



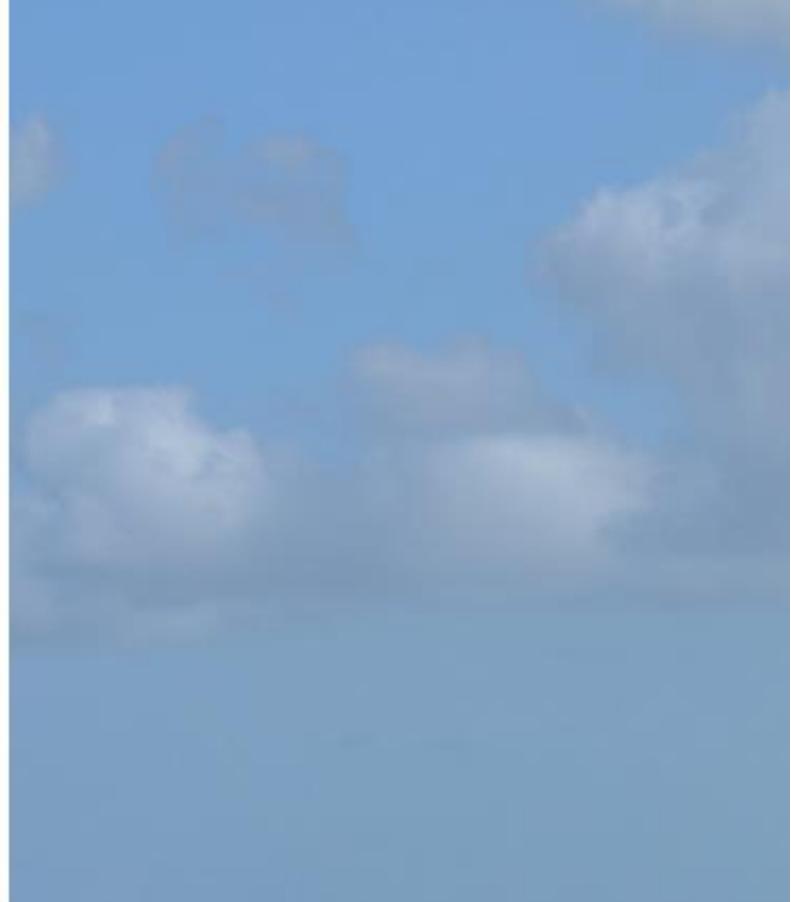
Le réseau
de transport
d'électricité

PROJET DE PARCS ÉOLIENS EN ZONE CENTRE MANCHE ET LEURS RACCORDEMENTS

CHAPITRE 2

Description du Projet

Novembre 2025



RÉGION NORMANDIE
DÉPARTEMENTS DE LA MANCHE ET DU
CALVADOS

TABLE DES MATIERES

I.	Avant-Propos	7
II.	Présentation générale du Projet.....	8
III.	Localisation et caractéristiques principales du Projet.....	9
IV.	Description des caractéristiques techniques du Projet.....	13
IV.1	Description des caractéristiques techniques des parcs éoliens (parc EMMN et parc 2)..	13
IV.1.1	Description des éoliennes.....	13
IV.1.2	Description des fondations des éoliennes.....	16
IV.1.3	Description des câbles inter-éoliennes.....	18
IV.1.4	Description des caractéristiques des éventuelles bases de maintenance et d'exploitation	19
IV.2	Description des caractéristiques techniques des raccordements CM1 et CM2	20
IV.2.1	Description des plateformes électriques en mer	20
IV.2.2	Description des liaisons sous-marines en courant continu	22
IV.2.3	Description des jonctions d'atterrage	23
IV.2.4	Description des liaisons souterraines en courant continu.....	24
IV.2.5	Description des stations de conversion à terre	25
IV.2.6	Description des liaisons terrestres en courant alternatif	25
IV.3	Description des systèmes de balisages en mer	26
IV.3.1	Balisage à l'usage de la navigation maritime	26
IV.3.2	Balisage à l'usage de la navigation aérienne	27
V.	Modalités des travaux de construction des installations et ouvrages du projet	29
V.1	Modalités de travaux et d'installation des ouvrages des parcs éoliens.....	30
V.1.1	Travaux d'installation des fondations des éoliennes.....	30
V.1.2	Travaux d'installation des éoliennes.....	31
V.1.3	Travaux d'installation des câbles inter-éoliennes.....	32
V.2	Modalités de travaux et d'installation des ouvrages de raccordements	33
V.2.1	Travaux d'installation des plateformes électriques en mer	33
V.2.2	Travaux de pose des liaisons sous-marines	36
V.2.3	Travaux d'installation des câbles sous-marins aux plateformes électriques en mer	37
V.2.4	Travaux d'installation des ouvrages à l'atterrage.....	38
V.2.5	Travaux d'installation des liaisons souterraines en courant continu	41
V.2.6	Travaux d'installation des stations de conversion à terre	42
V.2.7	Travaux d'installation des liaisons souterraines courant alternatif.....	43
V.2.8	Travaux induits dans les postes électriques existants	44
VI.	Description de la phase d'exploitation et de maintenance.....	45
VI.1	Exploitation et maintenance d'un parc éolien.....	45
VI.1.1	Maintenance courante	45
VI.1.2	Maintenance lourde	46

VI.2	Exploitation et maintenance des ouvrages de raccordement.....	46
VI.2.1	Exploitation et maintenance des plateformes électriques en mer	46
VI.2.2	Exploitation et maintenance des liaisons sous-marines.....	47
VI.2.3	Exploitation et maintenance des liaisons souterraines	48
VI.2.4	Exploitation et maintenance des stations de conversion à terre	48
VII.	Modalités de démantèlement et de remise en état du site.....	49
VII.1	Contexte juridique	49
VII.2	Démantèlement d'un parc éolien.....	50
VII.3	Démantèlement des ouvrages de raccordement	50
VII.3.1	Démantèlement des plateformes électriques en mer.....	50
VII.3.2	Démantèlement des liaisons électriques sous-marines	50
VII.3.3	Démantèlement des liaisons souterraines à courant continu et a courant alternatif	51
VII.3.4	Démantèlement des stations de conversion	51
VIII.	Principales caractéristiques de la phase opérationnelle relatives à la demande et l'utilisation d'énergie et à la nature et aux quantités des matériaux et des ressources naturelles utilisés	52
VIII.1	Demande et utilisation d'énergie	52
VIII.1.1	Phase travaux.....	52
VIII.1.2	Phase exploitation	52
VIII.1.3	En phase démantèlement.....	52
VIII.2	Natures et quantités de matériaux et ressources naturelles utilisées	53
VIII.2.1	En phase travaux.....	53
VIII.2.2	En phase exploitation	53
VIII.2.3	En phase démantèlement.....	53
IX.	Estimation des types et des quantités de résidus et d'émissions attendus.....	54
IX.1	Les émissions atmosphériques	54
IX.1.1	En phase travaux.....	54
IX.1.2	En phase exploitation	55
IX.1.3	En phase démantèlement.....	57
IX.2	Les émissions dans le sol et le sous-sol	57
IX.2.1	En phase travaux.....	57
IX.2.2	En phase exploitation	57
IX.2.3	En phase démantèlement.....	58
IX.3	Les effluents liquides	58
IX.3.1	En phase travaux.....	58
IX.3.2	En phase exploitation	58
IX.3.3	En phase démantèlement.....	59
IX.4	Les émissions sonores et les vibrations	59
IX.4.1	En phase travaux.....	59
IX.4.2	En phase exploitation	60

IX.4.3	En phase démantèlement.....	60
IX.5	Les émissions lumineuses	61
IX.5.1	En phase travaux.....	61
IX.5.2	En phase exploitation	61
IX.5.3	En phase démantèlement.....	61
IX.6	Les émissions de chaleur et de radiation.....	61
IX.6.1	Emission de chaleur	61
IX.6.2	Emission de champs électromagnétiques	62
IX.7	La production de déchets	64
IX.7.1	En phase travaux.....	64
IX.7.2	En phase d'exploitation	65
IX.7.3	En phase démantèlement.....	65
X.	Planning du projet	66
XI.	Synthèse des caractéristiques du Projet	67

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	: Caractéristiques principales des composantes du Projet.....	10
Tableau 2	: Principales caractéristiques par type de fondation.....	16
Tableau 3	: Ordre de grandeur des quantités de matériaux susceptibles d'être utilisés pour le Projet	53
Tableau 4	: Champs magnétique des câbles inter-éoliennes. Source : RTE.....	62
Tableau 5	: Champs magnétique des liaisons sous-marines. Source : RTE	62
Tableau 6	: Champs magnétique des liaisons souterraines en courant continu. Source : RTE.....	63
Tableau 7	: Champs magnétique des liaisons souterraines en courant alternatif. Source : RTE.....	63
Tableau 8	: Production de déchets susceptibles d'être émis durant la phase travaux.....	64
Tableau 9	: Principales caractéristiques du Projet.	67

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Zone d’implantation du Projet	11
Figure 2 : Localisation des différentes composantes du Projet	12
Figure 3 : Composition d’une éolienne en mer. Source : OFB, 2023	14
Figure 4 : Représentation des caractéristiques variables continues des éoliennes du parc EMMN. Source : EMMN.....	15
Figure 5 : Représentation de fondations d’éoliennes posées. Source : OFB, 2023	16
Figure 6 : Exemple du réseau de câbles inter-éoliennes au sein du parc éolien de Saint-Nazaire. Source : fiche thématique 35 du débat public La mer en débat de la façade Normandie	18
Figure 7 : Exemple de plateforme électrique en mer. Source : RTE.....	21
Figure 8 : Schéma de principe d’un câble sous-marin unipolaire. Source : RTE.	22
Figure 9 : Chambre de jonction d’atterrage avant comblement. Source : RTE.....	23
Figure 10 : Représentation schématique de la constitution d’un câble souterrain. Source : RTE.....	24
Figure 11 : Exemple d’une station de conversion à terre. Source : RTE.....	25
Figure 12 : Balisage des extrémités de chaque pale, sur une longueur de 10 mètres. Source : Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne.....	27
Figure 13 : Principe de balisage diurne et nocturne. Source : Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne	28
Figure 14 : Exemple de transports de pieux et de la sous-structure sur une barge. Source : DNV	34
Figure 15 : Installation des pieux à travers la sous-structure : en haut : grue de levage et barge de transport des pieux ; en bas : exemple de battage d’un pieu. Source : RTE.....	35
Figure 16 : Exemple de plateforme jack-up pour assistance à forage. Source : HDI.....	38
Figure 17 : Exemple de pelle excavatrice en zone de déferlement. Source : Starfish	40
Figure 18 : Représentation schématique de la pose en tranchée : PVC avec béton (à gauche) et PEHD pleine terre (à droite). Source : RTE	41
Figure 19 : Coupe type d’une liaison souterraine à courant alternatif Source : RTE.	43
Figure 20 : Poste électrique de MENUEL existant. Source : RTE	44
Figure 21 : Planning des travaux du Projet.....	66

I. AVANT-PROPOS

Le chapitre 2 présente les principales caractéristiques du Projet. Pour cela, il aborde dans ses différentes parties les dimensions des ouvrages, leur localisation, les modalités de travaux, d'exploitation et de démantèlement, puis les bilans de matières, d'émissions, d'énergie et déchets produits ou consommés sur tout le cycle de vie du projet de la construction au démantèlement.

Le chapitre 2 est précisé par les fascicules R1-2 et R2-2 en ce qui concerne les ouvrages des raccordements CM1 et CM2.

Les éléments présentés dans le chapitre 2 sont exploités dans le chapitre 5 pour analyser les effets du Projet sur l'environnement.

Ce chapitre répond ainsi aux exigences de l'article R. 122-5 II 2° du Code de l'environnement, qui implique que l'étude d'impact comporte notamment : « *Une description du projet, y compris en particulier :*

- *une description de la localisation du projet ;*
- *une description des caractéristiques physiques de l'ensemble du projet, y compris, le cas échéant, des travaux de démolition nécessaires, et des exigences en matière d'utilisation des terres lors des phases de construction et de fonctionnement ;*
- *une description des principales caractéristiques de la phase opérationnelle du projet, relatives au procédé de fabrication, à la demande et l'utilisation d'énergie, la nature et les quantités des matériaux et des ressources naturelles utilisés ;*
- *une estimation des types et des quantités de résidus et d'émissions attendus, tels que la pollution de l'eau, de l'air, du sol et du sous-sol, le bruit, la vibration, la lumière, la chaleur, la radiation, et des types et des quantités de déchets produits durant les phases de construction et de fonctionnement. »*

La description du Projet fait état de « caractéristiques variables » comme cela est prévu pour les autorisations délivrées au titre de l'article L.181-28-1 I 2° du Code de l'environnement. Cela permet aux maîtres d'ouvrage de bénéficier d'autorisations fixant pour les « caractéristiques variables » identifiées, les limites au sein desquelles le Projet est autorisé à évoluer postérieurement à la délivrance de l'autorisation, sans procédure complémentaire ni nouvelle demande d'autorisation. Les effets négatifs maximaux des « caractéristiques variables » sont présentés dans les dossiers de demandes d'autorisations (article R. 181-54-2 1° du Code de l'environnement). Ceci permet l'usage des technologies les plus récentes lors de la réalisation du Projet. Ces caractéristiques peuvent être types :

- des caractéristiques variables **continues** qui prennent la forme d'un intervalle de valeurs définissant les valeurs minimales et maximales au sein duquel les caractéristiques sont susceptibles d'évoluer (par exemple, la hauteur des mâts des éoliennes peut évoluer entre X et Y mètres) ;
- des caractéristiques variables **discrètes** qui prennent la forme d'options distinctes pouvant être mises en œuvre (par exemple différentes technologies de fondations d'éoliennes plantées dans ou posées sur les fonds marins).

L'application de cette méthode a été précisée dans le guide publié en avril 2022 par le Ministère de la transition écologique¹. Le présent chapitre est rédigé en se fondant sur cette méthodologie.

¹ *Energies renouvelables en mer : la réforme de l'autorisation à « caractéristiques variables », Guide d'application, avril 2022*

II. PRESENTATION GENERALE DU PROJET

Le projet de parcs éoliens de la zone Centre Manche et de leurs raccordements, appelé le **Projet**, se compose des installations suivantes :

- **deux parcs éoliens sous maîtrise d'ouvrage de producteurs**, nommés ci-après, **parc EMMN** (développé par la société Eoliennes en Mer Manche Normandie) et **parc 2** (porté par l'Etat jusqu'à son attribution actuellement en cours de procédure de dialogue concurrentiel), composés chacun des éléments suivants :
 - des **éoliennes** qui produisent de l'énergie en courant alternatif **et de leurs fondations** ;
 - des **câbles sous-marins inter-éoliennes** permettant de relier les éoliennes entre elles et aux plateformes électriques en mer ;
 - d'une éventuelle **base de maintenance** située à terre.
- **deux raccordements électriques sous maîtrise d'ouvrage RTE**, nommés ci-après **raccordement CM1** et **raccordement CM2**, composés chacun des éléments suivants :
 - une **plateforme électrique en mer**, comprenant un **poste électrique** et une **station de conversion**. Le poste électrique réceptionne et stabilise l'énergie transmise par les parcs. La station de conversion convertit l'énergie produite par les éoliennes en courant alternatif en un courant continu dont le niveau de tension est élevé à 320 000 Volts, en vue de faciliter son transit vers le réseau terrestre.
 - une **liaison sous-marine** à courant continu qui transporte l'énergie depuis la plateforme électrique en mer jusqu'à la jonction d'atterrissage située sur le littoral ;
 - une **liaison souterraine** à courant continu qui assure le transit de l'énergie de la jonction d'atterrissage vers la station de conversion terrestre ;
 - une **jonction d'atterrissage** souterraine sur le littoral qui permet de connecter la liaison sous-marine et la liaison souterraine ;
 - une **station de conversion terrestre** qui reconvertit l'énergie en courant alternatif et augmente son niveau de tension jusqu'à atteindre 400 000 Volts ;
 - une **liaison terrestre** qui assure le transit de l'énergie en courant alternatif de la station de conversion terrestre vers un poste électrique existant depuis lequel l'énergie produite par les parcs éoliens est mise en circulation sur le Réseau Public de Transport d'électricité.

Par ailleurs, les 2 plateformes en mer pourraient être reliées entre elles par une liaison sous-marine.

III. LOCALISATION ET CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU PROJET

Les deux parcs éoliens ainsi que les plateformes électriques en mer sont implantés dans la Zone Economique Exclusive (ZEE) de la France.

Les deux liaisons sous-marines qui relient les plateformes électriques en mer aux jonctions d’atterrage, respectivement situées sur les communes de Saint-Marcouf (50) pour le raccordement CM1 et de Ouistreham (14) pour le raccordement CM2, débutent en ZEE puis traversent le Domaine Public Maritime français.

Les deux liaisons souterraines, qui relient les jonctions d’atterrage aux stations de conversion à terre, sont reliées aux postes électriques existants de Manuel situé dans la commune de l’Etang Bertrand (50) pour le raccordement CM1 et de Tourbe situé dans la commune de Bellengreville (14) pour le raccordement CM2.

La Figure 1 présente la zone d’implantation du Projet.

La Figure 2 présente la localisation des différentes composantes du Projet.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques du Projet.

Tableau 1 : Caractéristiques principales des composantes du Projet

Ouvrages du Projet	Parc EMMN	Parc 2 ²
Zone d'implantation des parcs éoliens incluant les éoliennes et les câbles inter-éoliennes	Surface totale : 18 300 ha Distance minimale à la côte depuis le Cotentin (50) : 32 km	Surface totale : 26 990 ha Distance minimale à la côte depuis les Côtes du Calvados (14) : 45 km depuis le Cap d'Antifer (76) : 46 km
Eoliennes	Nombre d'éoliennes : de 37 à 47 Type de fondations : Gravitaire, Jacket ou Monopieu	Nombre d'éoliennes : de 55 à 69 Type de fondations : Gravitaire, Jacket, Monopieu ou Tripode
Câbles inter-éoliennes	Linéaire maximal : 160 km	Linéaire maximal : 240 km
Base d'exploitation et de maintenance éventuelle	Implantation dans un port existant	Implantation dans un port existant

Ouvrages du Projet	Raccordement CM1	Raccordement CM2
Plateformes électriques en mer	Zone d'emplacement des plateformes en mer : 400 ha Emprise par plateforme avec leurs protections anti-affouillement dans cette zone : 0,8 ha	
Zone d'implantation des liaisons sous-marines des raccordements électriques	Largeur moyenne de la zone d'implantation : 400 m Linéaire maximal : 75 km	Largeur moyenne de la zone d'implantation : 400 m Linéaire maximal : 80 km
Parcelle d'implantation des jonctions atterrissage	Commune : Saint-Marcouf (50) Parcelle cadastrale : Section : AD / Numéro : 68	Commune : Ouistreham (14) Zone anthropisée du domaine public maritime devant la parcelle cadastrale AI331
Zone d'implantation des liaisons souterraines des raccordements électriques	Largeur moyenne de la zone d'implantation : 30 m Nombre de communes traversées : 16 Linéaire maximal : 35 km	Largeur moyenne de la zone d'implantation : 30 m Nombre de communes traversées : 14 Linéaire maximal : 30 km
Emplacement des stations de conversion à terre	Nom de la station : Melleret Surface ouvrage : environ 5 ha Commune : L'Etang Bertrand Parcelles cadastrales : Section : C / Numéro : 11, 12, 16, 835	Nom de la station : Garcelles Surface ouvrage : environ 5 ha Commune : Bellengreville Parcelles cadastrales : Section : OE / Numéro : 158, 160, 180, 181
Liaisons terrestres en courant alternatif	Commune : Etang Bertrand (50) Liaison souterraine entre la station de conversion et le poste électrique existant. Linéaire maximal 400 m. Parcelles cadastrales traversées : Section A / Numéro : 376, 460,494 et C11	Commune : Bellengreville (14) Liaison aérienne : linéaire inscrit dans l'emprise de la station de conversion et du poste électrique existant.
Poste électrique existant	Nom du poste : Manuel Travaux : création d'une nouvelle cellule 400kV dans l'enceinte existante du poste Commune : L'Etang Bertrand (50)	Nom du poste : Tourbe Travaux : création d'une nouvelle cellule 400kV dans l'enceinte existante du poste Commune : Bellengreville (14)

² Les caractéristiques du parc 2 sont basées sur celles du Parc EMMN, qui sont, en fonction des paramètres, soit équivalentes (ex : dimensions des éoliennes), soit extrapolées de 50% compte-tenu des puissances respectives des parcs (ex : linéaire de câbles). Ces valeurs sont susceptibles d'évoluer notamment au regard des résultats de la procédure en cours de dialogue concurrentiel.

Zone d'implantation du Projet de parcs éoliens de la zone Centre Manche et de leurs raccordements

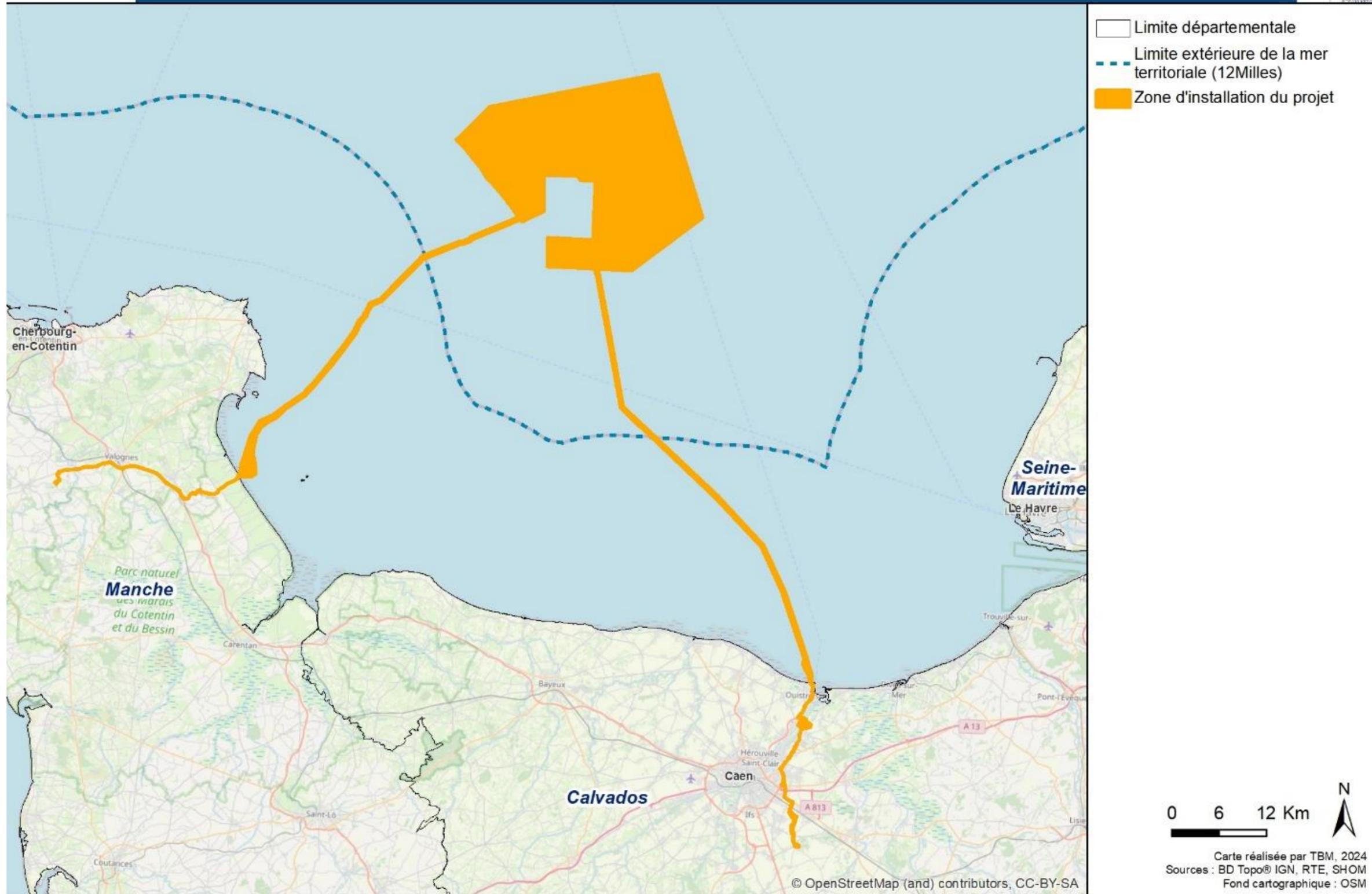


Figure 1 : Zone d'implantation du Projet

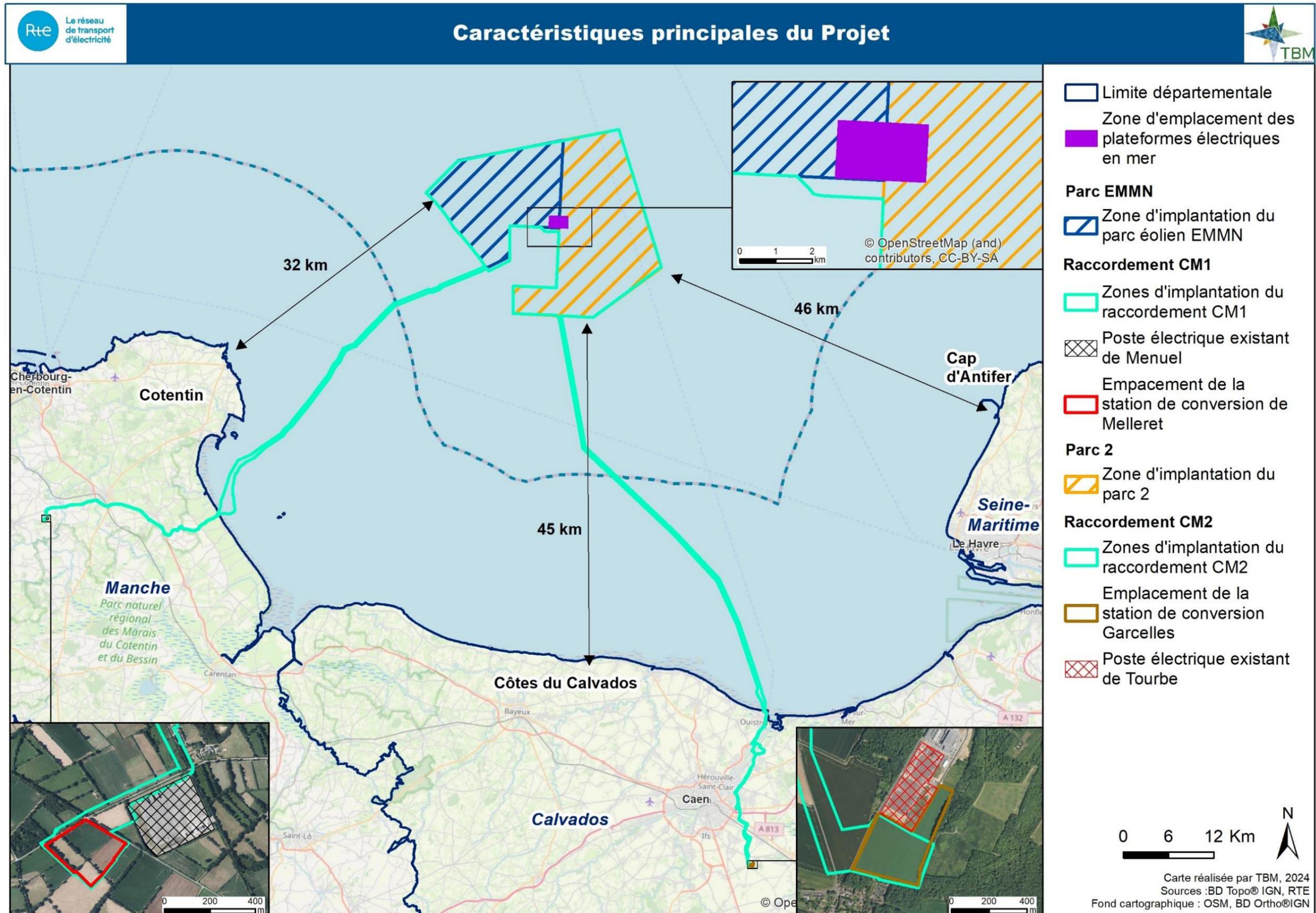


Figure 2 : Localisation des différentes composantes du Projet

IV. DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DU PROJET

IV.1 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES PARCS EOLIENS (PARC EMMN ET PARC 2)

Les caractéristiques du parc 2 sont basées sur celles du parc EMMN, qui sont, en fonction des paramètres, soit équivalentes (ex : dimensions des éoliennes), soit extrapolées de 50% compte-tenu des puissances respectives des parcs (ex : linéaire de câbles). Ces valeurs sont susceptibles d'évoluer notamment au regard des résultats de la procédure en cours d'attribution.

Chaque parc éolien de la zone Centre Manche se compose :

- d'éoliennes ;
- de fondations sur lesquelles reposent les éoliennes ;
- de câbles inter-éoliennes permettant le transport du courant produit par les éoliennes jusqu'à la plateforme électrique en mer ;
- d'une éventuelle base de maintenance.

IV.1.1 DESCRIPTION DES EOLIENNES

IV.1.1.1 ELEMENTS COMPOSANT UNE EOLIENNE

Une éolienne est constituée d'un mât, d'une nacelle et d'un rotor composé d'un moyeu supportant trois pales.

La nacelle comprend des éléments structurels (châssis, couplage du rotor, roulements), les composants électromécaniques (génératrice, système d'orientation au vent, système d'ajustement des pales) et des éléments de sécurité (éclairage, extincteurs, freins).

Les pales sont essentiellement fabriquées en matériaux composites tels que des fibres de verre ou de carbone. Conformément à l'appel d'offres de l'Etat pour les 2 parcs éoliens de la zone Centre Manche, ces pales sont recyclables.

Le mât est conique, en acier et divisé en tronçons qui sont assemblés au moyen de brides boulonnées. Il abrite des structures secondaires internes (plateformes, échelles, monte-charge), des équipements électriques (câbles, cellules, convertisseur, transformateur selon le modèle d'éolienne) et des équipements de sécurité (éclairage, extincteurs).

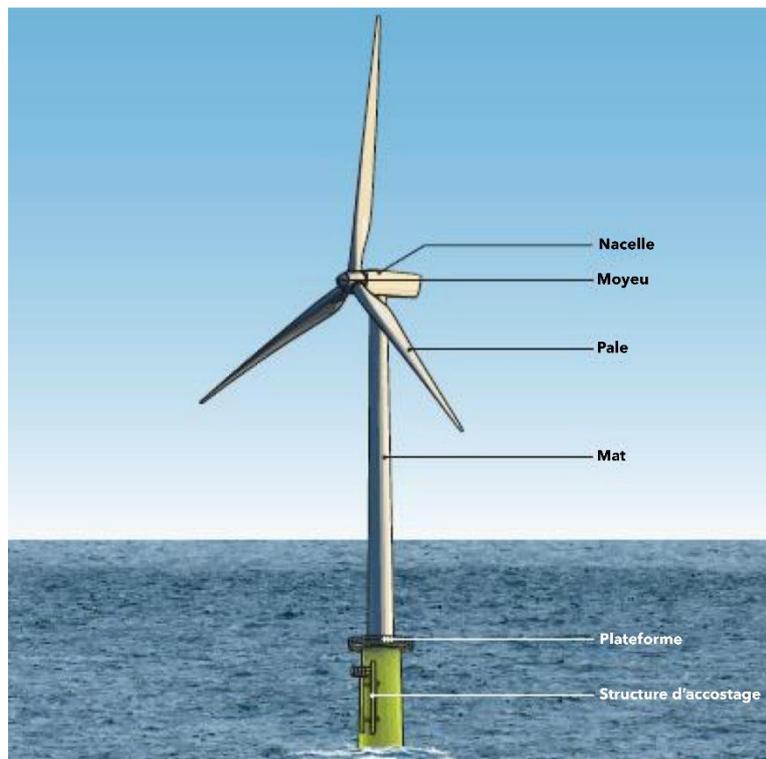


Figure 3 : Composition d'une éolienne en mer. Source : OFB, 2023

Les éoliennes en mer ont une plage de fonctionnement relativement large. Celle-ci dépend du modèle et de la courbe de puissance de la machine. Les éoliennes démarrent pour une vitesse de vent d'environ 3 m/s (environ 10 km/h) et s'arrêtent automatiquement lorsque le vent dépasse 30 m/s (environ 100 km/h). La puissance nominale est atteinte pour des vitesses de vent de l'ordre de 12 m/s (environ 45 km/h).

Les éoliennes peuvent être arrêtées, pour des raisons de sécurité, dans une position avec une pale le long du mât (position « Y »). Dans ce cas, les pales de l'éolienne sont mises en drapeau (dans l'axe du vent), ce qui provoque un ralentissement de la vitesse de rotation et un quasi-arrêt du rotor. La position à l'arrêt est finalement maintenue grâce à un frein mécanique.

IV.1.1.2 TAILLE DES EOLIENNES

La puissance d'une éolienne varie en fonction de ses dimensions. Plus l'éolienne est grande, plus sa puissance est élevée et plus la quantité d'électricité produite est importante. Par conséquent, pour un parc éolien d'une puissance totale donnée, plus les éoliennes sont grandes, plus leur nombre diminue.

A ce jour,

- pour le parc EMMN : la puissance à installer est comprise entre 1 000 MW et 1 050 MW.
- pour le parc 2 : la procédure de dialogue concurrentiel qui est en cours porte sur la réalisation et l'exploitation d'un parc d'éoliennes d'une puissance installée comprise entre 1 400 MW et 1 600 MW.

La puissance représente une caractéristique variable continue de chaque parc éolien du Projet.

IV.1.1.3 CARACTERISTIQUES VARIABLES DES EOLIENNES

► Caractéristiques variables des éoliennes du parc EMMN

Le parc EMMN dispose de plusieurs caractéristiques variables continues concernant les éoliennes :

- nombre d'éoliennes installées : de 37 à 47 ;
- puissance nominale d'une éolienne : de 21,3 à 28 MW ;
- diamètre du rotor : de 276 à 330 m ;
- longueur de pale : de 138 à 165 m ;
- hauteur du moyeu : de 160 à 205 m ;
- hauteur en bout de pale : de 298 à 370 m ;
- air gap : de 22 à 40 m ;
- distance moyenne entre les éoliennes : 1,5 km.

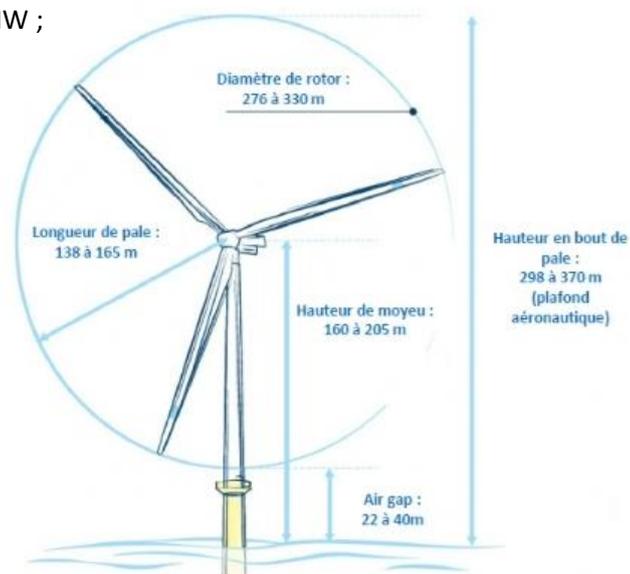


Figure 4 : Représentation des caractéristiques variables continues des éoliennes du parc EMMN.
Source : EMMN

► Caractéristiques variables des éoliennes du parc 2

Le parc 2 dispose de plusieurs caractéristiques variables continues concernant les éoliennes :

- nombre d'éoliennes installées : de 55 à 69 ;
- puissance nominale d'une éolienne : de 21,3 à 28 MW ;
- diamètre du rotor : de 276 à 330 m ;
- longueur de pale : de 138 à 165 m ;
- hauteur du moyeu : de 160 à 205 m ;
- hauteur en bout de pale : de 298 à 370 m ;
- air gap : de 22 à 40 m ;
- distance moyenne entre les éoliennes : 1,5 km.

IV.1.2 DESCRIPTION DES FONDATIONS DES EOLIENNES

IV.1.2.1 TYPES DE FONDATIONS

Différents types de fondations d'éoliennes en mer existent, les principales étant le monopieu (a) installé sur 90% des parcs à l'échelle mondiale, le tripode (b), le jacket (c), ou encore l'embase gravitaire (d).

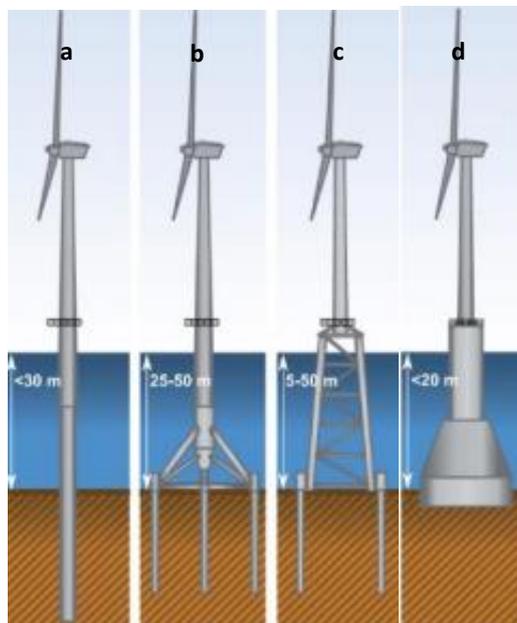


Figure 5 : Représentation de fondations d'éoliennes posées. Source : OFB, 2023

Le tableau suivant présente les caractéristiques structurales et d'emprise relative à ces 4 types de fondations.

Tableau 2 : Principales caractéristiques par type de fondation.

	Monopieu	Jacket	Tripode	Embase gravitaire
Structure	Tube métallique cylindrique enfoncé dans le sous-sol marin	Structure métallique en treillis, reposant généralement sur trois ou quatre pieds	Structure lourde en acier	Large base en acier ou en béton de forte inertie, posée sur le fond marin
Emprise approximative (pour une éolienne de 23 MW)	Diamètre de l'ordre de 10 m	Diamètre d'un pied de l'ordre de 2,5 m	Similaire aux fondations jacket	Généralement cylindrique, d'un diamètre pouvant atteindre 40 mètres pour un poids allant jusqu'à 5 000 tonnes (non ballasté)

Si nécessaire, une pièce de transition vient coiffer la fondation pour faire le lien avec le mât de l'éolienne. Dans cette configuration, c'est elle qui supporte les guides d'accostage des navires de maintenance, les échelles d'accès et la plateforme de travail.

Une protection anti-affouillement peut également être installée au niveau des fondations pour stabiliser le fond marin sablonneux. L'épaisseur, le diamètre et la granulométrie de la protection anti-affouillement sont déterminés en fonction de la dynamique hydro-sédimentaire locale.

Enfin, un système de protection cathodique contre la corrosion de la partie immergée (de type protection cathodique, courant continu ou autre) est mis en place sur chaque fondation.

IV.1.2.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES DES FONDATIONS

► **Caractéristiques variables des fondations du parc EMMN**

Le parc EMMN envisage des fondations de type gravitaire, jacket ou monopieu. Ces types de fondations constituent une caractéristique variable discrète.

Pour la solution de type jacket, trois caractéristiques variables continues sont considérées :

- emprise de 20*20 m à 35*35 m ;
- nombre de pieux par fondation : de 3 à 4 ;
- diamètre de chaque pieu : de 2,6 m à 3,5 m.

Pour la solution de type monopieu, une caractéristique variable continue est considérée :

- diamètre de chaque pieu : de 12 m à 13 m.

Pour la solution de type embase gravitaire, une caractéristique variable continue est considérée :

- diamètre de l'embase : de 30 m à 40 m.

Pour chaque type de fondation, hors embase gravitaire, le système de protection cathodique, par anodes sacrificielles ou par courant imposé, constitue une caractéristique variable discrète.

► **Caractéristiques variables des fondations du parc 2**

Le parc 2 envisage des fondations de type jacket, tripode, monopieu ou embase gravitaire. Ces types de fondations constituent une caractéristique variable discrète.

Pour la solution de type jacket, trois caractéristiques variables continues sont considérées :

- emprise de 20*20 m à 35*35 m ;
- nombre de pieu par fondation : de 3 à 4 ;
- diamètre de chaque pieu : de 2,6 m à 3,5 m.

Pour la solution de type tripode, deux caractéristiques variables continues sont considérées :

- emprise de 20*20 m à 35*35 m ;
- diamètre de chaque pieu : de 2,6 m à 3,5 m.

Pour la solution de type monopieu, une caractéristique variable continue est considérée :

- diamètre de chaque pieu : de 12 à 13 m.

Pour la solution de type embase gravitaire, une caractéristique variable continue est considérée :

- diamètre de l'embase : de 30 m à 40 m.

Pour chaque type de fondation, hors embase gravitaire, le système de protection cathodique, par anodes sacrificielles ou par courant imposé, constitue une caractéristique variable discrète.

IV.1.3 DESCRIPTION DES CABLES INTER-EOLIENNES

IV.1.3.1 CARACTERISTIQUES DES CABLES INTER-EOLIENNES

Les câbles inter-éoliennes d'un parc éolien relient électriquement les éoliennes à la plateforme électrique en mer. L'électricité transite en courant alternatif triphasé sous une tension de 132 kV. Ces câbles contiennent des fibres optiques permettant le pilotage des éoliennes.

Chaque câble relie plusieurs éoliennes entre elles et à la plateforme électrique en mer. Le linéaire de câbles à installer dépend du nombre d'éoliennes, de leurs localisations et des contraintes techniques et environnementales à prendre en compte.

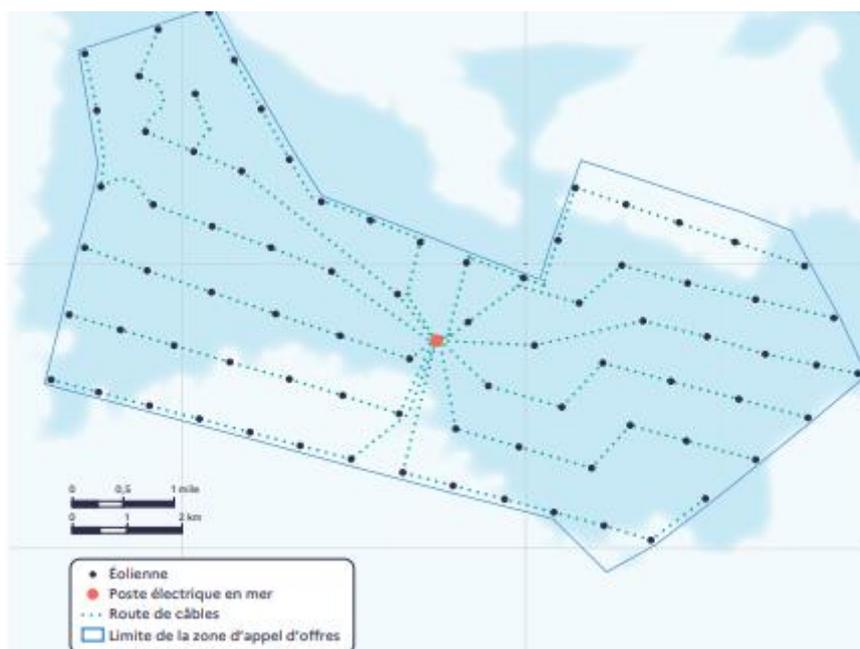


Figure 6 : Exemple du réseau de câbles inter-éoliennes au sein du parc éolien de Saint-Nazaire.
Source : fiche thématique 35 du débat public La mer en débat de la façade Normandie

IV.1.3.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES DES CABLES INTER-EOLIENNES

► Caractéristiques variables des câbles inter-éoliennes du parc EMMN

Pour le parc EMMN, le linéaire de câbles, d'un maximum de 160 km, constitue une caractéristique variable continue.

► Caractéristiques variables des câbles inter-éoliennes du parc 2

Pour le parc 2, le linéaire de câbles, d'un maximum de 240 km, constitue une caractéristique variable continue.

IV.1.4 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES DES EVENTUELLES BASES DE MAINTENANCE ET D'EXPLOITATION

Les bases de maintenance éventuelles sont les sites desquels les navires de maintenance des parcs éoliens partent.

Une base de maintenance est composée :

- d'un bâtiment permettant d'accueillir une zone de stockage de matériel, des bureaux ainsi que les vestiaires nécessaires aux équipes de maintenance ;
- d'un appontement pour les navires de maintenance ;
- d'un terre-plein accueillant un parking pour le personnel et une zone de stockage extérieure pour le matériel de maintenance, le matériel nécessaire à son bon fonctionnement tel qu'une potence ou des éclairages et la gestion des déchets.

Une base de maintenance est entièrement clôturée. Elle est imperméabilisée par un revêtement routier et équipée d'un système de traitement des eaux pluviales.

IV.2 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES RACCORDEMENTS CM1 ET CM2

Chaque raccordement se compose :

- d'une plateforme électrique en mer ;
- d'une liaison sous-marine en courant continu ;
- d'une jonction d'atterrage ;
- d'une liaison souterraine en courant continu ;
- d'une station de conversion à terre ;
- d'une liaison terrestre en courant alternatif.

IV.2.1 DESCRIPTION DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

Les caractéristiques techniques des plateformes électriques en mer sont identiques pour le raccordement CM1 et le raccordement CM2.

Chaque plateforme comprend une station de conversion et un poste électrique, et est composée :

- d'une superstructure émergée ;
- d'une sous-structure en partie immergée.

Les deux plateformes pourraient être par une liaison sous-marine à courant alternatif.

IV.2.1.1 CARACTERISTIQUES DE LA SUPERSTRUCTURE DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

La superstructure, émergée, présente les caractéristiques maximales suivantes : 63 mètres de largeur, 103 mètres de longueur et 45 mètres de hauteur, hors installations disposées sur le pont supérieur telles que les mâts de télécommunication, grues principales, plateforme hélicoptère, quartier d'habitation.



Figure 7 : Exemple de plateforme électrique en mer. Source : RTE

Elle est composée de plusieurs étages fermés pour les installations électriques (poste électrique et station de conversion), de salles de contrôle et services auxiliaires, de zones de stockage, de vestiaires et sanitaires.

Le pont supérieur accueille les grues principales, les mâts de communication de l'ordre d'une vingtaine de mètres de hauteur, un hélidock, et un quartier de vie pour 48 personnes. Il n'y a pas de personnel à demeure, la plateforme est occupée ponctuellement lors d'opérations de maintenance.

La superstructure est équipée d'un système de protection incendie et de réservoirs permettant de collecter les effluents.

IV.2.1.2 CARACTERISTIQUES DE LA SOUS-STRUCTURE DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

La sous-structure, de type jacket, présente les caractéristiques maximales suivantes : une emprise de 90 mètres par 60 mètres de côté sur le fond marin, et une hauteur totale de 70 mètres (soit une partie immergée d'environ 50 mètres de hauteur, et une partie émergée d'environ 20 mètres de hauteur).

Cette sous-structure est ancrée dans le fond marin à l'aide de pieux métalliques.

La sous-structure supporte les dispositifs suivants :

- des structures d'accostage et d'accès à la plateforme supérieure ;
- des J-tubes ayant pour rôle de protéger et de guider les différents câbles (câbles inter-éoliennes, liaison inter-plateforme, liaison sous-marine) depuis la plateforme électrique jusqu'au fond marin ;
- un système de protection cathodique contre la corrosion de la partie immergée de la sous-structure composé d'anodes sacrificielles.

Une protection anti-affouillement est installée au niveau des fondations des plateformes électriques en mer pour stabiliser le fond marin sablonneux. Elle couvre une surface de 8 000 m² pour chaque plateforme. L'épaisseur maximale de la protection est de 1 mètre.

IV.2.2 DESCRIPTION DES LIAISONS SOUS-MARINES EN COURANT CONTINU

Les caractéristiques techniques des liaisons sous-marines en courant continu sont identiques pour le raccordement CM1 et le raccordement CM2.

Chaque liaison électrique sous-marine se compose de deux câbles conducteurs : un câble pour le pôle +320 000 Volts et un câble pour le pôle -320 000 Volts. Elle est accompagnée d'un câble optique pour les besoins de communications de la plateforme en mer et pour la détection et la localisation de défauts.

Chaque câble conducteur, d'un diamètre de 15 cm, est composé d'une partie centrale en cuivre (l'âme) enveloppée dans plusieurs couches isolantes et couches protectrices métalliques (l'armure).

La présence de l'armure en brins d'acier galvanisé permet de protéger le câble des abrasions et agressions extérieures (ancres, chaluts...) et lui confère les propriétés mécaniques nécessaires à son installation.

Chaque câble optique a un diamètre de 3 à 4 cm et comprend 96 fibres optiques ceintes d'une gaine protectrice armurée.

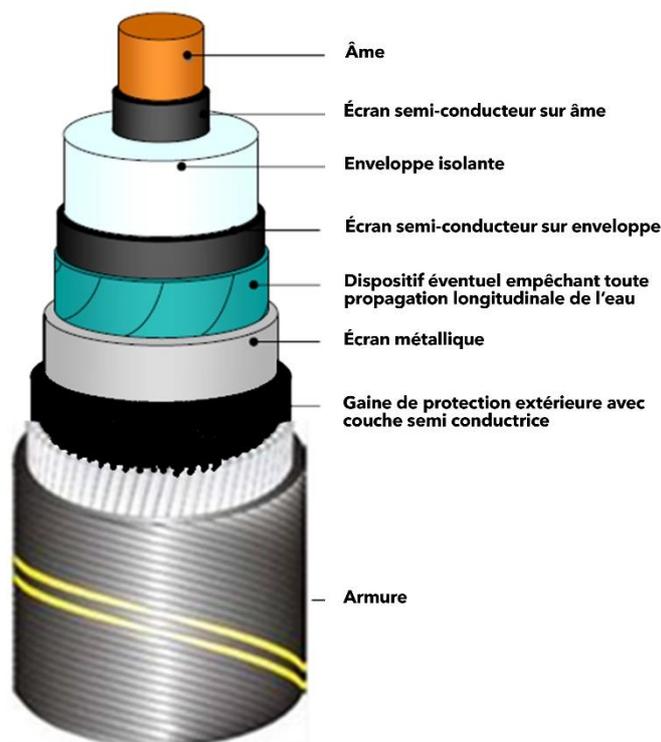


Figure 8 : Schéma de principe d'un câble sous-marin unipolaire. Source : RTE.

La longueur de la liaison sous-marine est au maximum de 75 km pour le raccordement CM1 et de 80 km pour le raccordement CM2.

IV.2.3 DESCRIPTION DES JONCTIONS D'ATERRAGE

Les caractéristiques techniques de la jonction d'atterrage sont identiques pour le raccordement CM1 et le raccordement CM2.

La jonction d'atterrage est l'ouvrage dans lequel les câbles sous-marins et souterrains sont soudés l'un à l'autre pour assurer la continuité électrique du raccordement.

L'ouvrage est maçonné, installé à 3 m de profondeur, haut de 1,5 m et recouvert par de la terre ou du sable selon l'endroit où il est installé. Cet ouvrage doit rester accessible, c'est-à-dire libre de construction en surplomb. Il occupe une surface de 120 m² (20 m de long et 6 m de large).



Figure 9 : Chambre de jonction d'atterrage avant comblement. Source : RTE

La fibre optique sous-marine accompagnant les câbles électriques est raccordée aux fibres optiques terrestres dans une chambre télécom, qui doit rester visitable grâce à une trappe d'accès. Elle occupe une surface de 2,6 m² (2,6 m de long x 1 m de large), et atteint une profondeur de 0,8 m.

La protection électrique des liaisons est assurée à l'atterrage via une mise à terre réalisée dans une chambre de mise à la terre qui doit rester visitable grâce à une trappe d'accès. Elle occupe une surface de 3,5 m² (2,5 m de long x et 1,4 m de large), et atteint une profondeur de 1 mètre.

IV.2.4 DESCRIPTION DES LIAISONS SOUTERRAINES EN COURANT CONTINU

Les caractéristiques techniques des liaisons souterraines en courant continu sont identiques pour le raccordement CM1 et le raccordement CM2.

Chaque liaison souterraine se compose de deux câbles conducteurs : un câble pour le pôle +320 000 Volts et un câble pour le pôle -320 000 Volts. Elle est accompagnée de deux câbles optiques pour les besoins de communications de la plateforme en mer et pour la détection et la localisation de défauts.

Chaque câble conducteur a un diamètre de 15 cm. Il est composé d'une partie centrale (l'âme) en cuivre enveloppée dans plusieurs couches isolantes et couches protectrices métalliques (l'armure).

Les câbles optiques sont constitués de 96 brins enveloppés dans plusieurs couches protectrices pour un diamètre total de 2 cm.

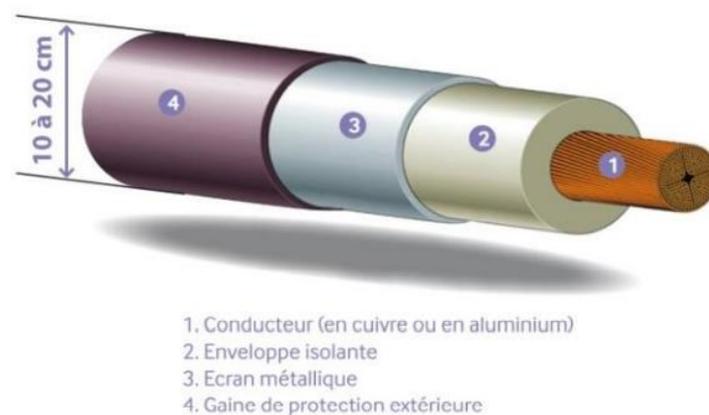


Figure 10 : Représentation schématique de la constitution d'un câble souterrain. Source : RTE

La longueur de la liaison souterraine est de moins de 35 km pour le raccordement CM1 et de moins de 30 km pour le raccordement CM2.

IV.2.5 DESCRIPTION DES STATIONS DE CONVERSION A TERRE

Les caractéristiques techniques des stations de conversion à terre sont identiques pour le raccordement CM1 et le raccordement CM2.

Chaque station de conversion occupe une superficie de l'ordre de 5 ha.

Dans le périmètre de la station de conversion, totalement fermé par un système de double clôture, sont construits :

- un bâtiment principal d'une surface de 5 000 m² et d'une hauteur d'au plus 22 m au sein duquel sont installés les composants convertissant le courant ;
- plusieurs bâtiments annexes pour une surface cumulée de 2 000 m² où sont installés des bureaux, des lieux de stockage et des salles de pilotage de la station ;
- des équipements électriques externes, notamment 4 transformateurs ;
- un bassin de rétention des eaux pluviales aménagé pour favoriser la biodiversité ;
- une fosse déportée étanche dimensionnée pour recevoir les effluents générés lors d'un incendie, soit par les ouvrages de la station, comme l'huile d'un transformateur, soit par les systèmes d'aspersion utilisés pour éteindre l'incendie.

RTE réserve à l'attention des producteurs éoliens, au plus proche de l'enceinte de la station de conversion, une surface clôturée à accès indépendant, d'une superficie de 150 m², pour l'installation d'un bâtiment de 20 m² dans le but d'héberger ses équipements de télécommunication.



Figure 11 : Exemple d'une station de conversion à terre. Source : RTE.

IV.2.6 DESCRIPTION DES LIAISONS TERRESTRES EN COURANT ALTERNATIF

Pour le raccordement CM1, la station de conversion est raccordée au poste électrique existant le plus proche par une double liaison souterraine en courant alternatif à 400 000 volts.

Pour le raccordement CM2, la station de conversion est raccordée au poste électrique existant le plus proche par une liaison aérienne en courant alternatif à 400 000 volts. Cette liaison est implantée à l'intérieur des ouvrages RTE, en passant de la station de conversion au poste électrique via le mur mitoyen des deux sites.

IV.3 DESCRIPTION DES SYSTEMES DE BALISAGES EN MER

Les ouvrages en mer du Projet (éoliennes et plateformes électriques en mer) représentent un obstacle potentiel à la navigation maritime et aérienne. L'identification de ces obstacles par tous les usagers de la mer et des airs doit être facilitée au moyen d'un balisage et d'une signalisation appropriés et conformes à la réglementation. Le balisage présenté est élaboré au regard de la réglementation actuellement en vigueur.

IV.3.1 BALISAGE A L'USAGE DE LA NAVIGATION MARITIME

En ce qui concerne le balisage à l'usage de la navigation maritime, il convient de mentionner les règles de droit interne, à savoir les articles L5242-20-1 à L5242-24 du code des transports, le décret n° 2017-1653 relatif à la signalisation maritime du 30 novembre 2017 et l'arrêté ministériel portant définition du système de balisage maritime et de son référentiel nautique et technique du 30 novembre 2017. De plus, les deux recommandations de l'Association Internationale de Signalisation Maritime (AISM) sont applicables :

- recommandation AISM O-139 sur la signalisation de structures artificielles en mer ;
- recommandation E-110 sur les caractères rythmiques des feux d'aide à la navigation.

Ces recommandations définissent notamment les dimensions, formes, couleurs du balisage et caractères des signaux lumineux ou électromagnétiques à mettre en place. Le plan de signalisation maritime est soumis à l'avis de la Grande Commission Nautique avant approbation par la Préfecture Maritime. Les dispositifs de signalisation sont ensuite portés sur les documents nautiques et signalés par les moyens réglementaires de diffusion de l'information nautique.

Le balisage est défini en tenant compte des lignes fictives reliant les différentes composantes (éoliennes, plateformes électriques en mer) implantées en limite des parcs éoliens. Ces composantes sont dites structures périphériques significatives (SPS) pour celles qui constituent les extrémités ou points remarquables du contour du parc (angles par exemple), et structures périphériques intermédiaires (SPI) pour celles qui ne sont pas des SPS, mais qui s'intercalent entre deux SPS à des intervalles n'excédant pas 2 milles nautiques. La distance entre deux SPS successives n'excède pas 3 milles nautiques.

Ainsi, le balisage maritime doit être composé :

- pour les Structures Périphériques Significatives (SPS) de feux jaunes rythmés et synchronisés entre eux d'une portée d'au moins 5 milles nautiques (MN), visibles de toutes les directions ;
- pour les Structures Périphériques Intermédiaires (SPI) de feux jaunes rythmés et synchronisés entre eux d'une portée d'au moins 2 milles nautiques, visibles de toutes les directions.

Le plan de signalisation proposé dépend du nombre d'éoliennes et de leur position, ainsi que de l'emplacement des plateformes électriques en mer.

Les fondations des éoliennes et des plateformes électriques pourraient être peintes en jaune (RAL 1003 ou équivalent) depuis le niveau des plus hautes marées astronomiques jusqu'à 15 mètres au-dessus de ce niveau. La teinte a vocation à être bien visible par les navires présents aux abords immédiats des parcs éoliens.

Par ailleurs, chaque structure pourrait être également identifiée par un code alphanumérique composé préférentiellement de matériaux réfléchissants.

IV.3.2 BALISAGE A L'USAGE DE LA NAVIGATION AERIEENNE

La réglementation en vigueur en matière de sécurité aérienne est définie par les arrêtés du 27 juillet 1990 et du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne modifié par l'arrêté du 29 mars 2022.

Les ouvrages seront conformes à la réglementation en vigueur au moment de leur installation.

Pour les parcs éoliens, les éoliennes pourraient être revêtues d'une peinture gris clair. Une couleur rouge pourrait être apposée sur les deux faces des extrémités de chaque pale, sur une longueur de 10 mètres, de manière à ce que les quatre derniers mètres restent de couleur grise. Un anneau de couleur rouge pourrait être disposé sur le mât à une hauteur comprise entre 50 et 55 m.

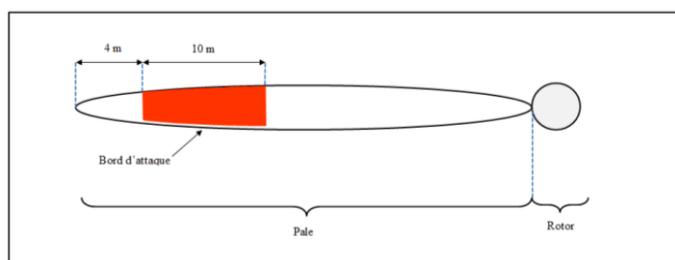


Figure 12 : Balisage des extrémités de chaque pale, sur une longueur de 10 mètres. Source : Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne

Les éoliennes pourraient être également dotées d'un balisage lumineux correspondant aux caractéristiques suivantes :

- **Pendant la construction :**

Une fois l'éolienne mise en place et énergisée, le balisage aérien serait à minima le suivant :

- feux rouge clignotant (basse intensité, type E), 32 candelas. Le balisage aérien sera placé de façon à assurer une visibilité à 360° aussi bien le jour que la nuit.

Cependant si le balisage aérien en phase d'exploitation est disponible dès la construction, il pourrait alors être mis en place dès l'érection de l'éolienne, sous réserve de validation de la DSAC (Direction de la Sécurité de l'Aviation Civile).

- **Pendant l'exploitation :**

- de jour, seules les éoliennes situées en périphérie d'un parc éolien pourraient être équipées d'un balisage lumineux assuré par des feux d'obstacle de moyenne intensité de type A (feux à éclats blancs de 20 000 candelas [cd]). Ces feux d'obstacle sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°) ;
- de nuit, le balisage lumineux pourrait être différent selon la position de l'éolienne considérée :
 - il est désigné autant d'éoliennes principales périphériques que nécessaire afin que la distance entre deux éoliennes principales soit inférieure à 8 MN. Ces éoliennes sont dotées d'un balisage lumineux nocturne assuré par des feux d'obstacle de moyenne intensité de type B (feux à éclats rouges de 2 000 cd). Ces feux d'obstacle sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°) ;

- les autres éoliennes sont considérées comme des éoliennes secondaires et sont dotées de feux sommitaux à éclats rouges de 200 cd. Ces feux d'obstacle sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°).

Cependant, la réglementation actuelle considère que la périphérie d'un champ est constituée des éoliennes successives qui sont séparées par une distance inférieure ou égale à 2000 mètres pour les éoliennes maritimes³.

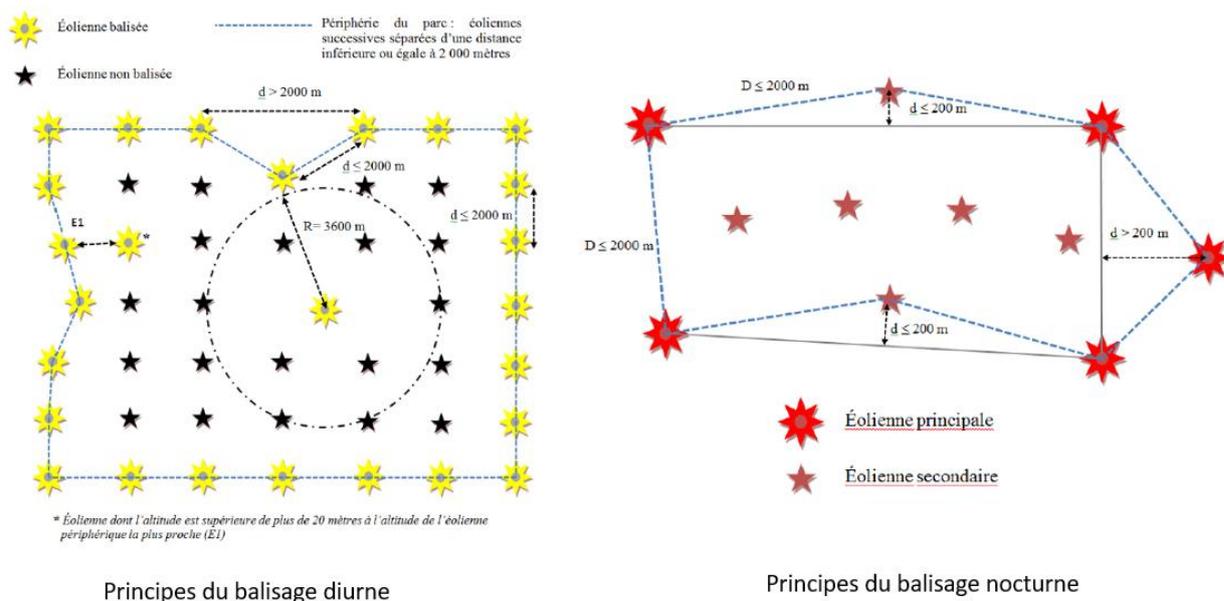


Figure 13 : Principe de balisage diurne et nocturne. Source : Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne

Pour les plateformes électriques en mer, en raison de l'obstacle massif qu'elles constituent et de leur hauteur, la réglementation relative à la sécurité aérienne ne vient pas imposer de code couleur ou de balisage lumineux. L'utilisation du gris clair est prévue pour la superstructure (RAL 7035 à titre d'exemple). Les grues principales, les masts télécom et les plateformes hélicoptères seront équipés de balisage diurne et nocturne.

³ Arrêté modifié du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne : Article 3.8.1. Notion de champ éolien au titre du balisage lumineux

V. MODALITES DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS ET OUVRAGES DU PROJET

En amont du chantier, des opérations préparatoires sont réalisés en mer :

- Etudes de caractérisation des fonds marins :

Des levés géophysiques peuvent être réalisés aux emplacements des éoliennes et des plateformes électriques en mer ainsi que le long des tracés des câbles inter-éoliennes et des liaisons sous-marines. Ces levés permettent d'acquérir des données sur la profondeur et le relief des fonds marins ou sur la présence d'engins pyrotechniques. Ils mobilisent des capteurs immergés tels que des sondeurs multifaisceaux, des sonars à balayage latéral, des sondeurs de sédiments ou des magnétomètres.

Des levés géotechniques peuvent également être réalisés aux mêmes emplacements afin d'affiner la caractérisation du sol marin, généralement à l'aide de sondages carottés ou pressiométriques.

Des levés sismiques peuvent être réalisés au niveau des atterrages afin de caractériser la structure du sol marin sur plusieurs dizaines de mètres de profondeur. Ces levés peuvent mobiliser des canons à air, boomers ou sparkers.

- Opérations de gestion des ouvrages existants croisés :

Les réseaux désaffectés pourraient faire l'objet d'une découpe pour libérer l'emprise des travaux.

- Nivellement des fonds marins

La présence de structures sédimentaires de type rides et mégarides sur le tracé de la liaison électrique sous-marine peut nécessiter des opérations de nivellement des fonds marins, par exemple à l'aide d'une charrue multifonction, afin d'obtenir des conditions favorables à la pose des ouvrages.

- Opérations de déblaiement d'obstacles :

Afin d'assurer l'absence d'objets pouvant gêner la pose des ouvrages, des opérations de déblaiement sont réalisées dans des couloirs de quinze mètres de large pour la liaison électrique sous-marine et sur l'emprise de la protection anti-affouillement de la plateforme électrique en mer. Le déblaiement d'obstacles est effectué à l'aide d'un grappin tiré dans les fonds. Des grappins peuvent également être utilisés pour soulever et déplacer des obstacles (par exemple : des rochers) en dehors des couloirs de pose des câbles sous-marins et de la zone de la plateforme en mer.

V.1 MODALITES DE TRAVAUX ET D'INSTALLATION DES OUVRAGES DES PARCS EOLIENS

V.1.1 TRAVAUX D'INSTALLATION DES FONDATIONS DES EOLIENNES

V.1.1.1 INSTALLATION DES FONDATIONS

Les types de fondations considérés pour ce Projet sont :

- l'embase gravitaire qui se pose sur les fonds marins ;
- le monopieu qui est planté dans le sol ;
- le tripode et le jacket qui nécessitent la mise en place de pieux ancrés dans le sol.

Les modalités d'installation des fondations sont présentées ci-dessous.

V.1.1.1.1 Embase gravitaire

Après une éventuelle préparation de sol pour aplanir la zone d'installation de la fondation, l'embase est transportée par navire puis posée directement sur le fond marin. La pose est réalisée par l'intermédiaire d'un navire grue.

V.1.1.1.2 Monopieu

Les fondations monopieu sont installées à partir d'un navire auto-élévateur disposant de 4 à 6 jambes qui permettent, en s'appuyant sur le sol, d'élever le navire au-dessus du niveau de la mer pour éviter qu'il soit sujet aux conditions météocéaniques.

Une fois le navire positionné, le monopieu est levé du pont à l'aide de la grue du navire, mis en position à l'aide d'un guide, puis descendu jusqu'à sa zone d'ancrage sur le fond marin. Le monopieu commence à pénétrer dans le sol sous son propre poids, puis différentes techniques comme le battage, le vibrofonçage et/ou le forage sont mises en œuvre pour enfoncer le pieu jusqu'à la profondeur cible.

V.1.1.1.3 Tripode et jacket

Les fondations tripode ou jacket sont transportées sur site à l'aide d'une barge, puis mises en place à l'aide d'un navire auto-élévateur comme dans le cas du monopieu. Les techniques d'installation des pieux permettant d'ancrer la fondation au sol sont également équivalentes à celles du monopieu, par battage dans la très grande majorité des cas compte tenu des plus faibles diamètres des pieux, par vibrofonçage et/ou forage dans les autres cas.

V.1.1.1.4 Caractéristiques variables des travaux d'installation des fondations des éoliennes

► Caractéristiques variables des travaux d'installation des fondations du parc EMMN

Concernant les fondations de type jacket ou monopieu, la technique d'installation des pieux (battage, vibrofonçage, forage) constitue une caractéristique variable discrète.

Concernant la fondation à embase gravitaire, aucune caractéristique variable n'est établie pour la technique d'installation.

► **Caractéristiques variables des travaux d'installation des fondations du parc 2**

Concernant les fondations de type jacket, monopieu ou tripode, la technique d'installation des pieux (battage, vibrofonçage, forage) constitue une caractéristique variable discrète.

Concernant la fondation à embase gravitaire, aucune caractéristique variable n'est établie pour la technique d'installation.

V.1.1.2 INSTALLATION DES PROTECTIONS ANTI-AFFOUILLEMENT

A l'issue de la pose des fondations, des protections anti-affouillement peuvent être installées autour des fondations. La mise en place de ces protections se passe en deux temps :

- positionnement d'un lit de graviers ;
- positionnement des enrochements.

La mise en place de ces protections se fait au moyen de barges de transport qui viennent claper les graviers puis les enrochements autour des fondations.

► **Caractéristiques variables des protections anti-affouillement du parc EMMN**

Les caractéristiques variables continues associées aux protections anti-affouillement des fondations du parc EMMN sont :

- pour la fondation de type jacket : rayon maximum de 7 m autour de chaque pieu ;
- pour la fondation de type monopieu : rayon maximum de 26 m autour du pieu ;
- pour la fondation de type embase gravitaire : rayon maximum de 26 m autour de l'embase ;
- pour tous les types de fondations : épaisseur de la protection d'au maximum 1,5 m.

► **Caractéristiques variables des protections anti-affouillement du parc 2**

Les caractéristiques variables continues associées aux protections anti-affouillement des fondations du parc 2 sont :

- pour la fondation de type jacket ou tripode : rayon maximum de 7 m autour de chaque pieu ;
- pour la fondation de type monopieu : rayon maximum de 26 m autour du pieu ;
- pour la fondation de type embase gravitaire : rayon maximum de 26 m autour de l'embase ;
- pour tous les types de fondations : épaisseur de la protection d'au maximum 1,5 m.

V.1.2 TRAVAUX D'INSTALLATION DES EOLIENNES

Le transport et l'installation des éoliennes sont effectués à l'aide d'un navire d'installation spécialisé, généralement auto-élévateur pour s'affranchir des conditions météocéaniques. Il charge les composants de 3 à 4 éoliennes en général sur le port dit d'assemblage, les transporte jusqu'à la zone d'implantation, les installe, puis revient au port pour débiter un nouveau cycle.

Une fois arrivé sur site, le navire amorce la phase de « jacking » consistant à s'élever au-dessus du niveau de la mer, puis installe le mât sur la fondation ou la pièce de transition lorsqu'elle existe, la nacelle et enfin les pales. Une fois l'éolienne installée, le navire redescend au niveau de la mer, navigue jusqu'à la position suivante, puis recommence l'opération, et ce jusqu'à ce que toutes les éoliennes soient installées.

Des techniciens interviennent ensuite pour réaliser les derniers ajustements mécaniques et électriques à l'intérieur de chaque éolienne, puis procéder aux essais et à leur mise en service. Des allers-retours réguliers avec des navires de transfert de personnel depuis le navire hôtel ou la base de maintenance jusqu'aux éoliennes ont lieu.

La durée globale d'installation d'une éolienne, de la mise en place du navire jusqu'à la fondation suivante, est estimée entre 24 à 48 heures. La durée d'installation de l'ensemble des machines prend donc plusieurs mois, auxquels s'ajoutent les arrêts liés aux conditions météorologiques sur le site, et le temps nécessaire aux techniciens pour mettre en service chaque éolienne.

V.1.3 TRAVAUX D'INSTALLATION DES CABLES INTER-EOLIENNES

V.1.3.1 METHODES D'INSTALLATION

L'installation des câbles électriques inter-éoliennes se compose de 3 opérations différentes :

- le tirage du câble jusqu'au sommet de la première fondation ;
- la protection des câbles par ensouillage, c'est-à-dire son installation dans le fond marin, ou par apport d'encrochement externe ;
- le tirage du câble jusqu'au sommet de la seconde fondation.

Selon la capacité du navire câblé, celui-ci peut charger le câble dans sa totalité, ou faire plusieurs allers-retours entre la zone de stockage du câble et la zone d'installation.

► Travaux de protection par ensouillage

Après avoir été posés sur le fond ou dans une opération simultanée, les câbles sont ensouillés à une profondeur suffisante pour les protéger des agressions externes et pour se prémunir des mouvements hydrosédimentaires. En fonction de la nature des fonds marins et des moyens disponibles à la date du chantier, l'ensouillage peut être réalisé de différentes manières :

- le charrage : cette technique est similaire à une charrue qui fend la terre. Le sillon créé peut alors atteindre 1 mètre de large pour 1 à 3 mètres de profondeur. Le sillon se referme par gravité ou nivellement par la charrue, quasi simultanément.
- le jetting (ou injection d'eau) : cette technique consiste à souffler des jets d'eau afin de creuser un sillon ou fluidifier les sédiments et permettre au câble de s'enfoncer dans le sol sous son propre poids. Le sillon mesure environ 0,5 mètre de large pour 1 mètre à 3 mètres de profondeur.
- le tranchage : cette technique permet, avec une scie circulaire à roue ou à chaîne, de couper le sol sur environ 0,5 mètres de large pour une profondeur de 0,5 à 2,5 mètres. Il s'agit d'un outil utilisé principalement sur des fonds durs.

Le choix des moyens techniques est défini à l'approche des travaux avec l'entreprise en charge de l'installation des câbles, il constitue une caractéristique variable discrète.

► Travaux de protection externe

Dans le cas où la protection par ensouillage n'est pas possible (en raison des conditions de sol ponctuellement non adaptées, ou à l'arrivée à la plateforme électrique en mer par exemple), et qu'il est nécessaire d'assurer la protection des câbles par des moyens externes, la solution d'encrochement est mise en œuvre. Cela consiste à déposer des roches sur le câble à protéger sur une largeur de 7 m et 0,75 à 1 m de hauteur.

V.1.3.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES DES TRAVAUX D'INSTALLATION DES CABLES INTER-ÉOLIENNES

► Caractéristiques variables des travaux d'installation des câbles inter-éoliennes du parc EMMN

Concernant les câbles inter-éoliennes, la technique d'ensouillage (charruage, jetting, tranchage) constitue une caractéristique variable discrète.

Concernant les câbles inter-éoliennes, les caractéristiques des travaux de protections externes constituent une caractéristique variable continue, avec :

- 10 % du linéaire maximal soit 16 km maximum ;
- un enrochement sur une largeur maximum de 7 m et une hauteur comprise entre 0,75 m et 1 m.

► Caractéristiques variables des travaux d'installation des câbles inter-éoliennes du parc 2

Concernant les câbles inter-éoliennes, la technique d'ensouillage (charruage, jetting, tranchage) constitue une caractéristique variable discrète.

Concernant les câbles inter-éoliennes, les caractéristiques des travaux de protections externes constituent une caractéristique variable continue, avec :

- 10 % du linéaire maximal soit 24 km maximum ;
- un enrochement sur une largeur maximum de 7 m et une hauteur comprise entre 0,75 m et 1 m.

V.2 MODALITES DE TRAVAUX ET D'INSTALLATION DES OUVRAGES DE RACCORDEMENTS

V.2.1 TRAVAUX D'INSTALLATION DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

V.2.1.1 METHODE D'INSTALLATION

La superstructure, la sous-structure et ses pieux sont construits ou préassemblés dans des usines situées à proximité de ports, avant d'être acheminés en mer pour y être installés.

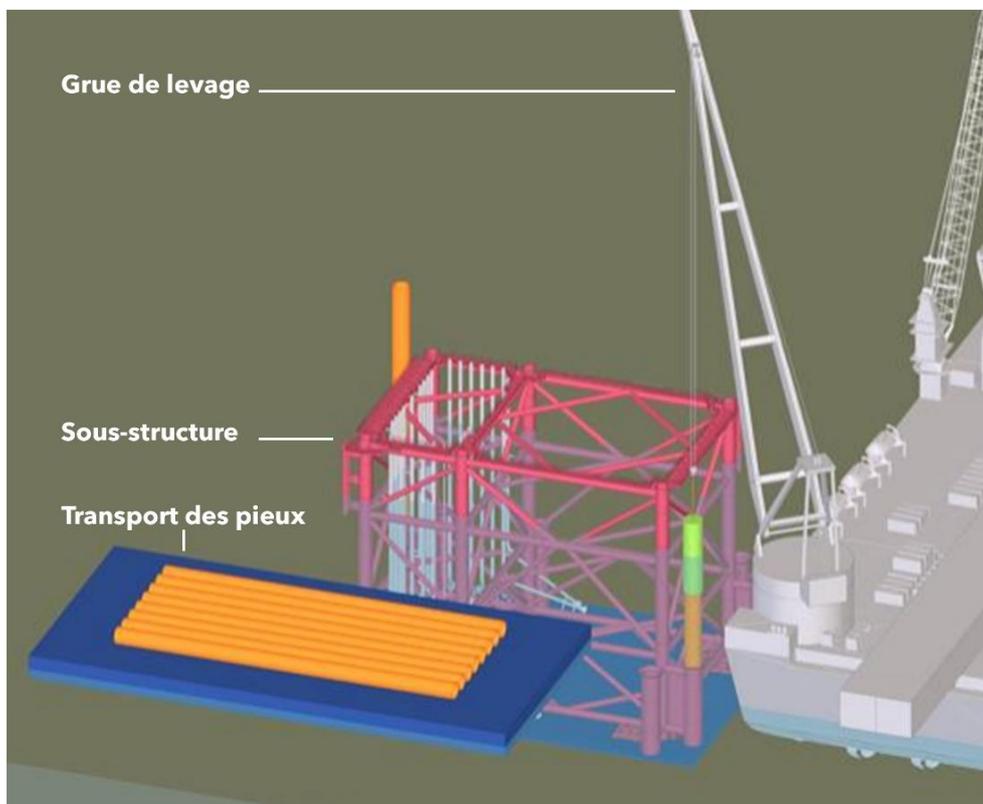
L'installation des plateformes électriques en mer se compose des étapes suivantes, dont la chronologie de réalisation peut varier selon le mode opératoire retenu par l'entreprise chargée des travaux :

- installation de la protection anti-affouillement sous forme de couches d'enrochements ;
- transport de la superstructure, de la sous-structure et des pieux. Le transport des ouvrages est réalisé à l'aide d'une barge jusqu'à l'emplacement de la zone d'installation ;



Figure 14 : Exemple de transports de pieux et de la sous-structure sur une barge. Source : DNV

- installation de la sous-structure. La sous-structure est posée sur les fonds marins à l'aide d'un navire à grue ;
- installation des pieux. Après la mise en place des pieux avec un outil de levage, ils sont enfoncés par battage et/ou vibrofonçage jusqu'à atteindre la profondeur cible ;
- installation de la superstructure sur la sous-structure. Des travaux finaux sont réalisés dans la superstructure puis des essais avant la mise en service.



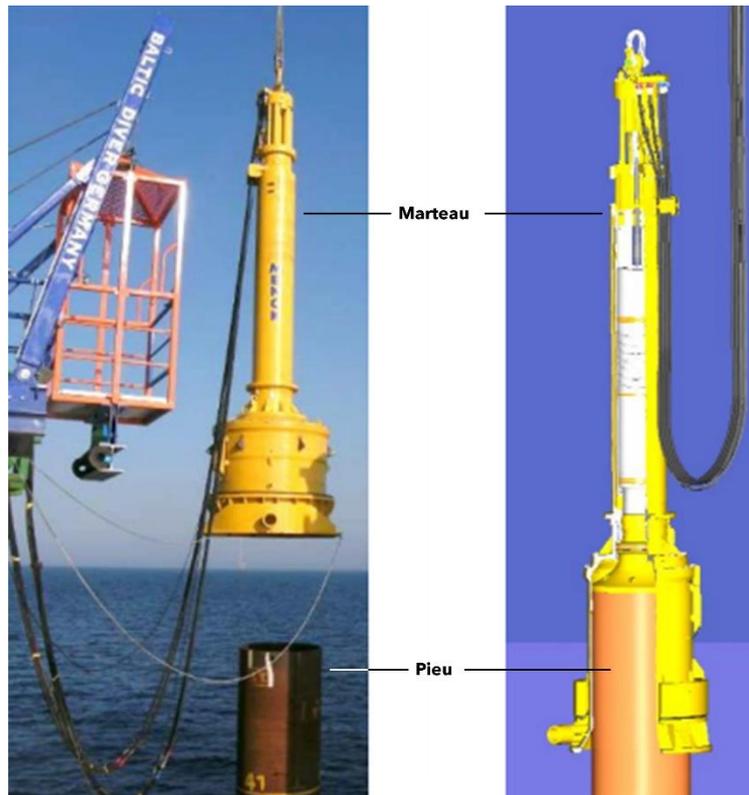


Figure 15 : Installation des pieux à travers la sous-structure : en haut : grue de levage et barge de transport des pieux ; en bas : exemple de battage d'un pieu. Source : RTE

Les 2 plateformes électriques en mer sont reliées entre elles par une liaison sous-marine inter-poste dont la méthodologie de travaux est identique à celle développée pour la pose des liaisons sous-marines.

V.2.1.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES EN LIEN AVEC LES PLATEFORMES ELECTRIQUE EN MER

► Caractéristiques variables du raccordement CM1

Le raccordement CM1 dispose d'une caractéristique variable discrète pour la méthode de mise en place des pieux :

- solution par vibrofonçage puis battage ;
- solution par battage.

► Caractéristiques variables du raccordement CM2

Le raccordement CM2 dispose d'une caractéristique variable discrète pour la méthode de mise en place des pieux :

- solution par vibrofonçage puis battage ;
- solution par battage.

V.2.2 TRAVAUX DE POSE DES LIAISONS SOUS-MARINES

L'installation d'une liaison électrique sous-marine comprend les étapes suivantes :

- transport puis pose des câbles incluant le tirage des câbles jusqu'à la jonction d'atterrissage ;
- travaux de protection des câbles par ensouillage ou protection externe le cas échéant ;
- travaux de raccordement des câbles à la plateforme électrique en mer (éventuellement après une période de stockage en mer).

Dans le cas où les câbles ne peuvent être installés en une seule rotation du navire câblé (par exemple si la longueur à installer dépasse la capacité du navire), des jonctions en mer sont mises en œuvre.

Selon les capacités de fabrication des câbles en usine, leur installation peut être prévue en une ou deux périodes distinctes pouvant intervenir sur deux années consécutives.

V.2.2.1 TRAVAUX DE PROTECTION DES CÂBLES

Différentes techniques peuvent être employées pour protéger les câbles installés.

► Travaux de protection par ensouillage

Après avoir été posés sur le fond ou dans une opération simultanée, les câbles sont ensouillés à une profondeur suffisante pour les protéger des agressions externes et pour se prémunir des mouvements hydrosédimentaires. En fonction de la nature des fonds marins et des moyens disponibles à la date du chantier, l'ensouillage peut être réalisé de différentes manières :

- le charruage : cette technique est similaire à une charrue qui fend la terre. Le sillon créé peut alors atteindre 1 mètre de large pour 1 à 3 mètres de profondeur. Le sillon se referme par gravité ou nivellement par la charrue, quasi simultanément.
- le jetting (ou injection d'eau) : cette technique consiste à souffler des jets d'eau afin de creuser un sillon ou fluidifier les sédiments et permettre au câble de s'enfoncer dans le sol sous son propre poids. Le sillon mesure environ 0,5 mètre de large pour 1 mètre à 3 mètres de profondeur.
- le tranchage : cette technique permet, avec une scie circulaire à roue ou à chaîne, de couper le sol sur environ 0,5 mètres de large pour une profondeur de 0,5 à 2,5 mètres. Il s'agit d'un outil utilisé principalement sur des fonds durs. Selon les conditions d'hydrodynamisme local, la tranchée peut se combler naturellement ou faire l'objet d'un remblaiement à l'aide des matériaux excavés ou de matériaux externes.
- outils hybrides : ces outils combinent les techniques de jetting, charruage et/ou tranchage et permettent de poser et d'ensouiller des câbles de manière simultanée.
- outils à insufflation d'eau à forte pression (Mass Flow Excavator) : cet outil excavant les sédiments par flux d'eau à forte pression peut être utilisé pour ensouiller des jonctions de câbles en mer, nettoyer l'entrée des J-tubes pour les remontées des câbles ou bien pour reprendre et approfondir l'ensouillage des câbles en cas de difficultés à atteindre la profondeur cible.

Le choix des moyens techniques est défini à l'approche des travaux avec l'entreprise en charge de l'installation des câbles, il constitue une caractéristique variable discrète.

► Travaux de protection externe

Dans le cas où la protection par ensouillage n'est pas possible (en raison des conditions de sol ponctuellement non adaptées, ou à l'arrivée à la plateforme électrique en mer par exemple), et qu'il est nécessaire d'assurer la protection des câbles par des moyens externes, les solutions suivantes sont mises en œuvre :

- l'enrochement : il consiste à déposer des roches sur le câble à protéger sur une largeur de 15 m et 2 m de hauteur ;
- la dépose d'un matelas en béton : les matelas en béton sont directement déposés sur les câbles à partir d'engins de type grue. Un matelas présente une longueur de 6 m, une largeur de 3 m et une hauteur de 0,3 m.

V.2.2.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES EN LIEN AVEC LA LIAISON SOUS-MARINE

► Caractéristiques variables du raccordement CM1

Le raccordement CM1 dispose de caractéristiques variables discrètes pour :

- les travaux d'ensouillage : 5 techniques d'ensouillage (charruage, jetting, tranchage, outils hybrides, outils à insufflation d'eau à forte pression) ;
- les travaux de protection externe sur un linéaire de 42 km maximum : 2 techniques (enrochement, matelas béton) ;
- les travaux avec mise en place ou non d'une jonction en mer.

► Caractéristiques variables du raccordement CM2

Le raccordement CM2 dispose de caractéristiques variables discrètes pour :

- les travaux d'ensouillage : 5 techniques d'ensouillage (charruage, jetting, tranchage, outils hybrides, outil à insufflation d'eau à forte pression) ;
- les travaux de protection externe sur un linéaire de 13 km maximum : 2 techniques (enrochement, matelas béton) ;
- les travaux avec mise en place ou non d'une jonction en mer.

V.2.3 TRAVAUX D'INSTALLATION DES CABLES SOUS-MARINS AUX PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

Dans le cas où une plateforme électrique en mer n'est pas disponible pour accueillir la remontée des câbles sous-marins, l'extrémité du câble est déposée sur le fond à proximité de la future plateforme électrique en mer. Cette opération est appelée « wet storage ». Le câble reste immergé à proximité de l'emplacement de la plateforme en mer, stabilisé par des sacs de roches par exemple, et ce jusqu'à la mise à disposition de la plateforme.

Une fois la plateforme mise à disposition, le navire en charge de la pose des câbles s'en approche pour réaliser les opérations de remontées de câbles.

Les câbles sont tirés à travers des J-tubes puis raccordés à la plateforme électrique en mer.

V.2.4 TRAVAUX D'INSTALLATION DES OUVRAGES A L'ATERRAGE

V.2.4.1 TRAVAUX DE PASSAGE DES LIAISONS SOUS-MARINES

Le passage des liaisons sous-marines de l'estran à l'atterrage peut être réalisé selon 2 méthodes :

- un passage en sous-œuvre depuis la jonction d'atterrage jusqu'à un point de sortie en mer au-delà de l'estran ;
- un passage en sous-œuvre depuis la jonction d'atterrage suivi d'une tranchée pour sortir de l'estran.

Les travaux d'installation des ouvrages à l'atterrage comportent :

- le passage des fourreaux depuis l'estran jusqu'au lieu d'implantation des jonctions d'atterrage ;
- l'installation des jonctions d'atterrage ;
- le tirage des câbles et de la fibre optique.

V.2.4.1.1 Travaux de passage en sous-œuvre

Les opérations de passage en sous-œuvre consistent en la réalisation d'un trou pilote suivi de phases d'alésages. Des moyens nautiques (plateforme auto-élévatrice, plongeurs, bateaux...) sont déployés au niveau de la sortie du forage sur l'estran ou en mer, afin de faciliter la réalisation du trou pilote et son alésage.



Figure 16 : Exemple de plateforme jack-up pour assistance à forage. Source : HDI

Les fourreaux sont assemblés à terre à proximité des zones d'atterrage. Ceux-ci sont ensuite tirés de la terre vers la mer ou de la mer vers la terre. Dans le cas d'un tirage de la mer vers la terre, les fourreaux sont amenés par flottage, tractés par un navire de type remorqueur.

► Gestion des boues et déblais de forage

La mise en œuvre de techniques en sous-œuvre nécessite l'utilisation de fluides de forage, composés essentiellement d'eau et de bentonite, une argile favorisant l'avancée des trous pilotes dans la roche. Des additifs peuvent être ajoutés par l'entreprise en charge du forage afin d'en assurer la performance. Le volume maximal de bentonite utilisé est de 8 000 m³ par atterrissage en considérant la réalisation de deux forages pour les câbles et un forage pour la fibre optique. Lors du chantier, un mélange combinant les fluides de forage et les matériaux en place forés est sorti du trou de forage. Pendant les opérations de forage du trou-pilote, le mélange est recirculé vers le point d'entrée à terre. Ces boues sont recyclables et réutilisables grâce à des bassins de récupération et de traitement placés en amont du forage.

► Travaux de tirage des câbles

Les travaux d'installation des câbles sous-marins dans les fourreaux démarrent une fois les travaux de génie civil à l'atterrissage finalisés et une fois le navire câblé arrivé sur place. Le déroulage se fait depuis le navire câblé, un câble après l'autre. Des moyens nautiques sont mobilisés en mer (plongeurs, bateaux de travail), et des équipes et moyens de tirage sont présents à terre.

Les étapes de cette phase de tirage du navire vers les atterrages sont les suivantes :

- le câble, positionné sur le navire câblé, est descendu du navire lors d'une marée haute. Au fur et à mesure de sa descente, des bouées sont installées tout le long du câble pour le rendre flottant ;
- le câble flottant est ensuite connecté à un treuil positionné au niveau de la chambre d'atterrissage ;
- le câble est ensuite tiré dans le fourreau d'amenée à la jonction d'atterrissage ;
- la fibre optique est tirée dans un 3^{ème} fourreau indépendant.

Ces opérations à l'atterrissage se déroulent de manière préférentielle sur une période durant laquelle les conditions météo-océaniques sont favorables aux travaux en mer.

Une fois les jonctions avec les câbles terrestres finalisées, les jonctions d'atterrissage sont refermées. Le site est remis en état.

V.2.4.1.2 Travaux de pose en tranchée

La pose en tranchée des câbles sous-marins consiste en la réalisation d'une tranchée, de la pose de fourreaux au fond de la tranchée, lestés par des cavaliers en béton au besoin, puis du tirage des câbles dans les fourreaux. Les fourreaux sont déposés par 2 mètres de fond au maximum, pour une largeur de 2 mètres.

Des opérations de visites et de maintenance préventives sont programmées à intervalles réguliers pour vérifier l'ensouillage des câbles. Des opérations curatives sont effectuées au besoin.

Pour ouvrir la tranchée, une pelle mécanique est utilisée. Les travaux en partie haute de la plage sont réalisés par des moyens terrestres classiques. En partie basse, ils sont réalisés soit par des moyens terrestres adaptés, de type pelle surélevée permettant de travailler dans l'eau, soit par des moyens nautiques, de type pelle excavatrice sur ponton flottant (BHD).



Figure 17 : Exemple de pelle excavatrice en zone de déferlement. Source : Starfish

En fonction de l'état du sol au moment des travaux, des palplanches peuvent être utilisées pour maintenir la tranchée ouverte. Le bruit généré par leur installation est de 135 dB(A).

V.2.4.2 CARACTERISTIQUES VARIABLES DE PASSAGE DE L'ATERRAGE PAR LA LIAISON SOUS-MARINE

► Caractéristiques variables du raccordement CM1

Le raccordement CM1 dispose de caractéristiques variables discrètes pour le passage de la liaison à l'atterrage :

- passage en forage dirigé sur une longueur maximale de 1,1 km ;
- passage en forage dirigé depuis la jonction d'atterrage jusqu'à l'estran, puis sur une longueur maximale de 750 m en tranchée ouverte.

► Caractéristiques variables du raccordement CM2

Le raccordement CM2 ne dispose pas de caractéristiques variables pour le passage de la liaison à l'atterrage. La technique mise en œuvre est un forage dirigé (passage en sous-œuvre).

V.2.4.3 TRAVAUX DE LA JONCTION D'ATERRAGE

La construction de la jonction d'atterrage nécessite l'intervention d'engins de chantier classiques pour déblayer le sol avant installation des ouvrages puis le remblaiement.

Les raccordements CM1 et CM2 ne disposent pas de caractéristiques variables pour les travaux des jonctions d'atterrage.

V.2.5 TRAVAUX D'INSTALLATION DES LIAISONS SOUTERRAINES EN COURANT CONTINU

V.2.5.1 METHODOLOGIE DE POSE DES CABLES SOUTERRAINS

Le mode de pose des câbles souterrains dépend des contraintes et/ou obstacles rencontrés ; il convient de distinguer :

- les travaux en tranchée ouverte ;
- les travaux de passages d'obstacles : passage en sous-œuvre, traversée de cours d'eau, ensouillage.

V.2.5.2 TECHNIQUES DE TRAVAUX EN TRANCHEE

Les câbles électriques des liaisons sont installés dans des fourreaux, eux-mêmes posés au fond d'une tranchée de 1,5 m de profondeur en moyenne et de 1 m de large. Ils sont accompagnés de deux fourreaux pour fibres optiques. La tranchée est rebouchée à l'avancement des travaux.

Les fourreaux en fond de tranchée sont disposés suivant l'un des deux modes de pose suivants :

- la pose en fourreaux PVC enrobés de béton ;
- la pose en fourreaux PEHD (polyéthylène haute densité) en pleine terre.

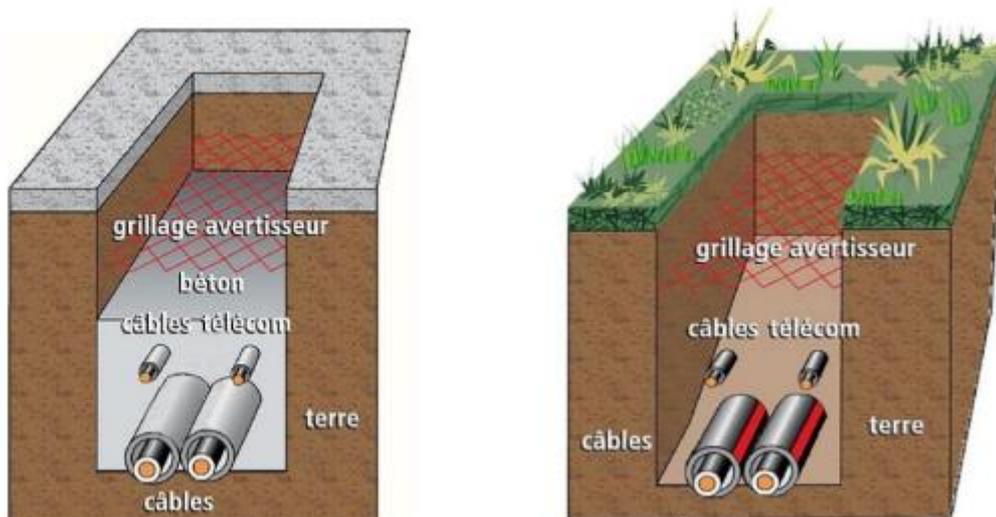


Figure 18 : Représentation schématique de la pose en tranchée : PVC avec béton (à gauche) et PEHD pleine terre (à droite). Source : RTE

Quelle que soit la modalité de pose retenue, les tranchées sont invisibles après les travaux. Une bande de servitude de 6 mètres de large devant inclure l'ouvrage est instaurée, y interdisant la construction et la plantation de végétaux à racines profondes.

V.2.5.3 MODES DE POSE POUR LE PASSAGE D'OBSTACLES

Lorsque la configuration des lieux ne permet pas une pose classique en fond de tranchée, des techniques spécifiques sont mises en œuvre. Dans le cadre du Projet, ces situations concernent essentiellement le passage de certains cours d'eau, de voies SNCF et les traversées de grandes routes.

V.2.5.3.1 Passages en sous-œuvre

Les techniques envisagées pour le passage en sous-œuvre des câbles sont le forage dirigé et le fonçage. Ces techniques permettent la mise en place des fourreaux sans ouverture de tranchée.

V.2.5.3.2 Traversées de cours d'eau

Dans le cadre du franchissement de cours d'eau par une liaison souterraine, la technique de l'ensouillage est envisagée. Il s'agit d'isoler la tranchée de l'eau au moyen de batardeaux (palplanches ou merlons).

Lorsqu'un cours d'eau se situe au droit d'un ouvrage routier, la technique du passage routier dépend de la hauteur de charge existante entre la partie inférieure de la chaussée et la partie supérieure de l'ouvrage hydraulique (arche de pont, buse, etc...). Ainsi, les câbles peuvent être posés soit dans la chaussée, soit sous le cours d'eau.

Le franchissement en ensouillage des cours d'eau est réalisé si possible en période d'étiage. Les matériaux employés permettent la reconstitution naturelle des berges.

V.2.5.4 CARACTERISTIQUES VARIABLES RELATIVES AUX TRAVAUX DES LIAISON SOUTERRAINES

Les raccordements CM1 et CM2 ne disposent pas de caractéristiques variables pour les travaux des liaisons souterraines.

V.2.6 TRAVAUX D'INSTALLATION DES STATIONS DE CONVERSION A TERRE

Les travaux pour la construction des stations de conversion à terre correspondent à des travaux de génie civil. Les engins présents sur site sont des pelles mécaniques et des camions benne pour les travaux de terrassement, des toupies béton pour la plateforme et les fondations puis des plateaux et des grues pour les matériaux (bâtiments et équipements). Quelques convois exceptionnels interviennent, comme pour la livraison des transformateurs.

Ces travaux se divisent en plusieurs opérations :

- abattage des arbres et débroussaillage ;
- décapage des plateformes jusqu'à environ 20 à 30 cm du niveau le plus bas. Ces terrassements génèrent des déblais/remblais au droit du site. Les matériaux extraits sont utilisés dans le cadre des remblais ce qui limite au maximum l'apport de nouveau matériau ;
- raccordement aux réseaux de distribution pour les besoins du chantier (électricité, eau) ;
- mise en œuvre des plateformes : épandage, arrosage, régalinge, malaxage, compactage ;
- installation des doubles clôtures des stations de conversion, des portails et bassins de gestion des eaux pluviales ;
- création des différents bâtiments industriels, avec leurs fondations, destinés à accueillir les équipements électriques et les locaux nécessaires au personnel d'intervention ;
- création des fosses déportées, des pistes, des caniveaux (pour permettre de raccorder les organes électriques aux matériels de contrôle, situés dans les bâtiments industriels) et des réseaux de terre ;

- création des fondations des différents ouvrages électriques. Compte tenu des caractéristiques du sol, des fondations spéciales de type micropieux sont prévues ;
- installation des équipements électriques et de leurs supports (selfs, filtres, jeux de barre, charpentes métalliques, matériels pour les différentes cellules (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs, câbles ...)) ;
- raccordement définitif aux réseaux de distribution (eau, électricité, téléphone) et mises en service.

Les raccordements CM1 et CM2 ne disposent pas de caractéristiques variables pour les travaux des stations de conversions à terre.

V.2.7 TRAVAUX D'INSTALLATION DES LIAISONS SOUTERRAINES COURANT ALTERNATIF

Les câbles électriques de la liaison souterraine du raccordement CM1 sont installés dans des fourreaux, eux-mêmes posés au fond d'une tranchée de 1,5 m de profondeur en moyenne et de 1,5 m de large.

Pour la mise en place de la liaison souterraine, le chantier s'organise de la même manière que pour les liaisons souterraines en courant continu. Le schéma suivant illustre le mode de pose en fourreaux PVC enrobés de béton de la liaison en courant alternatif du raccordement CM1.

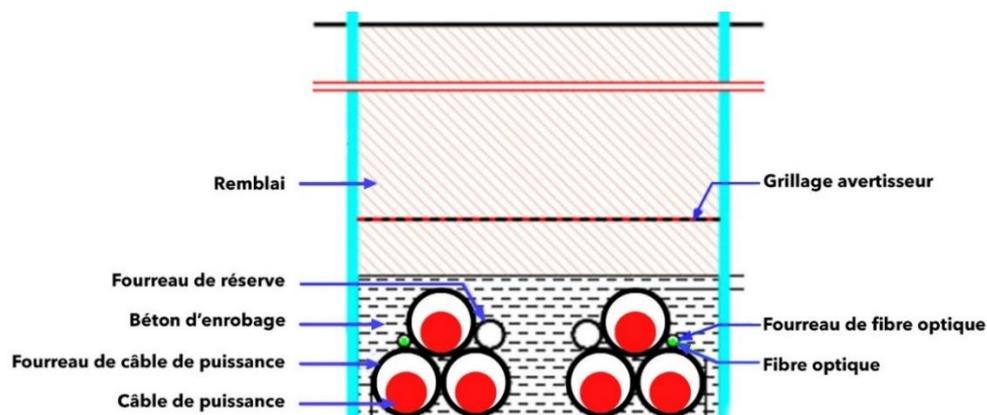


Figure 19 : Coupe type d'une liaison souterraine à courant alternatif Source : RTE.

Les câbles électriques de la liaison aérienne du raccordement CM2 sont installés depuis la station de conversion vers le poste électrique de Tourbe en passant par le mur mitoyen des deux sites.

Les raccordements CM1 et CM2 ne disposent pas de caractéristiques variables pour les travaux d'installation des liaisons à courant alternatif.

V.2.8 TRAVAUX INDUITS DANS LES POSTES ELECTRIQUES EXISTANTS

Les travaux induits dans les postes existants consistent en des travaux d'adaptation pour accueillir les nouvelles liaisons électriques. Il s'agit de terrassement, d'installation de matériels électriques sur de nouvelles charpentes métalliques posées sur des fondations béton à créer. A cela peuvent s'ajouter des travaux de construction de bâtiments de relai destinés à accueillir les systèmes de contrôle et de commande de la liaison. Enfin, des travaux de tirage de câbles basse tension et de fibres optiques sont nécessaires pour connecter les alimentations électriques auxiliaires et les systèmes d'informations.



Figure 20 : Poste électrique de MENUEL existant. Source : RTE

VI. DESCRIPTION DE LA PHASE D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

Le Projet prévoit l'exploitation des parcs éoliens en mer pendant 30 ans. Les ouvrages du raccordement sont conçus pour une exploitation d'une durée de 40 ans (il s'agit des ouvrages construits en premier et démantelés en dernier).

VI.1 EXPLOITATION ET MAINTENANCE D'UN PARC EOLIEN

La maintenance peut être assurée depuis une base portuaire, située préférentiellement à proximité du parc, accessible 24h/24 et 7j/7 en cas d'urgence, hors conditions météorologiques très défavorables.

La liaison entre le port et les éoliennes se fait par des navires spécialisés disposant d'une étrave adaptée ou de systèmes de passerelles permettant un transfert sécurisé des techniciens du navire vers l'éolienne ; un transfert par hélicoptère est également possible. Les opérations de maintenance sont divisées en deux catégories :

- la maintenance courante qui regroupe les activités préventives (entretien courant) et les opérations correctives (dépannage) ;
- la maintenance lourde qui regroupe les activités nécessitant l'intervention de moyens nautiques spéciaux.

VI.1.1 MAINTENANCE COURANTE

VI.1.1.1 MAINTENANCE DES EQUIPEMENTS EMERGES

La maintenance préventive, qui peut être de périodicité annuelle, requiert une intervention de plusieurs jours par éolienne, impliquant une activité quasi continue entre avril et septembre, tandis que la maintenance corrective est, par nature, de périodicité indéfinie.

Les éléments à entretenir sont les éoliennes, les matériels auxiliaires localisés sur les fondations (entretien et dépannage de la grue et des dispositifs de refroidissement), et les fondations elles-mêmes (protection anticorrosion, échelles).

Dans le cas d'une base de maintenance implantée dans un port à proximité du site, les techniciens sont transférés quotidiennement sur le parc si les conditions météorologiques le permettent, par bateau ou par hélicoptère. Les opérations de maintenance courante ont essentiellement lieu de jour. Le navire de transfert opère depuis la base de maintenance tandis que l'hélicoptère opère depuis une base aéroportuaire ou une hélisurface.

Les navires disposent d'une surface sur le pont pour stocker le matériel et sont équipés de défenses permettant le transfert des techniciens sur l'échelle du système d'accostage des fondations. Les conditions météorologiques doivent permettre un transfert sûr des techniciens sur les éoliennes. Les potences installées sur les plateformes des fondations sont utilisées pour transférer le matériel depuis le pont des navires vers ces plateformes.

VI.1.1.2 MAINTENANCE DES EQUIPEMENTS SOUS-MARINS

Des inspections sous-marines sont effectuées par des engins sous-marins commandés à distance pour contrôler l'état des protections anti-affouillement des fondations, de la protection et de l'ensouillage des câbles inter-éoliennes. L'intervention de plongeurs peut être programmée de manière exceptionnelle.

Les premières années d'exploitation, les inspections des équipements sous-marins sont effectuées tous les uns à deux ans. Leur fréquence est révisée en fonction des résultats des inspections initiales.

VI.1.2 MAINTENANCE LOURDE

La maintenance lourde regroupe les activités qui nécessitent l'intervention de moyens maritimes similaires aux opérations d'installation. Elle regroupe :

- les remplacements de composants majeurs des éoliennes avec intervention de moyens de levage lourds ;
- les éventuelles interventions sous-marines sur les protections anti-affouillement, les câbles inter-éoliennes ou leur protection.

Les moyens logistiques mis en œuvre sont des navires ou barges auto-élévatrices disposant de moyens de levage lourds, des navires d'approvisionnement, des barges pour le transport de colis lourds et les moyens associés aux opérations de pose de câble.

La logistique lourde est déployée depuis un port doté de quais lourds et de caractéristiques nautiques adaptées, à l'exception éventuelle de certains transferts de personnels qui peuvent être effectués par bateau ou par hélicoptère. Les opérations de maintenance lourde peuvent se dérouler en continu 24h/24 lorsque les conditions météorologiques le permettent.

Ce type de maintenance est essentiellement de nature corrective, leur périodicité ne peut être prédéfinie. Ces interventions visent à remédier à des pannes fortuites majeures, dont l'occurrence est exceptionnelle.

VI.2 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

VI.2.1 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

VI.2.1.1 SURVEILLANCE DES OUVRAGES

Les plateformes électriques en mer sont équipées d'un système de contrôle qui permet de les surveiller et de les téléopérer à distance. Il n'y a pas de personnel à demeure sur les plateformes électriques en mer. Les rares interventions à faire sur site sont planifiées au moment où les conditions sont les plus favorables.

VI.2.1.2 MAINTENANCE PREVENTIVE

Les plateformes électriques en mer sont des ouvrages sensibles en raison de la puissance électrique raccordée et de la difficulté d'accès. RTE applique en conséquence une maintenance préventive adaptée. Le plan de maintenance préventive est basé sur une surveillance des installations à distance et *in situ* en visuel (par plongeur ou par robots sous-marins commandés à distance pour les parties immergées), et sur une adaptation des actions à mettre en œuvre en fonction des observations réalisées.

Cette maintenance est menée sur le matériel électrique ainsi que sur la structure et les fondations des plateformes en mer.

VI.2.1.3 MAINTENANCE CURATIVE

Une réparation en mer nécessite des navires pour amener les intervenants à bord des plateformes et les approvisionner en matériels et outils.

La mobilisation de navires importants pour remplacer des équipements lourds comme les transformateurs est exceptionnelle.

VI.2.2 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES LIAISONS SOUS-MARINES

Les liaisons électriques sous-marines sont équipées de fibres optiques pour surveiller l'ouvrage en exploitation.

VI.2.2.1 MAINTENANCE PREVENTIVE

Une surveillance régulière de l'ensouillage des liaisons est mise en œuvre. Elle consiste en un relevé géophysique permettant de contrôler la position des liaisons et la configuration des fonds marins à ses abords.

Une première vérification de l'ensouillage est réalisée environ un an après la mise en service. La récurrence des visites ultérieures, tous les 3 à 10 ans, est fonction du type de protection, des résultats de la première vérification et des zones à risques traversées (forts courants, dynamique sédimentaire...).

Les mesures de sécurité appliquées lors de ces vérifications sont édictées par la Préfecture maritime.

VI.2.2.2 MAINTENANCE CURATIVE

La maintenance curative consiste à réaliser une réparation en cas de défaut sur les câbles.

Cette réparation nécessite de repérer le défaut sur la liaison, de couper le tronçon défectueux, de jonctionner un nouveau tronçon sur l'ancienne liaison, de déposer ce nouveau tronçon sur le fond marin.

VI.2.3 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES LIAISONS SOUTERRAINES

En phase d'exploitation, les liaisons souterraines font l'objet d'une visite annuelle. Les puits de mise à la terre sont visités tous les 6 ans.

En cas d'avarie, les travaux de réparation peuvent nécessiter une réouverture de tranchée avec des engins de terrassement à l'identique des travaux de construction. Suivant la gravité de l'avarie, le câble est réparé sur place ou remplacé. Dans ce second cas, la création de nouvelles chambres de jonction peut s'avérer nécessaire, à l'identique des travaux de construction.

VI.2.4 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES STATIONS DE CONVERSION A TERRE

La commande et le suivi des stations de conversion sont effectués à distance. Les appareils électriques font l'objet de visites périodiques et au besoin des réparations ponctuelles ont lieu en cas d'avarie.

VII. MODALITES DE DEMANTELEMENT ET DE REMISE EN ETAT DU SITE

VII.1 CONTEXTE JURIDIQUE

Pour le Projet, les modalités de mise à l'arrêt des installations à l'issue de la durée d'exploitation répondent à des considérations et à des régimes juridiques propres à chaque installation.

S'agissant d'un parc éolien, l'article 23 de l'ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française dispose que « A l'expiration de l'autorisation ou, si elle intervient plus tôt, à la fin de l'exploitation ayant donné lieu à autorisation, le titulaire est responsable du démantèlement des îles artificielles, des installations, des ouvrages et de leurs installations connexes ainsi que de la remise en état du site. L'autorité administrative peut décider du maintien de certains éléments, dès lors qu'ils bénéficient aux écosystèmes et qu'ils ne portent atteinte ni à la sécurité de la navigation ni à d'autres usages ».

S'agissant des ouvrages du réseau de transport d'électricité, ces derniers sont – en toute ou partie – préférentiellement réaffectés à un autre usage, en fonction de l'évolution du réseau électrique et des besoins de desserte dans la zone. En pareille hypothèse, RTE peut ainsi être amené à solliciter de nouvelles autorisations pour les ouvrages concernés qui le nécessitent. Au contraire, si l'exploitation de certains ouvrages est définitivement arrêtée en l'absence de tels besoins à court ou moyen terme, RTE remettra à l'autorité administrative une étude portant sur les impacts des opérations de démantèlement des ouvrages en tenant compte des enjeux liés à l'environnement, aux activités et à la sécurité maritime. Dans l'hypothèse où l'autorité administrative décide, au regard de cette étude, de démanteler les ouvrages, RTE remettra le site en état conformément à la réglementation actuellement en vigueur et en particulier :

- aux dispositions des articles L. 181-1 et suivants (notamment l'article L. 181-23) du Code de l'environnement, pour les installations et ouvrages étant soumis à autorisation environnementale ;
- aux dispositions de l'ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française (notamment les articles 23 et 28) et du décret n° 2013-611 du 10 juillet 2013 relatif à la réglementation applicable aux îles artificielles, aux installations, aux ouvrages et à leurs installations connexes sur le plateau continental et dans la zone économique exclusive et la zone de protection écologique ainsi qu'aux câbles et pipelines sous-marins (notamment les articles 13, 17 et 19), pour la partie des ouvrages et installations implantée en ZEE⁴.
- aux dispositions des articles R.2124-1 et suivants du Code général de la propriété des personnes publiques (notamment les articles R. 2124-2 et R. 2124-8 du même code) pour la partie des ouvrages et installations implantée au sein du domaine public maritime⁵.

⁴ A savoir la plateforme électrique en mer et la partie de la liaison sous-marine situés en ZEE, lesquels seront soumis à autorisation unique et agrément prévus respectivement aux articles 20 et 28 de l'ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016, dont l'autorisation environnementale tiendra lieu (cf. article L. 181-2 I. 17° du Code de l'environnement)

⁵ A savoir la partie de la liaison sous-marine située dans le domaine public maritime, laquelle est subordonnée à l'octroi d'une concession d'utilisation du domaine public maritime dont l'autorisation environnementale tiendra lieu d'arrêté d'approbation (cf. article L. 181-2 I. 18° du Code de l'environnement)."

VII.2 DEMANTELEMENT D'UN PARC EOLIEN

Les composants d'une éolienne peuvent être démantelés à l'aide d'une barge autoélévatrice et selon le séquençage inverse de leur installation :

- retrait successif des pales ;
- grutage de l'ensemble génératrice-nacelle, fixé sur le pont du navire ;
- déboulonnage du mât, levage et stockage sur le navire.

L'ensemble de ces éléments peut être ensuite dirigé vers des centres de recyclage et revalorisation.

Le démantèlement des fondations nécessite au préalable de couper les câbles inter-éoliennes et de lever la pièce de transition, stockée ensuite à bord.

VII.3 DEMANTELEMENT DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

VII.3.1 DEMANTELEMENT DES PLATEFORMES ELECTRIQUES EN MER

Les travaux de démantèlement des plateformes électriques en mer peuvent être réalisés, a priori, selon les étapes suivantes : les structures découpées sont levées et déposées sur une barge, les fondations sont découpées au niveau du sol (au maximum à 1 m au-dessus du sol et les vestiges peuvent être, si nécessaire, recouverts d'enrochements).

La partie souterraine des fondations (partie des pieux enfoncée dans le sol) n'est pas concernée par le démantèlement. Les pieux en acier sont en effet une infrastructure inerte sans risque majeur de pollution⁶ du milieu marin.

Les installations offshore désaffectées sont déposées et leurs éléments sont acheminés vers les infrastructures à terre afin d'être réutilisés (après nettoyage et reconditionnement), recyclés (par exemple : refonte des aciers) ou éliminés dans les filières adéquates (par exemple : valorisation énergétique).

VII.3.2 DEMANTELEMENT DES LIAISONS ELECTRIQUES SOUS-MARINES

Si le démantèlement des câbles sous-marins s'avère nécessaire, la méthodologie d'enlèvement des câbles est similaire à celle appliquée lors de leur pose, mais dans un ordre inversé : ouverture d'une tranchée pour le désensouillage à l'aide de moyens équivalents à l'ensouillage et/ou retrait des éventuelles protections externes, retrait des jonctions à l'atterrage, récupération des câbles en les enroulant ou en les débitant sur un navire.

Les matériaux sont ensuite revalorisés (cuivre, acier...) suivant les procédés favorisant la réutilisation, la régénération, le recyclage et traitement des déchets résiduels dans les filières industrielles adaptées.

⁶ Googan C. (2013). Long term degradation of offshore structures and pipelines: decommissioned and left in-situ, Oil & Gas UK. London: The UK Oil and Gas Industry Association Ltd.

VII.3.3 DEMANTELEMENT DES LIAISONS SOUTERRAINES A COURANT CONTINU ET A COURANT ALTERNATIF

Si le démantèlement des câbles souterrains s'avère nécessaire, la méthodologie d'enlèvement des câbles est similaire à celle appliquée lors de leur pose, mais dans un ordre inversé : ouverture d'une tranchée pour le retrait des fourreaux et des câbles à l'aide de moyens équivalents à l'installation, retrait des chambres de jonction, récupération du câble en l'enroulant ou en le débitant à l'avancement.

VII.3.4 DEMANTELEMENT DES STATIONS DE CONVERSION

Si leur démantèlement s'avère nécessaire, les stations de conversion sont déconstruites et leurs matériaux réemployés, recyclés, valorisés ou éliminés.

VIII. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE LA PHASE OPERATIONNELLE RELATIVES A LA DEMANDE ET L'UTILISATION D'ENERGIE ET A LA NATURE ET AUX QUANTITES DES MATERIAUX ET DES RESSOURCES NATURELLES UTILISES

VIII.1 DEMANDE ET UTILISATION D'ENERGIE

VIII.1.1 PHASE TRAVAUX

Lors de la phase de travaux, l'énergie électrique est utilisée pour les sources lumineuses sur le chantier, le fonctionnement de certains outils et pour les besoins des bases-vie de chantier.

Pour la phase de travaux en mer, les navires utilisés disposent de leurs propres générateurs. Les engins maritimes et terrestres employés utilisent du carburant pour leur fonctionnement et leurs déplacements.

VIII.1.2 PHASE EXPLOITATION

Lors de la phase exploitation, l'utilisation d'énergie électrique concerne :

- les éoliennes : sources lumineuses, installation des systèmes de contrôle, de communication et de sécurité, ventilation et pressurisation, contrôle de l'orientation des nacelles et des pales ;
- les bases de maintenance éventuelles : sources lumineuses, installation de système de contrôle, de communication et de sécurité, ventilation et chauffage ;
- les plateformes électriques en mer : sources lumineuses, installations des systèmes de contrôle, des circuits de refroidissement, des alimentations tertiaires des locaux ;
- les stations de conversion à terre : sources lumineuses, installations de contrôle et de commande, circuits de refroidissement, alimentations tertiaires des locaux d'accueil du personnel.

Par ailleurs, les engins maritimes, terrestres et les hélicoptères utilisent du carburant pour leurs déplacements.

VIII.1.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré, à ce jour, que des engins maritimes et terrestres à moteur thermique sont utilisés dans le cadre du démantèlement et que les quantités émises sont au moins équivalentes à celle de la phase travaux.

VIII.2 NATURES ET QUANTITES DE MATERIAUX ET RESSOURCES NATURELLES UTILISEES

VIII.2.1 EN PHASE TRAVAUX

Le Projet dans sa phase travaux nécessite :

- l'apport de matériaux pour l'installation des ouvrages souterrains, de type fourreaux PEHD ou PVC, bétons suivant les modes de pose, matériaux de remblais et d'asphalte pour les sections routières, cailloux pour la réalisation des pistes d'accès et plateformes empierrées temporaires du chantier ;
- l'apport de matériaux pour la construction des stations de conversion terrestres et pour les bases de maintenance éventuelles des parcs éoliens (bâtiments, ouvrages électriques, pontons, etc.) ;
- l'apport de matériaux (métaux, ciment, fibre de verre, peinture, roches) pour la construction et la protection des éoliennes et des plateformes électriques en mer ;
- l'apport de roches, matelas en béton, pour la protection des câbles inter-éoliennes, des liaisons électriques sous-marines ;
- l'apport de bentonite (argile naturelle), en faible quantité, lors de travaux de forages dirigés.

Les ordres de grandeur des quantités de matériaux nécessaires à la construction du Projet sont donnés à titre indicatif dans le tableau suivant.

Tableau 3 : Ordre de grandeur des quantités de matériaux susceptibles d'être utilisés pour le Projet

Matériaux utilisés	Ouvrages des parcs éoliens	Ouvrages des raccordements électriques
Acier	~ 160 000 t (éoliennes) ~ 175 000 t (fondations)	~ 38 000 t
Ciment	~ 7 500 t (fondations)	~ 340 t
Peinture	~ 325 t (éoliennes)	~ 0.8 t
Fibre de verre	~ 15 000 t (éoliennes)	~ 18 t
Métaux (hors acier)	~ 6500 t (câbles inter-éoliennes) ~ 1500 t (éoliennes)	~ 15 000 t
Roches	~ 95 000 t	~ 2 200 000 t

VIII.2.2 EN PHASE EXPLOITATION

Le Projet dans sa phase exploitation ne requiert pas d'apport de matériaux.

VIII.2.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Le Projet dans sa phase démantèlement ne requiert pas d'apport de matériaux.

IX. ESTIMATION DES TYPES ET DES QUANTITES DE RESIDUS ET D'EMISSIONS ATTENDUS

IX.1 LES EMISSIONS ATMOSPHERIQUES

Pour estimer les émissions du Projet, plusieurs entrants ont été utilisés :

- *raccordement CM1* : une analyse de cycle de vie (ACV) a été menée pour le raccordement CM1. Elle montre que la majorité des impacts environnementaux quantifiés se concentrent sur la phase de fabrication des ouvrages (plateforme en mer, station de conversion à terre, liaisons) et son exploitation (via les pertes électriques). La phase de fabrication comptabilise les impacts de l'extraction des matières premières des ouvrages jusqu'à leur assemblage. Le fret des équipements et des engins de chantier est comptabilisé dans l'étape de fret. Les impacts des travaux d'installation sont également comptabilisés. Les phases de travaux d'installation de la plateforme en mer, de la liaison et de la station de conversion à terre génèrent peu d'impacts comparativement à l'étape de fabrication et d'exploitation des ouvrages.
- *raccordement CM2* : réutilisation des données issues de l'ACV menée sur le raccordement CM1 ;
- *parc EMMN et parc 2* : intégration des données produites par EMMN et adaptées au parc 2 (en fonction du nombre d'éoliennes et de la puissance).

IX.1.1 EN PHASE TRAVAUX

IX.1.1.1 EMISSION DE POLLUANTS

Les émissions de polluants atmosphériques sont essentiellement liées aux échappements de groupes électrogènes, aux échappements moteurs des engins terrestres, aux engins nautiques et hélicoptères présents durant le chantier.

Le nombre de navires présents en même temps lors du chantier est de l'ordre de 20 à 30 navires cumulés pour les parcs éoliens et les ouvrages de raccordement.

Le nombre d'engins présents sur le chantier terrestre est d'environ 5 engins en simultané par tronçon de chantier.

IX.1.1.2 EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE

La phase de construction et de travaux du Projet engendre l'émission de gaz à effet de serre liée aux étapes du cycle de vie suivantes :

- extraction/fabrication : aux activités de fabrication des matériaux et des éléments des ouvrages des raccordements et des parcs ;
- fret : au transport et à l'acheminement des installations ;
- travaux : à l'installation des ouvrages et des éventuelles bases de maintenance (navires, véhicules de chantier, déplacements de personnel).

Ainsi, les émissions suivantes peuvent être estimées à environ :

- raccordements CM1 et CM2 : 154,7 ktCO₂ eq (CM1) et environ l'équivalent pour CM2 soit un total d'environ 300 ktCO₂eq avec la décomposition suivante pour chacun des raccordements :

- fabrication : 132 ktCO₂ eq
 - fret : 21 KtCO₂eq
 - travaux d'installation : 1,7 ktCO₂eq
- parcs éoliens (parc EMMN et parc 2) : 3 050 ktCO₂eq qui se répartissent comme suit, avec une large contribution de la production des matériaux.

Développement des parcs éoliens	20 000
Fabrication des éléments des parcs éoliens	2 400 000
Acheminement des éléments	430 000
Installation sur site	200 000
TOTAL (tCO₂eq)	3 050 000

IX.1.2 EN PHASE EXPLOITATION

IX.1.2.1 EMISSION DE POLLUANTS

Les émissions de polluants atmosphériques sont essentiellement liées aux échappements de groupes électrogènes, aux échappements moteurs des engins terrestres, aux engins nautiques et hélicoptères présents durant l'exploitation.

IX.1.2.2 EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE

IX.1.2.2.1 Estimation des émissions issues des ACV

Pour les parcs, les opérations de maintenance (préventive et corrective) sont émettrices de gaz à effet de serre par l'utilisation de navires assurant le transport des techniciens entre le port ou la base de maintenance et le parc (maintenance préventive).

- parcs éoliens : 45 ktCO₂eq.

Pour les ouvrages des raccordements, les émissions générées sont principalement dues :

- aux pertes électriques portées par l'exploitation des plateformes en mer et des stations de conversion à terre. La conversion du courant alternatif en courant continu implique des pertes à hauteur de 1% de la quantité d'énergie transitée.
- raccordements CM1 et CM2 : 128 KtCO₂eq (CM1) et environ l'équivalent pour CM2 soit un total d'environ 256 ktCO₂eq.

IX.1.2.2.2 Estimation des émissions évitées

Du fait de la production d'énergies renouvelables, le Projet est susceptible d'éviter des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle du système électrique. En considérant que le Projet raccorde une puissance de 2,5 GW d'éolien en mer, avec un facteur de charge des éoliennes de 40 %, cela correspond à une production annuelle de 8,7 TWh d'électricité. Partant de cette hypothèse, les émissions évitées par le Projet ont été estimées selon deux scénarios :

- à consommation d'électricité constante : la production d'énergie renouvelable, en se substituant à d'autres sources d'énergie électrique, contribue à la décarbonation du mix électrique à l'échelle européenne (les réseaux électriques étant interconnectés). Pour la seule année 2030, les émissions évitées sont estimées à 2 100 000 tCO₂e.

- par l'électrification des usages : l'ajout de production d'électricité permet de décarboner un usage (chauffage, mobilité...). L'électrification de l'usage permet de réduire les émissions directes, mais peut néanmoins entraîner des émissions supplémentaires sur le système électrique, car le profil de consommation lié à cet usage ne correspond pas parfaitement à la production renouvelable, et nécessite occasionnellement de la production thermique. Dans ce scénario, et pour la seule année 2030, les émissions évitées nettes s'élèvent à :
 - 4 700 000 tCO₂e dans le cas du passage d'un chauffage au gaz à une pompe à chaleur ;
 - 6 600 000 tCO₂e dans le cas du passage d'un véhicule essence à un véhicule électrique.

A noter que ces estimations sont réalisées en considérant le système électrique européen, car l'impact des émissions de gaz à effet de serre est indépendant du lieu où elles ont été produites et le réseau est interconnecté.

IX.1.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

IX.1.3.1 EMISSION DE POLLUANTS

Il est considéré que les sources émettrices de substances dans l'air sont identiques à celles décrites pour la phase travaux.

IX.1.3.2 EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE

La phase de démantèlement des ouvrages du Projet engendre l'émission de gaz à effet de serre liée :

- aux activités de travaux de démantèlement ;
- au traitement de fin de vie des composantes démantelées.

Dans l'ACV du raccordement de CM1, dont les résultats sont valables pour le raccordement CM2, pour la valorisation des matières premières, la méthode CFF (Circular Footprint Formula) est utilisée, comme cela est recommandé par la Commission européenne et prenant en compte 80 % du recyclage théorique dans l'allocation des impacts évités ou des bénéfiques.

La phase de démantèlement des raccordements CM1 et CM2 présente un bilan de - 66 ktCO₂eq.

La phase de démantèlement des parcs éoliens présente un bilan de 200 ktCO₂eq.

IX.2 LES EMISSIONS DANS LE SOL ET LE SOUS-SOL

IX.2.1 EN PHASE TRAVAUX

Aucun relargage de contaminants dans sol et le sous-sol n'est à considérer pour les navires de construction en mer.

Les engins de chantier, à terre, sont équipés de « kit anti-pollution » afin de pallier le risque de pollution en phase de construction.

Ainsi, lors de travaux, hormis un accident générant une fuite de carburant ou d'huile dans les sols et sous-sols, aucune autre source de rejet n'est identifiée. Les volumes associés seraient l'équivalent d'un réservoir ou circuit oléostatique d'engin de chantier ou de véhicules (jusqu'à 80 litres).

IX.2.2 EN PHASE EXPLOITATION

En phase exploitation des ouvrages en mer, aucun relargage de contaminants dans le sol et le sous-sol n'est à considérer que ce soit par les navires de maintenance, les éoliennes ou les plateformes électriques.

En phase exploitation des stations de conversion et des éventuelles bases de maintenance à terre, des systèmes d'assainissement non collectif sont installés et permettent la gestion des eaux issues des sanitaires. Ces systèmes sont conformes à la réglementation, le risque de pollution est négligeable.

Les liaisons souterraines sont des ouvrages ne rejetant aucune substance dans le sous-sol.

IX.2.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré que les sources émettrices de substances dans les sols et les sous-sols sont identiques à celles décrites pour la phase travaux.

IX.3 LES EFFLUENTS LIQUIDES

IX.3.1 EN PHASE TRAVAUX

Des navires intervenant durant la phase travaux, il n'est attendu aucun relargage de contaminants dans la colonne d'eau. Néanmoins, les travaux sont susceptibles de générer de manière accidentelle dans les eaux les rejets suivants :

- rejets de déchets ;
- rejets d'eaux usées ;
- fuite d'hydrocarbures et autres substances polluantes.

Conformément à la convention MARPOL (convention internationale concernant la pollution de la mer, élaborée dans le cadre de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) de 1978), une politique Hygiène, Sécurité, Environnement (HSE) est appliquée à bord des navires et engins utilisés. L'application de cette politique permet de limiter le risque de pollution accidentelle des eaux.

Par ailleurs, des « kits anti-pollution » sont disponibles à bord des navires, afin de pallier le risque de pollution en phase de construction.

Dans le cadre des travaux de tirage des liaisons sous-marines (aux atterrages et aux plateformes en mer), il peut être nécessaire d'utiliser des fluides lubrifiants pour diminuer les efforts mécaniques. Les fluides sont définis par le prestataire en charge de la réalisation des travaux. Toutefois, RTE s'engage à promouvoir l'utilisation des fluides biodégradables disponibles dans l'industrie. Les fiches des produits employés sont rendues disponibles sur site et peuvent être transmises en amont aux autorités compétentes.

IX.3.2 EN PHASE EXPLOITATION

IX.3.2.1 EN MER

En mer, les principaux rejets dans les eaux sont liés aux systèmes de protection cathodique mis en œuvre sur les structures immergées : zinc et aluminium pour les anodes sacrificielles (chaque anode est composée de 95 % d'aluminium et de 5% de zinc), acide hypochloreux et hypochlorite pour le courant imposé.

Pour les anodes sacrificielles, les quantités rejetées sur la durée de vie des ouvrages sont de l'ordre de :

- 2 232 t d'aluminium ;
- 117,5 t de zinc.

Les liaisons sous-marines sont des ouvrages ne rejetant aucune substance dans le milieu.

L'exploitation du Projet est susceptible de générer des pollutions accidentelles des eaux.

Au niveau des éoliennes ou des plateformes en mer, le risque de pollution est lié aux fuites d'huile ou de carburant. Toutefois, ces ouvrages sont équipés de système limitant le rejet et l'écoulement d'huile ou fluide polluant à l'extérieur de la machine et dans l'eau.

Tout comme les navires de construction, les navires liés à la maintenance sont conformes à la réglementation en vigueur en matière de protection des pollutions limitant ainsi le risque de rejet de polluants ou d'eaux usées dans le milieu. Ainsi, les navires de maintenance sont équipés de cuves à eaux noires et grises qui sont vidées régulièrement lors de leur présence au port ou sur la base de maintenance, ceux-ci étant équipés d'un système de récupération de ces eaux.

De plus, les navires de maintenance sont équipés de matériel de type « kit anti-pollution » permettant de pallier le risque de pollution de faible ampleur.

IX.3.2.2 A TERRE

Les liaisons souterraines sont des ouvrages ne rejetant aucune substance dans le milieu.

Pour la station de conversion du raccordement CM1, les eaux pluviales sont gérées par un bassin de régulation des eaux pluviales (volume de l'ordre de 1 500 m³) avant rejet dans un fossé de bord de route, les eaux usées (équivalent d'un sanitaire utilisé lors de la présence du personnel) par un système autonome.

Pour la station de conversion du raccordement CM2 les eaux pluviales sont gérées par infiltration (volume de l'ordre de 1 500 m³ environ), les eaux usées (équivalent d'un sanitaire utilisé lors de la présence personnel) par un système autonome.

Dans le cas où il y a des bases de maintenance de parc, celles-ci sont équipées d'ouvrages dimensionnés selon les règles en vigueur, limitant les risques de pollution des eaux.

IX.3.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré que les sources émettrices de substances dans l'eau sont identiques à celles décrites pour la phase travaux.

IX.4 LES EMISSIONS SONORES ET LES VIBRATIONS

IX.4.1 EN PHASE TRAVAUX

En phase travaux, les émissions sonores affectant le milieu marin et le milieu aérien sont :

- les émissions sonores associées à la circulation des navires ;
- les émissions sonores associées à l'utilisation des engins et matériels de chantier.

Le niveau de bruit maximal peut atteindre 150 dB(A), à proximité de la zone de chantier :

- émissions sonores associées au battage des pieux ou vibrofonçage (le niveau de bruit maximal peut atteindre 226 dB $1 \mu\text{Pa}^2 \text{ s}@1\text{m}$, à proximité de la zone de chantier), ainsi qu'aux travaux de pose des câbles inter-éoliennes et des liaisons électriques ;
- émissions sonores associées aux travaux à l'atterrissage notamment dans le cas de la pose de palplanches si des tranchées ouvertes sont réalisées.

Sur les bases de maintenance éventuelles et les chantiers terrestres des ouvrages de raccordement, les niveaux de bruit attendus sont ceux liés aux engins. Ils peuvent générer de manière localisée des vibrations dans le sol (estimation d'émissions maximales de 85 dB(A)).

En phase travaux, les vibrations identifiées sont celles dues à la circulation et l'utilisation des engins de chantier. Ces vibrations peuvent être ressenties à proximité directe de ces engins.

IX.4.2 EN PHASE EXPLOITATION

IX.4.2.1 EN MER

En phase d'exploitation, les émissions de bruit sont dues à la présence des navires de maintenance et hélicoptères, ainsi qu'aux éoliennes et plateformes électriques en fonctionnement.

Les niveaux de bruit à la source pour les navires de maintenance sont :

- pour le milieu sous-marin d'un maximum de 142 dB $1 \mu\text{Pa}^2 \text{ s}@1\text{m}$;
- pour le milieu aérien, d'un maximum de 80 dB(A) ;
- les hélicoptères émettent 100 dB(A) à 30 m.

Les niveaux de bruit des éoliennes sont :

- pour le milieu sous-marin d'un maximum de 154 dB $1 \mu\text{Pa}^2 \text{ s}@1\text{m}$;
- pour le milieu aérien, d'un maximum de 120 dB(A).

Les niveaux de bruit des plateformes électriques sont de 70 dB(A) à 10 m de chaque échangeur de chaleur.

IX.4.2.2 A TERRE

À terre, le bruit émis est en lien avec la présence des véhicules des personnes travaillant sur place, des camions et utilitaires intervenant ponctuellement sur site pour le réapprovisionnement. Il est d'un maximum de 80 dB(A).

Au niveau des stations de conversion terrestre, les émissions maximales sont de 100 dB (A).

Aucune vibration n'est attendue.

IX.4.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré que les sources émettrices de bruit sont identiques à celles décrites pour la phase travaux. Dans le cadre du démantèlement, les niveaux émis sont équivalents à ceux de la phase travaux.

IX.5 LES EMISSIONS LUMINEUSES

IX.5.1 EN PHASE TRAVAUX

La phase de construction du Projet en mer peut se dérouler de jour comme de nuit. En phase nocturne, les navires disposent du balisage lumineux réglementaire lié à la sécurité maritime. Les zones de travail des navires sont également éclairées afin de réduire au maximum le risque pour le personnel. Par ailleurs, à l'avancée du chantier, les fondations puis les éoliennes sont munies d'un balisage de chantier la nuit pour signaler leur présence.

La phase de construction du Projet à terre se déroule en journée. Les émissions lumineuses proviennent des engins de chantier et des projecteurs pour éclairer la zone de travaux. En période nocturne, la zone de chantier n'est pas éclairée en dehors des besoins de gardiennage.

IX.5.2 EN PHASE EXPLOITATION

En mer, les sources lumineuses sont celles issues du balisage lumineux réglementaire des ouvrages maritimes qui est différent en période diurne et en période nocturne, ainsi que celles des navires de maintenance.

Les stations de conversion ne sont pas éclairées sauf intervention nocturne exceptionnelle de RTE. Les sources d'éclairage sont les éclairages des bâtiments, des voiries et de sécurité. Les éclairages sont équipés de dispositifs à détection de présence.

Les bases de maintenance éventuelles peuvent être équipées de systèmes d'éclairage.

IX.5.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré que les sources émettrices de lumière sont identiques à celles décrites pour la phase travaux. Dans le cadre du démantèlement, les quantités émises sont équivalentes à celles de la phase travaux.

IX.6 LES EMISSIONS DE CHALEUR ET DE RADIATION

Les phases de travaux et de démantèlement des ouvrages du Projet n'émettent ni chaleur ni radiations.

IX.6.1 EMISSION DE CHALEUR

Durant l'exploitation des ouvrages, la circulation du courant électrique dans les câbles (inter-éolienne ou de raccordement) entraîne un dégagement de chaleur. Cette chaleur traverse les différentes couches du câble, puis est évacuée dans le milieu extérieur, par conduction.

Pour la partie sous-marine : l'eau est un excellent conducteur de chaleur, réduisant instantanément le phénomène d'échauffement. Ainsi, les pertes de chaleur sont localisées aux sédiments entourant les câbles et la transmission de chaleur vers le milieu marin est minime, se dissipant dans la colonne d'eau de mer. Lors du fonctionnement de la liaison sous-marine, l'élévation de température à 30 cm du sol se situe entre +1°C et +3°C en fonction des qualités de sols.

La circulation du courant dans les composants électriques des plateformes électriques en mer et stations de conversion à terre génère un dégagement de chaleur. Cette chaleur est évacuée dans l'air au moyen d'un système de refroidissement.

IX.6.2 EMISSION DE CHAMPS ELECTROMAGNETIQUES

Durant les phases de travaux et de démantèlement des ouvrages du Projet, aucun champ électromagnétique n'est émis.

Durant la phase d'exploitation, les câbles inter-éoliennes et les liaisons électriques émettent un champ magnétique.

Les valeurs sont données en suivant pour chaque type de liaison électrique du Projet.

IX.6.2.1 POUR LES CABLES INTER-EOLIENNES EN COURANT ALTERNATIF

L'estimation des émissions de champs magnétiques est la suivante :

Tableau 4 : Champs magnétique des câbles inter-éoliennes. Source : RTE

Champ magnétique 50 Hz (en μT)			
	Au-dessus de la liaison	A 5 m de l'axe	A 10 m de l'axe de la liaison
Valeurs maximales (μT)	7,5	0,6	0,2

Par analogie avec les calculs correspondant à la partie terrestre du Projet, les valeurs sont données à 1 mètre au-dessus du fond marin.

IX.6.2.2 POUR LES LIAISONS SOUS-MARINES EN COURANT CONTINU

L'estimation des émissions de champs magnétiques est la suivante :

Tableau 5 : Champs magnétique des liaisons sous-marines. Source : RTE

Champ magnétique statique (en μT)				
	Au-dessus de la liaison	A 5 m de l'axe	A 10 m de l'axe de la liaison	A 20 m de l'axe de la liaison
Valeurs maximales (μT)	16	2	0,6	0,2

Par analogie avec les calculs correspondants à la partie terrestre du Projet, les valeurs sont données à 1 mètre au-dessus du fond marin.

IX.6.2.3 POUR LES LIAISONS SOUTERRAINES EN COURANT CONTINU

L'estimation des émissions de champs magnétiques est la suivante :

Tableau 6 : Champs magnétique des liaisons souterraines en courant continu. Source : RTE

	Champ magnétique statique (en μT)			
	Au-dessus de la liaison	A 5 m de l'axe	A 10 m de l'axe de la liaison	A 20 m de l'axe de la liaison
Valeurs maximales (μT)	40	6	1,6	0,4
Valeurs maximales à proximité d'une chambre de jonction – hors atterrage (μT)	86	13	3,5	0,9
Valeurs maximales à proximité d'une jonction d'atterrage (μT)	111	26	7,7	2

Les valeurs sont données à 1 mètre au-dessus du sol, hauteur de référence utilisée dans les normes de mesure² des champs électriques et magnétiques émis par les ouvrages de transport et distribution d'électricité.

Les valeurs maximales correspondent au courant maximum que peut faire transiter la liaison et à une géométrie de pose défavorable, en l'occurrence celle des chambres de jonction. Les valeurs moyennes indicatives correspondent au courant moyen dans la liaison et à la géométrie de pose courante.

IX.6.2.4 POUR LES LIAISONS SOUTERRAINES EN COURANT ALTERNATIF

L'estimation des émissions de champs magnétiques est la suivante :

Tableau 7 : Champs magnétique des liaisons souterraines en courant alternatif. Source : RTE

	Champ magnétique 50Hz (en μT)				
	Au-dessus de la liaison	A 5 m de l'axe	A 10 m de l'axe de la liaison	A 15 m de l'axe de la liaison	A 100 m de l'axe de la liaison
Valeurs maximales (μT)	22,4	4,3	1,3	0,6	0,01

Conformément aux normes de mesures, on donne les valeurs de champs magnétiques à 1 mètre du sol.

² Normes CEI 61786, CEI 62110 et norme française AFNOR/UTE C99-132

IX.7 LA PRODUCTION DE DECHETS

IX.7.1 EN PHASE TRAVAUX

Les déchets susceptibles d'être émis durant la phase de travaux sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 8 : Production de déchets susceptibles d'être émis durant la phase travaux.

	Déchets inertes	Déchets industriels banals	Déchets industriels dangereux
Phase travaux et démantèlement	<p><u>Source principale</u> : raccordements électriques et bases de maintenance éventuelles</p> <p>Béton Ciments Gravats Terres excavées (estimation d'environ 5 000 m³ pour les raccordements électriques)</p>	<p><u>Source principale</u> : parcs éoliens, raccordements électriques et bases de maintenance éventuelles</p> <p>Métaux Bois non traité Plastique Quincaillerie Colle et mastic Emballage papier, carton, plastique Géotextile Morceaux de câbles Bombes aérosols Fluides de forage : bentonite aux atterrages (environ 8 000 m³ par atterrage)</p>	<p><u>Source principale</u> : engins de chantier et navires des parcs éoliens, raccordements électriques et bases de maintenance éventuelles</p> <p>Huile de moteur : quantité faible Huile hydraulique : quantité faible</p> <p>Mesures spécifiques à la maîtrise de la pollution mises en œuvre (kit anti-pollution par exemple, procédures HSE)</p>
Phase exploitation	Néant	<p>Métaux Plastique Quincaillerie Colle et mastic Emballage papier, carton, plastique Textile Équipement électronique Pile et accumulateur</p>	<p>Produits de peinture contenant des solvants Huile hydraulique Liquide de frein Huile de moteur Huile de boîte de vitesse Produits explosifs Chiffons souillés d'huile, graisse lubrifiante...</p>

L'organisation de l'évacuation des déchets du chantier sur les navires est faite en conformité avec la réglementation française et internationale (convention MARPOL notamment).

En ce qui concerne les terres excavées, le traitement en tant que déchets⁷ est réalisé selon :

- la hiérarchie des modes de gestion des déchets définie à l'article L. 541-1 II. 2° du Code de l'environnement ;
- les exigences de traçabilité des terres excavées et sédiments résultant du registre national (RNDTS) prévu à l'article R. 541-43-1 du Code de l'environnement ;
- le choix d'une valorisation matière ou d'une élimination en installation de stockage de déchets inertes.

⁷ sont considérés comme déchets uniquement les terres excavées et évacuées en dehors du site d'excavation (note ministérielle du 27 avril 2022)

IX.7.2 EN PHASE D'EXPLOITATION

Les déchets générés par les activités de maintenance d'un parc éolien et par son éventuelle base de maintenance sont de nature suivante :

- déchets non dangereux : emballages non-contaminés, déchets organiques, autres déchets non dangereux ;
- déchets dangereux : graisses, huiles, emballages contaminés, etc.

Les ouvrages des raccordements électriques, en fonctionnement normal, ne produisent pas de déchet.

Les seuls déchets produits sont ceux associés :

- aux opérations de maintenance exceptionnelles des liaisons électriques (production marginale de déchets) ;
- à certaines opérations de maintenance dans les stations de conversion (remplacement d'appareils par exemple) qui produisent des déchets (appareils composés de métal, céramique et pouvant contenir de l'huile ou du gaz SF6). Cette production de déchets reste néanmoins limitée, la durée de vie des appareils électriques étant de l'ordre de plusieurs décennies.
- à certaines opérations de maintenance (remplacement d'appareils ou de certaines pièces détachées) qui produisent des déchets comme des ampoules, équipements basse tension, eaux usées, déchets divers (métal, chiffon, huile, aérosol, etc.).

IX.7.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Il est considéré que les sources émettrices de déchets sont identiques à celles décrite pour la phase travaux. Dans le cadre du démantèlement, les quantités émises sont équivalentes à celles de la phase travaux.

X. PLANNING DU PROJET

Le planning des travaux du Projet est présenté sur la figure suivante.

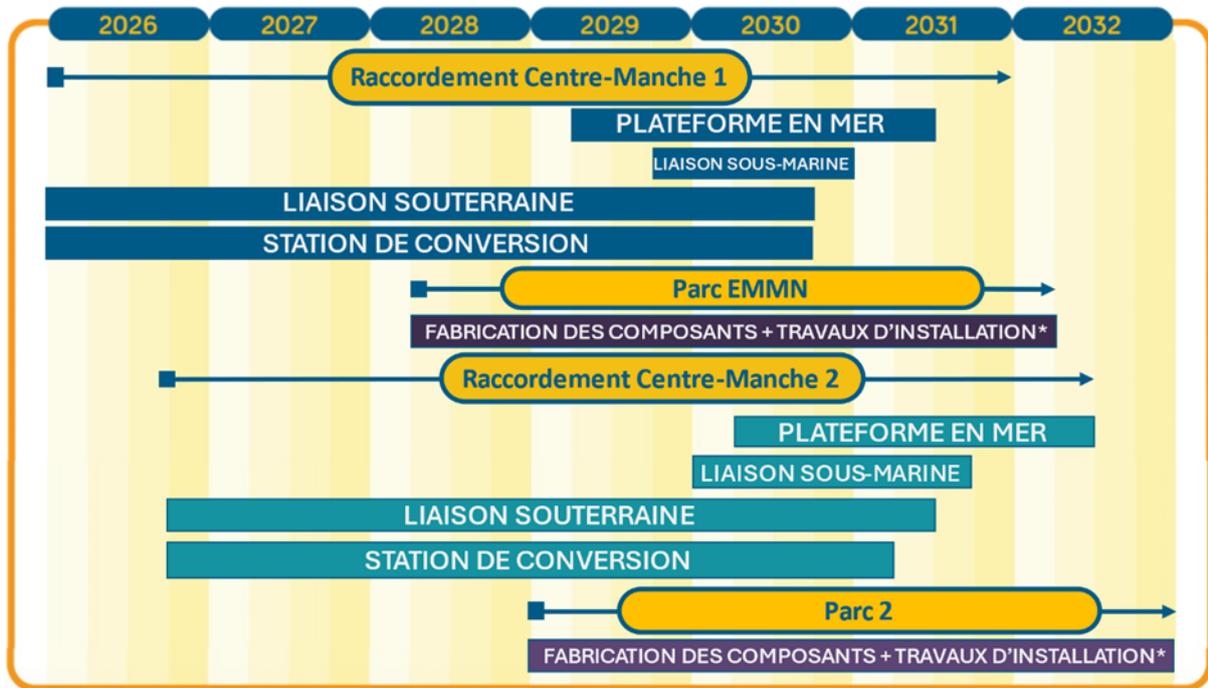


Figure 21 : Planning des travaux du Projet

XI. SYNTHÈSE DES CARACTÉRISTIQUES DU PROJET

Les principales caractéristiques du Projet sont rappelées dans le tableau ci-dessous. Lorsque des caractéristiques présentent une variabilité comme cela est prévu pour les autorisations délivrées au titre de l'article L.181-28-1 I 2° du Code de l'environnement, cela est identifié dans les colonnes « Caractéristiques variables discrètes » et/ou « Caractéristiques variables continues ».

Tableau 9 : Principales caractéristiques du Projet.

Caractéristiques	Type	Caractéristiques variables discrètes	Caractéristiques variables continues
PARC EMMN			
Puissance	/	/	1000 à 1050 MW
ÉOLIENNES			
Nombre	/	/	37 à 47
Puissance nominale	/	/	21,3 à 28 MW
Diamètre du rotor	/	/	276 à 330 m
Longueur de pale	/	/	138 à 165 m
Hauteur du moyeu	/	/	160 à 205 m
Hauteur en bout de pale	/	/	298 à 370 m
Air gap	/	/	22 à 40 m
FONDACTIONS			
Type	/	Jacket -> Solution de mise en place des pieux : • Battage, • Vibrofonçage, • Forage	• Emprise : 20 x 20 m à 35 x 35 m • 3 à 4 pieux par fondation • Diamètre de chaque pieu : 2,6 à 3,5 m
		Monopieu -> Solution de mise en place des pieux : • Battage • Vibrofonçage • Forage	• Diamètre de chaque pieu : 12 à 13 m
		Embase gravitaire	• Diamètre : 30 à 40 m
Protection contre la corrosion	/	Anodes sacrificielles ou courant imposé	/
Protection anti-affouillement	/	Jacket	• Rayon max. : 7 m autour de chaque pieu • Épaisseur max. : 1,5 m
		Monopieu	• Rayon max. : 26 m autour de chaque pieu • Épaisseur max. : 1,5 m
		Embase gravitaire	• Rayon max. : 26 m autour de chaque embase • Épaisseur max. : 1,5 m
CÂBLES INTER-ÉOLIENNES			
Linéaire de câbles	/	/	160 km max.
Protection	Ensouillage	• Charruage • Jetting • Tranchage	/
	Protections externes	/	• Linéaire : 16 km max. • Largeur max. : 7 m • Hauteur entre 0,75 et 1 m

Caractéristiques	Type	Caractéristiques variables discrètes	Caractéristiques variables continues
PARC 2			
Puissance	/	/	1 400 MW à 1 600 MW
ÉOLIENNES			
Nombre	/	/	55 à 69
Puissance nominale	/	/	21,3 à 28 MW
Diamètre du rotor	/	/	276 à 330 m
Longueur de pale	/	/	138 à 165 m
Hauteur du moyeu	/	/	160 à 205 m
Hauteur en bout de pale	/	/	298 à 370 m
Air gap	/	/	22 à 40 m
FONDTIONS			
Type	/	Jacket -> Solution de mise en place des pieux : • Battage, • Vibrofonçage, • Forage	• Emprise : 20 x 20 m à 35 x 35 m • 3 à 4 pieux par fondation • Diamètre de chaque pieu : 2,6 à 3,5 m
		Monopieu -> Solution de mise en place des pieux : • Battage, • Vibrofonçage, • Forage	• Diamètre de chaque pieu : 12 à 13 m
		Tripode -> Solution de mise en place des pieux : • Battage, • Vibrofonçage, • Forage	• Emprise : 20 x 20 m à 35 x 35 m • Diamètre de chaque pieu : 2,6 à 3,5 m
		Embase gravitaire	• Diamètre : 30 à 40 m
Protection contre la corrosion	/	Anodes sacrificielles ou courant imposé	/
Protection anti-affouillement	/	Jacket / Tripode	• Rayon max. : 7 m autour de chaque pieu • Épaisseur max. : 1,5 m
		Monopieu	• Rayon max. : 26 m autour de chaque pieu • Épaisseur max. : 1,5 m
		Embase gravitaire	• Rayon max. : 26 m autour de chaque embase • Épaisseur : 1,5 m max.
CÂBLES INTER-ÉOLIENNES			
Linéaire de câbles	/	/	240 km max.
Protection	Ensuillage	• Charruage • Jetting • Tranchage	/
	Protections externes	/	• Linéaire : 24 km max. • Largeur max. : 7 m • Hauteur entre 0,75 et 1 m

Caractéristiques	Valeurs	Caractéristiques variables discrètes	Caractéristiques variables continues
RACCORDEMENT CM1			
PLATEFORME ÉLECTRIQUE EN MER			
Superstructure	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensions : 103 m x 63 m • Hauteur : 45 m • (hors mât télécom, helideck et grue notamment) 	/	/
Sous-structure	<ul style="list-style-type: none"> • Fondation : jacket • Emprise sur les fonds : 90 x 60 m • Hauteur immergée : 50 m 	Solution de mise en place des pieux : <ul style="list-style-type: none"> • Battage • Vibrofonçage puis battage 	/
Protection anti-affouillement	<ul style="list-style-type: none"> • Épaisseur : 1 m • Surface : 8 000 m² 	/	/
Protection contre la corrosion	Anodes sacrificielles	/	/
LIAISON SOUS-MARINE			
Câbles conducteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm • Tension : +/- 320kV 	Types de pose : <ul style="list-style-type: none"> • Avec jonction en mer • Sans jonction en mer Techniques d'ensouillage : <ul style="list-style-type: none"> • Charruage • Jetting • Tranchage • Outil hybride • Outil à insufflation d'eau à forte pression Types de protections externes : <ul style="list-style-type: none"> • Enrochement • Matelas béton Passage à l'atterrage : <ul style="list-style-type: none"> • En sous-œuvre • En solution mixte (sous-œuvre et tranchée) 	/
ATTERRAGE			
Chambre de jonction	Dimensions : 20 x 6 x 1,5 m	/	/
Chambre de fibre optique	Dimensions : 2,6 x 1 x 0,8 m	/	/
Chambre de mise à la terre	Dimensions : 2,5 x 1,4 x 1 m	/	/
LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU			
Câbles de la liaison	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm 	/	/
STATION DE CONVERSION À TERRE			
Surface	Environ 5 ha	/	/
Hauteur maximale des bâtiments	22 m	/	/

Caractéristiques	Valeurs	Caractéristiques variables discrètes	Caractéristiques variables continues
RACCORDEMENT CM2			
PLATEFORME ÉLECTRIQUE EN MER			
Superstructure	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensions : 103 m x 63 m • Hauteur : 45 m • (hors mât télécom, helideck et grue notamment) 	/	/
Sous-structure	<ul style="list-style-type: none"> • Fondation : jacket • Emprise sur les fonds : 90 x 60 m • Hauteur immergée : 50 m 	Solution de mise en place des pieux : <ul style="list-style-type: none"> • Battage • Vibrofonçage puis battage 	/
Protection anti-affouillement	<ul style="list-style-type: none"> • Épaisseur : 1 m • Surface : 8 000 m² 	/	/
Protection contre la corrosion	Anodes sacrificielles	/	/
LIAISON SOUS-MARINE			
Câbles conducteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm • Tension : +/- 320kV 	Types de pose : <ul style="list-style-type: none"> • Avec jonction en mer • Sans jonction en mer Techniques d'ensouillage : <ul style="list-style-type: none"> • Charruage • Jetting • Tranchage • Outil hybride • Outil à insufflation d'eau à forte pression Types de protections externes : <ul style="list-style-type: none"> • Enrochement • Matelas béton 	/
ATTERRAGE			
Chambre de jonction	Dimensions : 20 x 6 x 1,5 m	/	/
Chambre de fibre optique	Dimensions : 2,6 x 1 x 0,8 m	/	/
Chambre de mise à la terre	Dimensions : 2,5 x 1,4 x 1 m	/	/
LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU			
Câbles de la liaison	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm 	/	/
STATION DE CONVERSION À TERRE			
Surface	Environ 5 ha	/	/
Hauteur maximale des bâtiments	22 m	/	/

<i>Caractéristiques</i>	<i>Valeurs</i>	<i>Caractéristiques variables discrètes</i>	<i>Caractéristiques variables continues</i>
LIAISON INTER-PLATEFORMES			
Câbles conducteurs	Nombre de tri-câbles : 3	Technique d'ensouillage <ul style="list-style-type: none"> • Charruage • Jetting • Tranchage • Outil hybride • Outil à insufflation d'eau à forte pression Type de protection externe <ul style="list-style-type: none"> • Enrochement • Matelas béton 	/
	Diamètre d'un tri-câble : 22 cm		
	Tension : 132 kV		

