les éoliennes au regard d'autres éléments du paysage.

**Maxime Planque** lui répond que tous les photomontages sont consultables, en haute qualité, sur le site internet du projet : <https://parc-eolien-en-mer-de-dunkerque.fr/presentation-du-projet/les-photomontages/>

Une carte du territoire est présentée, sur laquelle figurent les différents points de vue depuis lesquels des photomontages ont été réalisés, avec les 2 scénarios de nombre et taille d'éoliennes détaillés précédemment. En cliquant sur un point de vue pour faire apparaître les photomontages correspondants, il est possible de basculer entre les deux scénarios, pour dix-huit points de vue répartis sur le littoral. Dans les prochaines semaines vont être versés sur ce site plus d'une trentaine de points de vue supplémentaires.

Il précise en outre que la manière de visualiser les photomontages est très importante : il est possible de zoomer ou dézoomer sur la photographie afin d'afficher le photomontage à la taille permettant de le visualiser de manière scientifiquement correcte, puisque le respect de la distance entre l'œil de l'observateur et la photo est primordial pour observer convenablement les photomontages. Sur l'interface en ligne, une valeur évolue en fonction du zoom / dézoom avec l'indication de la valeur cible à respecter pour que cela corresponde au champ de vue humain et permettre de se rapprocher le plus possible de la vue réelle. Etant conscient des

limites des écrans, EMD étudie d'autres dispositifs pour présenter les photomontages. Pendant le débat public, ils avaient été imprimés sur des panneaux de 3 mètres de large et de 40 cm de haut, dans des structures semi-cylindriques permettant de se rapprocher du champ de vision humain. En effet, les photomontages présentés sur le site sont des prises de vue à 180° de champ visible, d'où l'intérêt de visualiser les photomontages dans ce type de structure. EMD et RTE travaillent également à la transposition des photomontages dans des casques de réalité virtuelle. Au-delà de l'avantage immersif, ces casques permettraient de visualiser des vidéo montages donc d'avoir une animation de l'ensemble de l'environnement et des éoliennes.

Sur la méthodologie employée, **Maxime Planque** explique qu'EMD et RTE ont employé un prestataire pour réaliser l'étude paysagère maritime et littoral et un autre spécialisé en photographie et en modélisation numérique qui a réalisé les photomontages. Ces deux prestataires travaillent de concert, le bureau d'étude paysager indiquant des points de vue à investiguer et le second prestataire réalisant les photomontages sur ces points de vue, avec d'éventuelles recommandations issues de sa présence sur le terrain. Ce second prestataire en charge de la réalisation des photomontages, Géophom, est un expert de référence en France pour ce type de prestations qui a travaillé sur l'ensemble des projets de parcs éoliens en mer français, à la fois pour le compte des porteurs de projet et celui de l'Etat dans le cadre des appels d'offres. Sa méthodologie a fait l'objet d'une expertise indépendante du CNRS lors de plusieurs débats publics, y compris celui de Dunkerque, qui a permis de la valider.

**Un participant** souligne qu'il aurait été idéal d'installer une éolienne de 300 mètres de haut pour permettre aux habitants de se représenter concrètement la hauteur des futures éoliennes.

**Maxime Planque** explique que cette solution prendrait autant de temps en termes d'études, d'autorisations et de développement d'en installer une que d'en installer quarante. Ces délais prévus par la réglementation sont incompressibles, quel que soit le nombre d'éoliennes installées. En France, il n'y a pas encore de parc éolien en mer, mais le parc de Saint-Nazaire est actuellement en construction et sera mis en service l'année prochaine. Il pourra être envisagé d'y emmener des parties prenantes et des associations pour aider à se figurer des ordres de grandeur et des perceptions de l'insertion des éoliennes dans le paysage

**Un participant** indique naviguer régulièrement en mer et n'avoir aucun problème pour voir le phare de Saint-Pol ou les cheminées des usines, qui sont plus petits que les éoliennes, avec un éloignement de 10 km.

**Maxime Planque** précise que les porteurs du projet n'ont jamais affirmé que le parc ne serait pas visible, c'est pour cela que des photomontages ont été réalisés. Sa visibilité dépendra ensuite des conditions météorologiques et des distances de visibilité au moment de l'observation, qui seront variables en fonction de la période de l'année ou de l'horaire de la journée.

**Marianne Riboullet** rappelle qu'il y aura également un atelier dédié aux impacts paysagers avec partage des photomontages (y compris les points de vue complémentaires en cours de réalisation) qui sera organisé début 2022.

**Un participant** demande si un mix entre différents types d'éoliennes pourrait être envisagé, avec des grandes éoliennes plus loin et des petites plus près.

**Maxime Planque** note l'intérêt de cette remarque mais rappelle qu'il n'y a aujourd'hui pas autant de fabricants d'éoliennes en mer que de fabricants d'éoliennes à terre et souvent, chacun d'eux ne propose qu'un modèle à la fois. Cette solution impliquerait d'avoir recours à deux fournisseurs différents, ce qui n'est pas impossible, mais les fournisseurs convergent plus ou moins vers les mêmes formats.

À la suite de l'intervention d'un participant sortant du cadre de participation et d'expression précisé en début d'atelier, **Marianne Riboullet** rappelle les règles de respect mutuel

auxquelles tous les participants ont adhéré en début de réunion et regrette qu'elles n'aient pas été suivies jusqu'au bout des échanges.

**Maxime Planque** conclut en remerciant les participants pour leur présence. Ils seront prochainement recontactés pour leur proposer de participer à une nouvelle séquence d'ateliers pour la partie portant sur les impacts sur l'environnement.