



Le réseau
de transport
d'électricité

PROJET DE PARCS ÉOLIENS EN ZONE CENTRE MANCHE ET LEURS RACCORDEMENTS

FASCICULE R2-2

Description du raccordement CM2

Novembre 2025



RÉGION NORMANDIE
DÉPARTEMENT DU CALVADOS

TABLE DES MATIERES

I.	Avant-Propos.....	9
II.	Présentation générale du raccordement CM2.....	10
III.	Localisation du raccordement CM2	11
III.1	Localisation de la plateforme électrique en mer	11
III.2	Localisation de la liaison sous-marine en courant continu.....	13
III.3	Localisation de la jonction d’atterrage	15
III.4	Localisation de la liaison souterraine en courant continu	17
III.5	Localisation de la station de conversion Garcelles	19
III.6	Localisation de la liaison aérienne en courant alternatif.....	19
III.7	Localisation du poste électrique de Tourbe	19
IV.	Description des caractéristiques techniques du raccordement CM2	20
IV.1	Description des caractéristiques techniques de la plateforme électrique en mer.....	20
IV.1.1	Caractéristiques de la superstructure de la plateforme électrique en mer	20
IV.1.2	Caractéristiques de la sous-structure de la plateforme électrique en mer.....	21
IV.1.3	Description des systèmes de balisages en mer	23
IV.2	Description des caractéristiques techniques de la liaison inter-plateformes	25
IV.3	Description des caractéristiques techniques de la liaison sous-marine en courant continu	26
IV.4	Description des caractéristiques techniques de la jonction d’atterrage	27
IV.5	Description des caractéristiques techniques de la liaison souterraine en courant continu.....	28
IV.6	Description des caractéristiques techniques de la station de conversion Garcelles.....	30
IV.7	Description des caractéristiques techniques de la liaison aérienne en courant alternatif	34
V.	Modalités de travaux de construction des installations et ouvrages du raccordement CM2	35
V.1	Opération d’installation de la plateforme électrique en mer	36
V.1.1	Opérations d’installation de la protection anti-affouillement de la plateforme électrique en mer.....	36
V.1.2	Transports.....	36
V.1.3	Installation de la sous-structure (jacket)	37
V.1.4	Installation des pieux	37
V.1.5	Installation de la superstructure.....	41
V.2	Travaux de pose de la liaison sous-marine	42
V.2.1	Ecartement entre les câbles	42
V.2.2	Organisation du chantier	44
V.2.3	Travaux de protection par ensouillage	45
V.2.4	Travaux de protection externe	49
V.2.5	Scénario probable pour le raccordement CM2	50
V.3	Travaux de pose des câbles sous-marins au niveau de la plateforme électrique en mer	52
V.4	Travaux de pose de la liaison inter-plateformes	53

V.5	Travaux d'installation des ouvrages à l'atterrage.....	54
V.5.1	Travaux avec un passage en sous-œuvre	54
V.5.2	Travaux de la jonction d'atterrage.....	56
V.6	Travaux d'installation de la liaison souterraine en courant continu	57
V.6.1	Méthodologie de pose des câbles souterrains.....	57
V.6.2	Techniques de travaux en tranchée.....	57
V.6.3	Modes de pose pour le passage d'obstacles	60
V.7	Travaux d'installation de la station de conversion Garcelles	69
V.8	Travaux d'installation de la liaison aérienne en courant alternatif	69
V.9	Travaux induits dans le poste électrique de Tourbe.....	70
VI.	Description de la phase d'exploitation et de maintenance du raccordement CM2.....	71
VI.1	Exploitation et maintenance de la plateforme électrique en mer	71
VI.1.1	Surveillance de l'ouvrage.....	71
VI.1.2	Maintenance préventive.....	71
VI.1.3	Maintenance préventive.....	72
VI.1.4	Maintenance curative.....	73
VI.2	Exploitation et maintenance des liaisons sous-marines.....	73
VI.2.1	Maintenance curative.....	73
VI.3	Exploitation et maintenance de la liaison souterraine	74
VI.4	Exploitation et maintenance de la station de conversion Garcelles	74
VI.5	Exploitation et maintenance de la liaison aérienne	74
VII.	Modalités de démantèlement et de remise en état du site	75
VII.1	Contexte juridique	75
VII.2	Démantèlement de la plateforme électrique en mer.....	76
VII.3	Démantèlement des liaisons sous-marines	77
VII.4	Démantèlement de la liaison souterraine en courant continu.....	77
VII.5	Démantèlement de la liaison aérienne en courant alternatif	77
VII.6	Démantèlement de la station de conversion Garcelles.....	77
VIII.	Principales caractéristiques de la phase opérationnelle (énergie, matériaux, ressources)	78
VIII.1	Demande et utilisation d'énergie	78
VIII.1.1	Phase travaux.....	78
VIII.1.2	Phase exploitation	78
VIII.1.3	En phase démantèlement.....	78
VIII.2	Nature et quantité de matériaux et ressources naturelles utilisées	79
VIII.2.1	En phase travaux.....	79
VIII.2.2	En phase exploitation	79
VIII.2.3	En phase démantèlement.....	79
IX.	Estimation des types et des quantités de résidus et d'émissions attendus	80
IX.1	Les émissions atmosphériques	80

IX.1.1	Résultats globaux sur les émissions de gaz à effet de serre du raccordement (ou empreinte carbone du raccordement)	80
IX.1.2	Résultats globaux sur les autres indicateurs d'impacts	81
IX.1.3	Phase de fabrication et fret du raccordement	81
IX.1.4	Phase travaux du raccordement	81
IX.1.5	Phase exploitation du raccordement	82
IX.1.6	Phase démantèlement du raccordement	82
IX.2	Les émissions dans le sol et le sous-sol	83
IX.2.1	En phase travaux	83
IX.2.2	En phase exploitation	83
IX.2.3	En phase démantèlement	83
IX.3	Les effluents liquides	83
IX.3.1	En phase travaux	83
IX.3.2	en phase exploitation	84
IX.3.3	En phase démantèlement	84
IX.4	Les émissions sonores et les vibrations	85
IX.4.1	En phase travaux	85
IX.4.2	En phase exploitation	85
IX.4.3	En phase démantèlement	85
IX.5	Les émissions lumineuses	86
IX.5.1	En phase travaux	86
IX.5.2	En phase exploitation	86
IX.5.3	En phase démantèlement	86
IX.6	Les émissions de chaleur et de radiation	86
IX.6.1	Emission de chaleur	86
IX.6.2	Emission de champs électromagnétiques : liaison en courant continu	87
IX.6.3	Conclusion	93
IX.7	La production de déchets	93
IX.7.1	En phase travaux	93
IX.7.2	En phase d'exploitation	97
IX.7.3	En phase démantèlement	98
X.	Planning du raccordement CM2	99
XI.	Synthèse des caractéristiques du raccordement CM2	100

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Coordonnées de la zone d’implantation de la plateforme électrique en mer	11
Tableau 2 : Numéro de parcelle concernée par la jonction d’atterrage	15
Tableau 3 : Communes traversées	17
Tableau 4 : Numéros de parcelles concernées par la station de conversion	19
Tableau 5 : Numéros de parcelles concernées par la liaison aérienne en courant alternatif.....	19
Tableau 6 : Dimensions et caractéristiques de la plateforme électrique en mer	22
Tableau 7 : Dimensions et caractéristiques de la liaison inter-plateformes	25
Tableau 8 : Dimensions et caractéristiques de la liaison sous-marine.....	26
Tableau 9 : Dimensions et caractéristiques de l’atterrage.....	27
Tableau 10 : Dimensions et caractéristiques de la liaison souterraine en courant continu	29
Tableau 11 : Dimensions et caractéristiques de la station de conversion à terre	33
Tableau 12 : Dimensions et caractéristiques de la liaison aérienne de Tourbe en courant alternatif	34
Tableau 13 : Liste des obstacles passés en passage en sous-œuvre.....	60
Tableau 14 : Estimation des consommations de carburant des engins de travaux.....	78
Tableau 15 : Types et quantités de matériaux utilisés	79
Tableau 16 : Emissions de gaz à effet de serre en phase travaux. Source : SETEC, 2023	80
Tableau 17 : Champs magnétique de la partie souterraine. Source : RTE	90
Tableau 18 : Champs magnétique de la partie sous-marine. Source : RTE.....	90
Tableau 19 : Type de déchets susceptibles d’être générés au cours de la phase travaux de la plateforme en mer. Source : OVERDICK – CM1 Preliminary Emission Study.....	94
Tableau 20 : Type de déchets susceptibles d’être générés au cours de la phase exploitation de la plateforme en mer. Source : OVERDICK – CM1 Preliminary Emission Study.....	98

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma de principe du raccordement en courant continu d'un parc éolien en mer	10
Figure 2 : Exemple de plateforme électrique en mer. Source : RTE.....	21
Figure 3 : Schéma de principe d'un tri-câble sous-marin. Source : RTE.....	25
Figure 4 : Schéma de principe d'un câble sous-marin unipolaire. Source : RTE	26
Figure 5 : Chambre de jonction d'atterrissage avant comblement. Source : RTE.....	27
Figure 6 : Représentation schématique de la constitution d'un câble souterrain. Source : RTE.....	28
Figure 7 : Câble sur touret (à gauche) et chambre de jonction terrestre (à droite). Source : RTE	28
Figure 8 : Exemple de balisage existant pour une liaison souterraine. Source : RTE	29
Figure 9 : Plan masse de principe de la station de conversion de Garcelles.....	30
Figure 10 : Illustration de l'intérieur d'un bâtiment de conversion (source : RTE).....	31
Figure 11 : Principe de la fosse déportée	32
Figure 12 : Exemple d'une station de conversion à terre (IFA2 – Bellengreville - Calvados). Source : RTE.	32
Figure 13 : Exemple de transports de pieux et de la sous-structure sur une barge. Source : DNV	37
Figure 14 : à gauche - Installation des pieux à travers la sous-structure (grue de levage et barge de transport des pieux, sous-structure posée et pieux installés) ; à droite - Zoom sur un pieux dans la sous- structure (exemple de battage d'un pieu). Source : RTE	40
Figure 15 : Exemple d'installation d'une superstructure. Source : RTE	41
Figure 16 : Exemple d'opération de transfert de câble du navire de transport vers un navire câblé. Source : RTE - chantier de Saint-Nazaire	44
Figure 17 : Charrue. Source : RTE	46
Figure 18 : Engin d'injection d'eau. Source : RTE	46
Figure 19 : Trancheuse mécanique à roue. Source : RTE	47
Figure 20 : Exemple d'outil hybride – Vertical Injector « Moonfish ». Source : RTE.....	47
Figure 21 : Représentation de la méthode d'insufflation d'eau à forte pression. Source : RTE	48
Figure 22 : Photo d'une pose d'un matelas béton sur un câble sous-marin. Source : RTE.....	49
Figure 23 : Représentation d'une jonction type Oméga – Source : RTE	51
Figure 24 : Schéma d'installation de la liaison sous-marine à proximité de la plateforme en mer (incluant le stockage temporaire des câbles sur le fond marin) – Source : RTE	51
Figure 25 : Exemple de protections anti-affouillement des câbles aux pieds de la plateforme électrique en mer. Source : DNV	52
Figure 26 : Schéma d'installation de la liaison inter-plateformes (incluant le stockage temporaire des câbles sur le fond marin) – Source : RTE	53
Figure 27 : Etapes de réalisation d'un forage dirigé - source RTE	55
Figure 28 : Exemple de plateforme jack-up pour assistance à forage	55
Figure 29 : Représentation schématique de la pose en tranchée : PVC avec béton (à gauche) et PEHD pleine terre (à droite). Source : RTE	58
Figure 30 : Pose de liaison souterraine PVC béton à deux circuits sous et en bordure de voirie. Source : RTE	58
Figure 31 : Pose d'une liaison souterraine 225 kV en fourreaux PEHD en zone agricole. Source : RTE	58
Figure 32 : Exemple d'emprise travaux en terrain agricole	59
Figure 33 : Représentation de la technique du forage dirigé. Source : RTE.....	62
Figure 34 : Représentation schématique de la technique du fonçage. Source : RTE.....	63

Figure 35 : Passage de buse. Source : RTE.....	63
Figure 36 : Passage de buse dans le cas de charge suffisante. Source : RTE.....	64
Figure 37 : Passage de buse dans le cas de charge insuffisante. Source : RTE.....	64
Figure 38 : Etapes des travaux pour le passage d'un cours d'eau par ensouillage	68
Figure 39 : Poste électrique de Tourbe existant. Source : RTE.....	70
Figure 40 : Principe d'opération de maintenance curative d'une liaison électrique en mer. Source : RTE.....	73
Figure 41 : Répartition des contributions des étapes de cycle de vie du raccordement CM2 pour les 4 indicateurs impact qualité de l'air et indicateur sur le changement climatique	81
Figure 42 : Schéma des rayonnements solaires – source : RTE.....	87
Figure 43 : Schéma d'un orage et effet sur le champ électrique statique – source : RTE.....	87
Figure 44 : cartographie du champ magnétique – source : ESA/DTU Space.....	87
Figure 45 : Machinerie à imagerie par résonnance magnétique, Wikimedias Commons	88
Figure 46 : Cartographie des variations topographiques du champ magnétique terrestre (les écarts entre zones bleues et rouges sont de l'ordre de 1µT (source : Bureau de Recherches Géologiques et Minières)	91
Figure 47 : Planning prévisionnel de travaux du raccordement CM2	99

LISTE DES CARTES

Carte 1 : Localisation de la zone d'implantation de la plateforme électrique en mer et de la liaison électrique inter-plateformes	12
Carte 2 : Zone dans laquelle sera installée de la liaison sous-marine.....	14
Carte 3 : Localisation de la zone d'installation de la jonction d'atterrage	16
Carte 4 : Zone d'installation des ouvrages terrestres du raccordement CM2	18
Carte 5 : Schématisation des options de pose de la liaison sous-marine	43
Carte 6 : Passages en sous-œuvre.....	61
Carte 7 : Type de traversées des cours d'eau.....	65

I. AVANT-PROPOS

Le fascicule R2-2 présente les principales caractéristiques du raccordement CM2. Pour cela, il aborde dans ses différentes parties les dimensions des ouvrages, leurs localisations, 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 fascicule R2-2 précise le chapitre 2 en ce qui concerne les ouvrages du raccordement CM2.

Les éléments présentés dans le fascicule R2-2 sont exploités dans le fascicule R2-5 pour analyser les effets du raccordement CM2 sur l'environnement.

II. PRESENTATION GENERALE DU RACCORDEMENT CM2

Le raccordement CM2 se compose des installations suivantes :

- 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 éoliens. La station de conversion convertit en courant continu l'énergie produite en courant alternatif par les parcs éoliens et élève son niveau de tension pour atteindre 320 000 Volts, en vue de faciliter son transit vers le réseau terrestre ;
- une **liaison sous-marine** en 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** en 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 convertit l'énergie en courant alternatif et augmente son niveau de tension jusqu'à atteindre 400 000 Volts ;
- une **liaison aérienne** qui assure le transit de l'énergie en courant alternatif de la station de conversion terrestre vers le poste électrique existant de Tourbe depuis lequel l'énergie produite par les parcs éoliens est mise en circulation sur le réseau public de transport d'électricité.

Par ailleurs, une liaison sous-marine en courant alternatif pourrait relier la plateforme électrique en mer du raccordement CM2 à la plateforme électrique en mer du raccordement CM1.

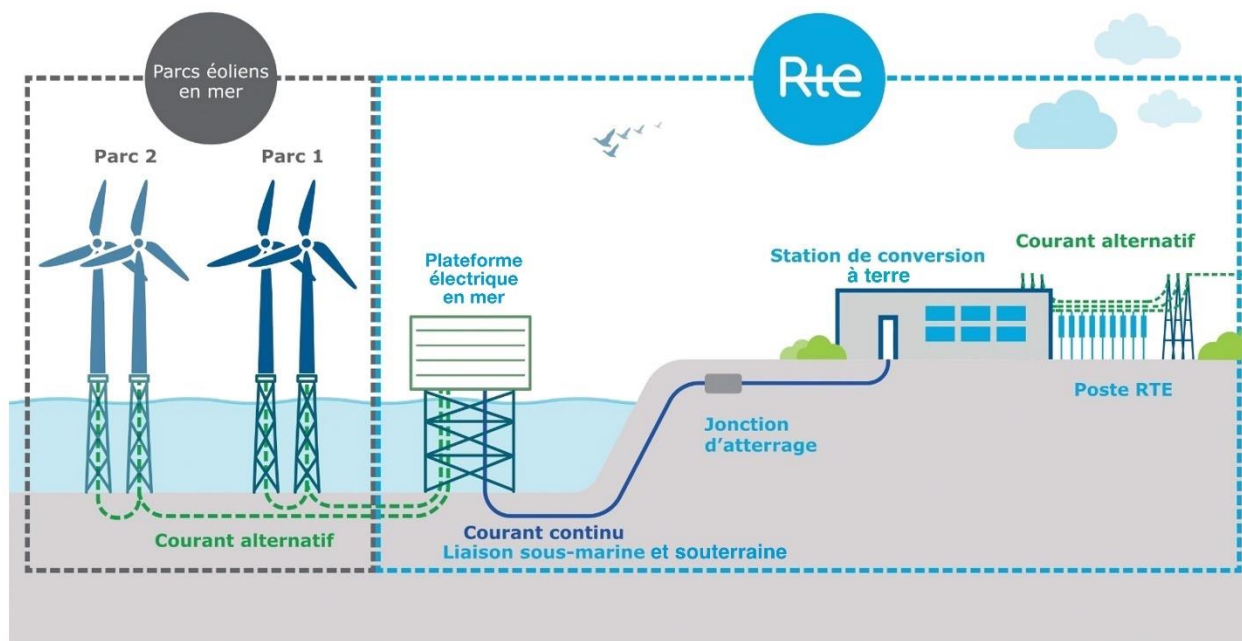


Figure 1 : Schéma de principe du raccordement en courant continu d'un parc éolien en mer

III. LOCALISATION DU RACCORDEMENT CM2

Le raccordement CM2 est composé d'ouvrages implantés en zone économique exclusive (ZEE), dans le domaine public maritime (DPM) et dans le département du Calvados. Il relie le parc 2¹ au poste électrique existant de Tourbe, qui se situe au sud-ouest de la commune de Bellengreville entre le hameau de la Hogue (commune de Bourguébus) et celui de Secqueville (commune Le Castelet).

III.1 LOCALISATION DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

La plateforme électrique en mer du raccordement CM2 est située au sein d'une surface de 4 000 000 m² (400 ha) dont les coordonnées sont précisées ci-dessous.

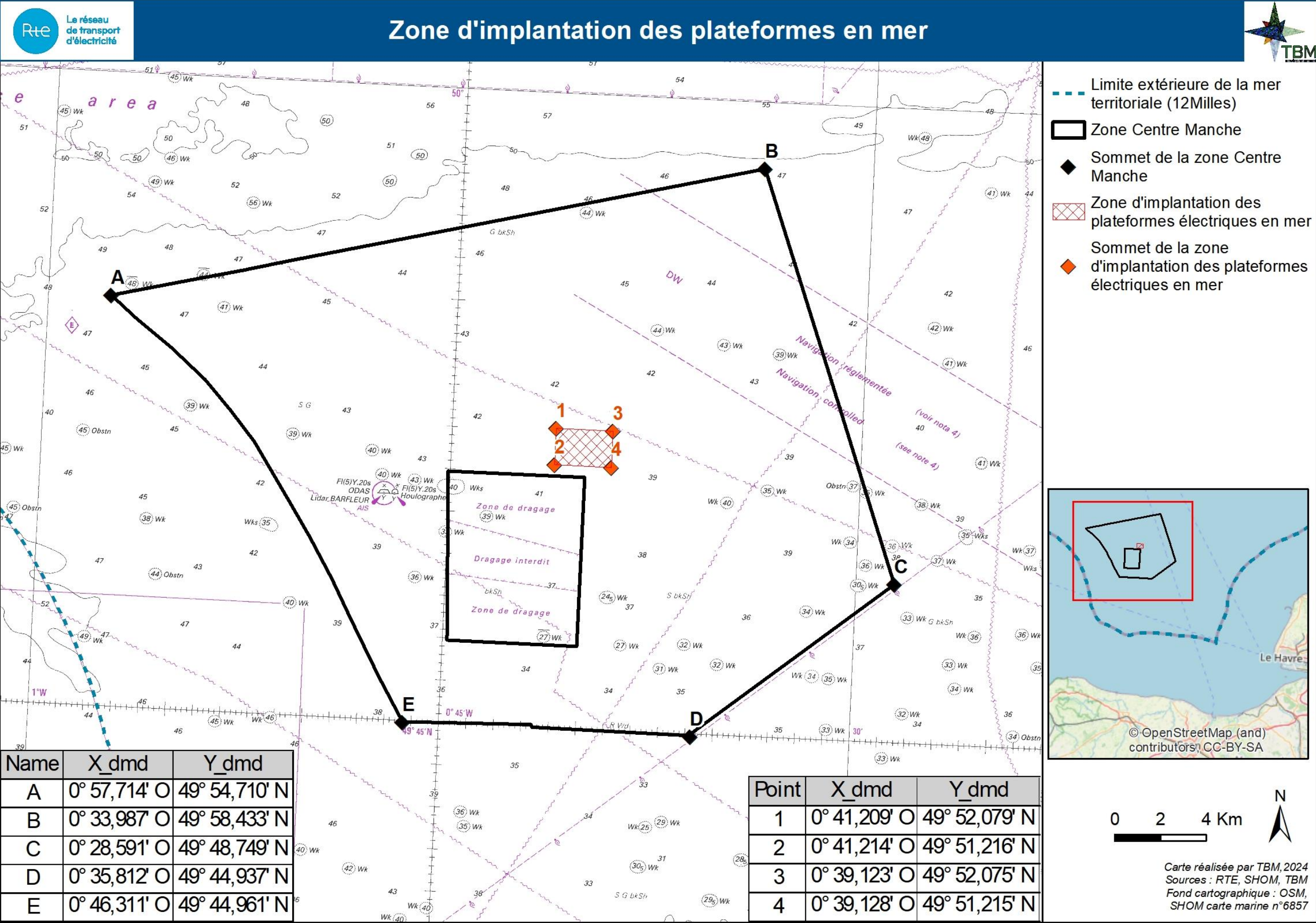
Tableau 1 : Coordonnées de la zone d'implantation de la plateforme électrique en mer

Point	Latitude	Longitude
1	49°52'4.764"N	0°41'12.556"W
2	49°51'12.960"N	0°41'12.818"W
3	49°52'4.476"N	0°39'7.369"W
4	49°51'12.888"N	0°39'7.664"W

L'emplacement précis de la plateforme électrique en mer du raccordement CM2 sera défini, au sein de cette zone d'implantation, en tenant compte des contraintes géologiques et des éventuels risques pyrotechniques.

La liaison sous-marine à courant alternatif pouvant relier les 2 plateformes serait située dans cette même surface.

¹ Conformément au chapitre 2, les deux parcs éoliens du Projet sont nommés parc EMMN et parc 2

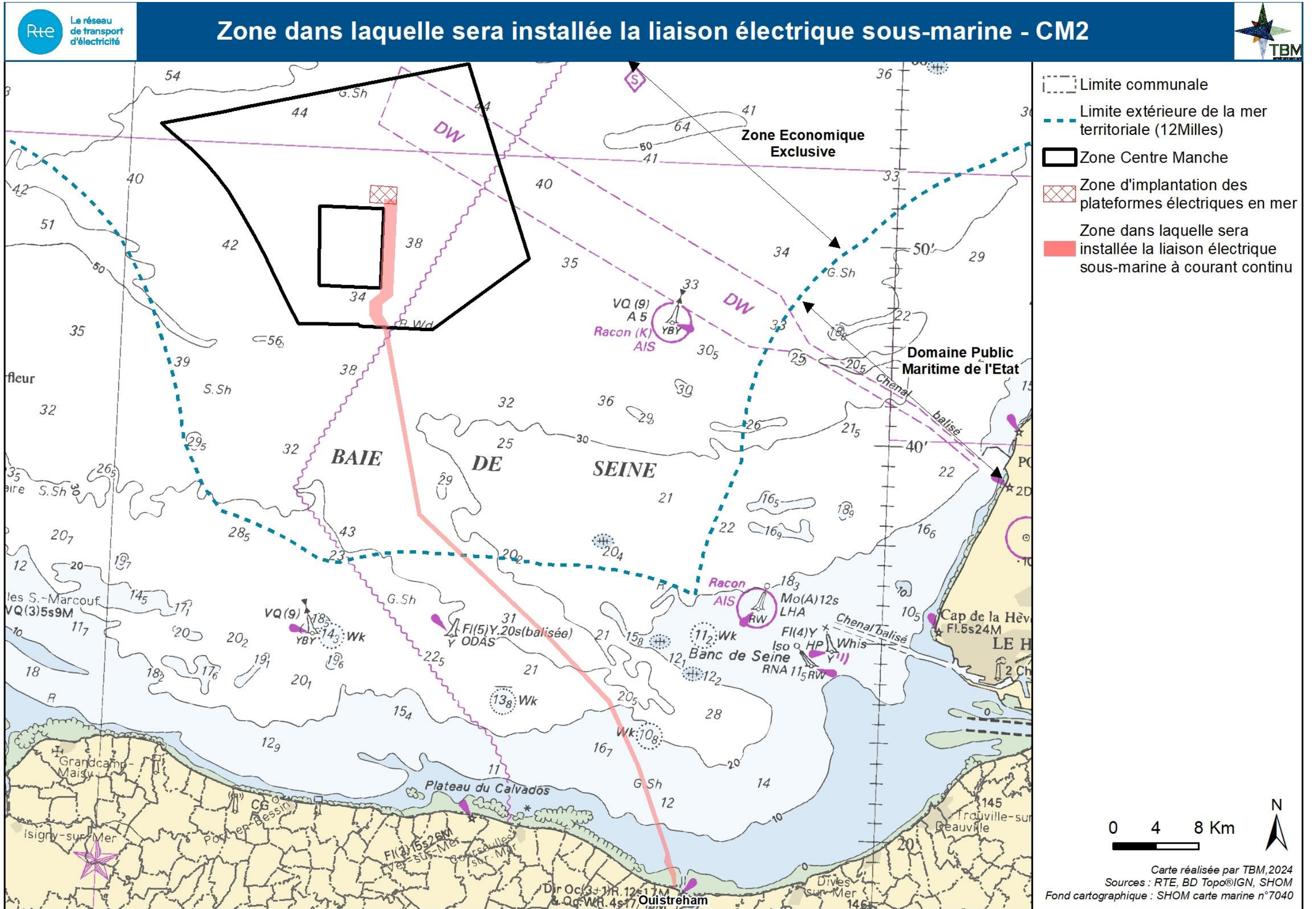


Carte 1 : Localisation de la zone d'implantation de la plateforme électrique en mer et de la liaison électrique inter-plateformes

III.2 LOCALISATION DE LA LIAISON SOUS-MARINE EN COURANT CONTINU

La zone dans laquelle est installée la liaison sous-marine, d'une largeur moyenne de 400 m, s'étend de la plateforme électrique en mer à la jonction d'atterrage sur le littoral de la commune de Ouistreham.

La liaison sous-marine traverse la zone économique exclusive puis le domaine public maritime de l'Etat pour un linéaire maximum de 80 km.



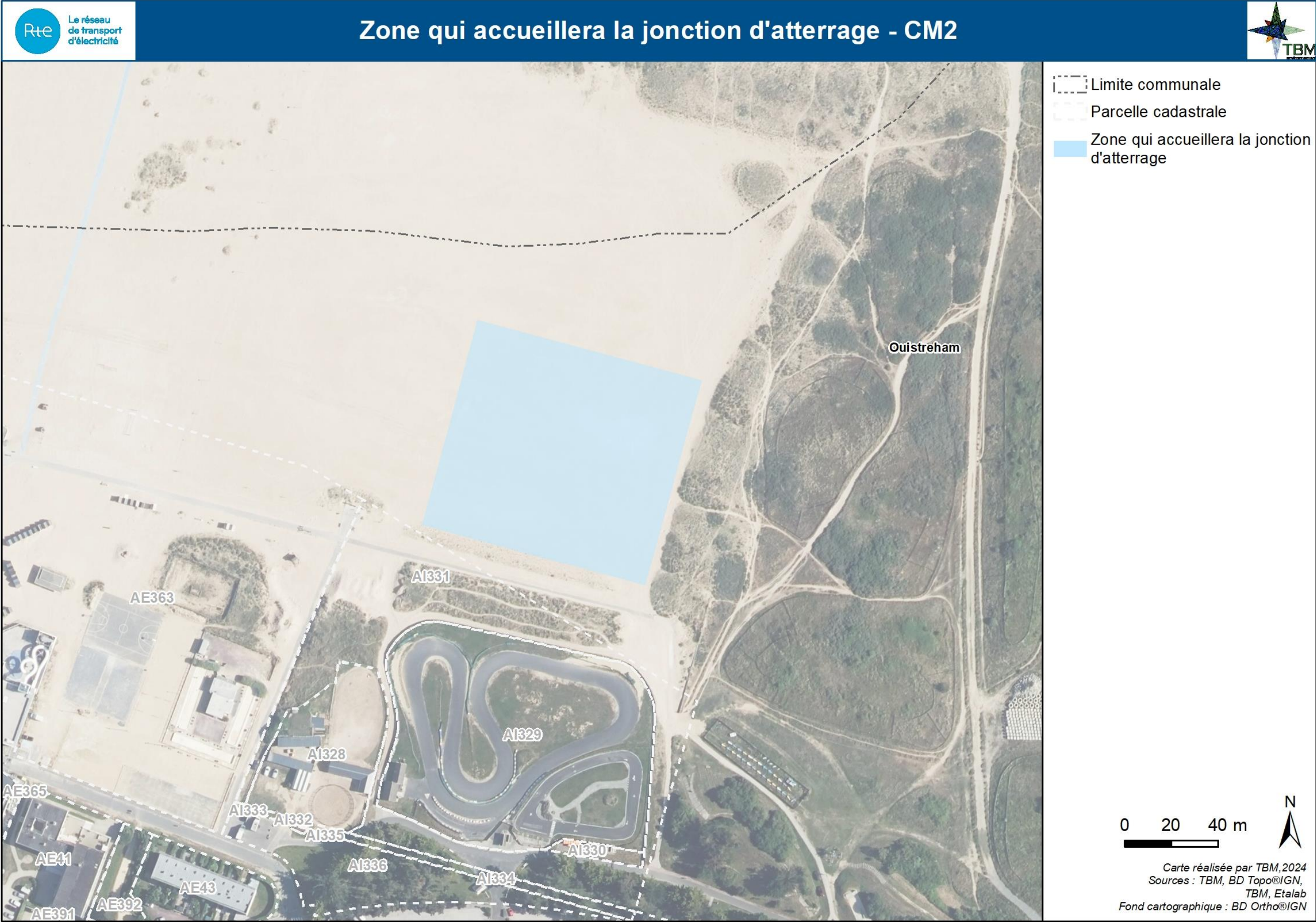
Carte 2 : Zone dans laquelle sera installée de la liaison sous-marine

III.3 LOCALISATION DE LA JONCTION D'ATERRAGE

La jonction d'atterrage est positionnée sur le littoral de la commune de Ouistreham, en amont de la parcelle AI331.

Tableau 2 : Numéro de parcelle concernée par la jonction d'atterrage

N° de la parcelle cadastrale
En amont de la parcelle AI331



III.4 LOCALISATION DE LA LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU

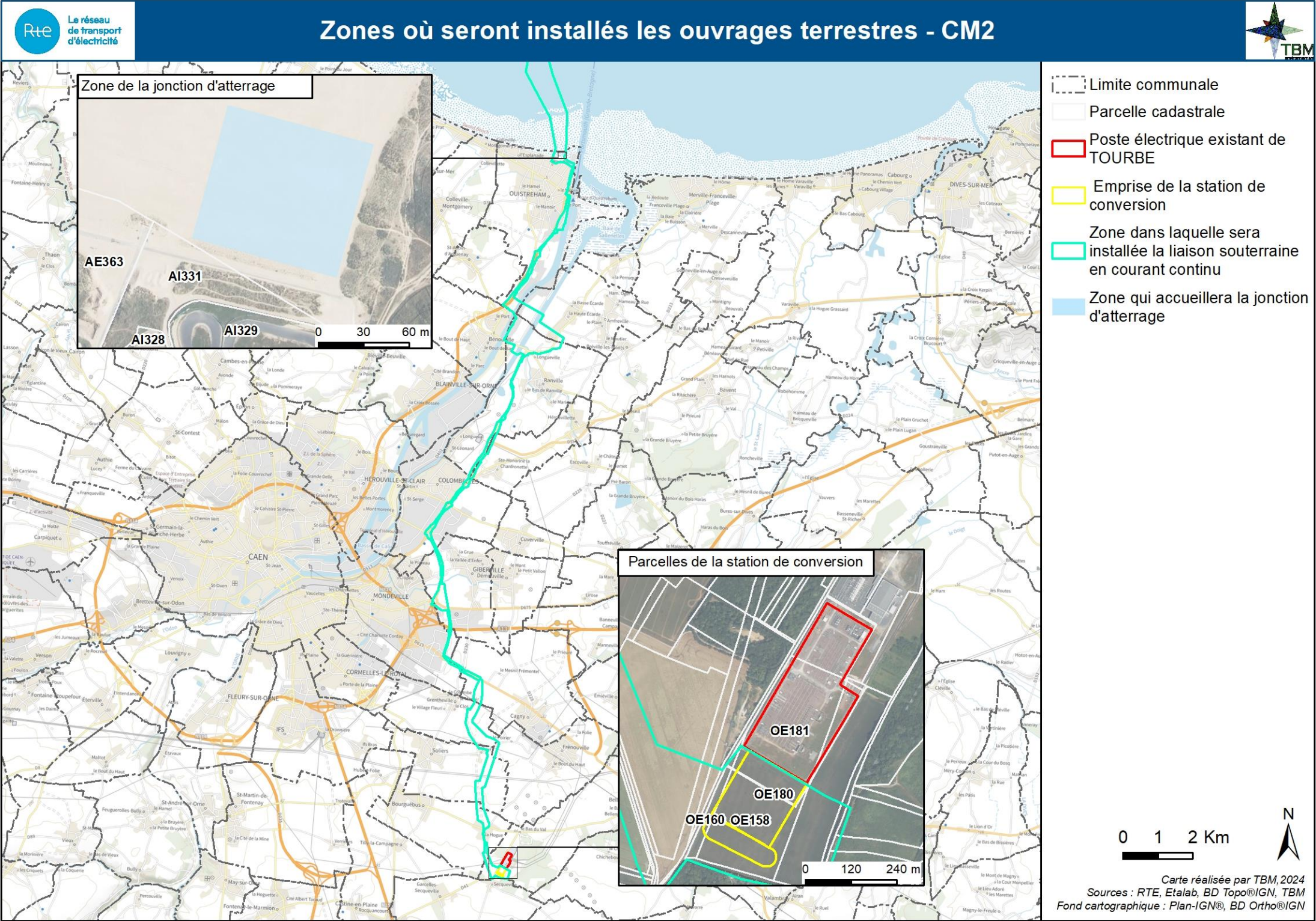
La liaison souterraine en courant continu est installée de la jonction d’atterrage sur la commune de Ouistreham à la station de conversion Garcelles, située sur la commune de Bellengreville.

La zone dans laquelle est installée la liaison électrique souterraine présente une largeur moyenne de 30 m sur une longueur de maximum 30 km.

Elle traverse 14 communes du département du Calvados.

Tableau 3 : Communes traversées

Communes traversées	
Amfreville	Grentheville
Bellengreville	Hérouvillette
Bourguébus	Le Castelet
Cagny	Mondeville
Colombelles	Ouistreham
Frénouville	Ranville
Giberville	Soliers



Carte 4 : Zone d'installation des ouvrages terrestres du raccordement CM2

III.5 LOCALISATION DE LA STATION DE CONVERSION GARCELLES

La station de conversion se situe sur la commune de Bellengreville. Les parcelles cadastrales concernées par la station de conversion (+1 ha environ d'aménagement paysagers extérieurs à la station) sont les suivantes :

Tableau 4 : Numéros de parcelles concernées par la station de conversion

N° des parcelles cadastrales			
0E158	0E160	0E180	0E181

III.6 LOCALISATION DE LA LIAISON AERIEENNE EN COURANT ALTERNATIF

Cette liaison, d'une longueur maximale de 100 m, se situe sur la commune de Bellengreville.

Les parcelles cadastrales traversées sont les suivantes :

Tableau 5 : Numéros de parcelles concernées par la liaison aérienne en courant alternatif

N° des parcelles cadastrales	
0E180	0E181

III.7 LOCALISATION DU POSTE ELECTRIQUE DE TOURBE

Déjà existant, le poste électrique à terre de Tourbe est localisé au sud-ouest de Bellengreville.

IV. DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DU RACCORDEMENT CM2

Le raccordement CM2 se compose :

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

Par ailleurs, une liaison sous-marine pourrait relier les deux plateformes électriques des raccordements CM1 et CM2.

IV.1 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

La plateforme comprend une station de conversion et un poste électrique. Elle est composée :

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

IV.1.1 CARACTERISTIQUES DE LA SUPERSTRUCTURE DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

La superstructure, émergée, présente les caractéristiques maximales suivantes : 63 mètres de largeur, 103 mètres de longueur et de 45 mètres de hauteur, hors installations disposées sur le pont supérieur telles que mâts de télécommunication, grues principales, plateforme hélicoptère, quartier d'habitation. Le pont supérieur accueille les grues principales, les mâts de communication de l'ordre d'une vingtaine de mètres de hauteur et un hélideck. La superstructure est posée sur la sous-structure à une vingtaine de mètres au-dessus du niveau des plus basses eaux.



Figure 2 : Exemple de plateforme électrique en mer. Source : RTE

Elle est composée de plusieurs étages fermés pour les installations électriques : d'une part, le poste électrique permettant le raccordement des câbles inter-éoliennes, d'autre part, la station de conversion qui permet de transformer le courant alternatif 132 000 Volts en courant continu 320 000 Volts ; ainsi que pour les 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 électrique est occupée ponctuellement lors d'opérations de maintenance.

Par ailleurs, la plateforme électrique en mer est équipée d'un système de protection incendie (système automatique d'extinction) afin d'assurer la sécurité du personnel et celle des matériels et infrastructures. Elle est également équipée de réservoirs permettant de collecter les effluents.

La superstructure présente une masse de l'ordre de 16 000 tonnes.

IV.1.2 CARACTERISTIQUES DE LA SOUS-STRUCTURE DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE 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 16 pieux métalliques. Chaque pieu a un diamètre maximal de 3,5 mètres et une longueur maximale d'enfoncement de 70 mètres dans le sol marin.

La sous-structure supporte les dispositifs suivants :

- des structures d'accostage et d'accès à la plateforme supérieure (deux prévues à ce stade). Les zones de refuge sont positionnées sur la superstructure ;
- deux séries de J-tubes ayant pour rôle de protéger et de guider les câbles depuis la plateforme électrique jusqu'au fond marin, soit :
 - une première série de 12 J-tubes pour les câbles inter-éoliennes ;
 - une seconde série 3 J-tubes pour les câbles de la liaison électrique sous-marine (2 câbles de puissance et un câble optique).

Par ailleurs, une troisième série de 3 J-tubes est utilisée pour les câbles de la liaison inter-plateformes.

- un système de protection cathodique contre la corrosion de la partie immergée de la sous-structure composé d'anodes sacrificielles. La masse totale d'anodes sacrificielles pour la durée d'exploitation de la plateforme électrique en mer est de 550 tonnes au maximum. Les anodes, réparties sur toute la partie immergée de la sous-structure, sont composées d'environ 95% d'aluminium et 5% de zinc.

La sous-structure métallique est dimensionnée pour pouvoir supporter le poids de la superstructure et les contraintes mécaniques environnementales locales : vagues, courant, vent...

Pour éviter le phénomène d'affouillement du sol conduisant à ce que les câbles se retrouvent en suspension libre à la sortie des J-tubes et à leur endommagement, une protection anti-affouillement est installée au niveau de l'emprise au sol de la sous-structure pour stabiliser le fond marin, susceptible de s'éroder. Cette protection, d'une surface de 8 000 m², est constituée d'une à deux couches de roches superposées d'une épaisseur totale entre 0,70 et 1 m.

Les dimensions et caractéristiques de la plateforme électrique en mer sont les suivantes.

Tableau 6 : Dimensions et caractéristiques de la plateforme électrique en mer

Caractéristiques	Valeur
SUPERSTRUCTURE	
Longueur et largeur	103 m X 63 m
Hauteur	45 m (hors mât télécom, helideck et grue notamment)
SOUS-STRUCTURE DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER	
Type de fondation	Jacket
Emprise sur les fonds marins	90 m X 60 m
Hauteur immergée	50 m
Hauteur émergée	20 m
Nombre de pieu	Inf. ou égal à 16
Diamètre des pieux	Inf. ou égal à 3.5 m
Longueur des pieux dans les fonds marins	Inf. ou égal à 70 m
PROTECTION ANTI-AFFOUILLEMENT	
Matériaux	Roche
Epaisseur	1 m
Surface	8 000 m ²
Protection contre la corrosion	550 tonnes maximum d'anodes sacrificielles

IV.1.3 DESCRIPTION DES SYSTEMES DE BALISAGES EN MER

La plateforme électrique en mer représente un obstacle potentiel à la navigation maritime et aérienne. L'identification de cet obstacle 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.1.3.1 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 (décret n° 2017-1653 relatif à la signalisation maritime et arrêté ministériel du 30 novembre 2017 portant définition du système de balisage maritime et de son référentiel nautique et technique) qui renvoient aux règles de l'AISM et qui imposent des contraintes de balisage à la plateforme électrique en mer.

Ce référentiel définit notamment les dimensions, formes, couleurs du balisage et caractères des signaux lumineux ou électromagnétiques à mettre en place.

La base de la plateforme électrique en mer est peinte en jaune (RAL 1003 ou équivalent) depuis le niveau des plus hautes marées astronomiques jusqu'à 15 mètres au-dessus de ce niveau. Cette teinte a vocation à être bien visible par les navires présents aux abords immédiats de la plateforme en mer.

La plateforme électrique en mer est également identifiée par des panneaux d'identification affichant un code composé de lettres ou des chiffres noirs sur fond jaune visibles de toutes les directions de jour comme de nuit.

Le balisage lumineux dépend du plan de signalisation maritime des parcs éoliens qui caractériseront la plateforme, à savoir soit :

- en tant que structure au sein de parcs éoliens en mer. Le balisage maritime suit alors le plan de signalisation maritime mis en place pour les parcs éoliens. Il est défini en tenant compte des lignes fictives reliant les différentes composantes (éoliennes, plateforme électrique 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 des parcs (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. Le balisage maritime de ces structures (SPS et SPI) est le suivant :
 - pour les structures périphériques significatives (SPS), il est composé de feux jaunes rythmés et synchronisés entre eux d'une portée d'au moins 5 milles nautiques (MN), visibles depuis toutes les directions ;
 - pour les structures périphériques intermédiaires (SPI), il est composé de feux jaunes rythmés et synchronisés entre eux d'une portée d'au moins 2 milles nautiques, visibles depuis toutes les directions.
- en tant que « Transformateur de champ éolien / poste de transformation (excentré d'un champ) ». Le balisage maritime est composé d'un feu blanc, rythmé suivant la lettre Morse « U » (• • —) avec une période maximale de 15 secondes et une portée de 10 milles nautiques, visible de toutes les directions.

Le plan de signalisation maritime de la plateforme en mer 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.

IV.1.3.2 BALISAGE A L'USAGE DE LA NAVIGATION AERIENNE

En ce qui concerne le balisage à l'usage de la navigation aérienne, il convient de tenir compte des dispositions combinées des articles R. 6352-2 du Code des transports et de l'arrêté ministériel du 25 juillet 1990 relatif aux installations dont l'établissement à l'extérieur des zones grevées de servitudes aéronautiques de dégagement est soumis à autorisation. Ces textes imposent des contraintes aux installations dépassant une certaine hauteur à partir du niveau de l'eau (une hauteur de référence de 80 mètres est notamment fixée hors agglomération).

S'agissant d'un obstacle massif et au vu de la hauteur de la plateforme électrique en mer, l'arrêté du 25 juillet 1990 ne prescrit pas de balisage diurne ou nocturne spécifique de la plateforme.

L'utilisation du gris clair est ainsi prévue pour la superstructure (RAL 7035 à titre d'exemple).

Pour les obstacles minces que sont les grues principales et les mâts télécom situés au sommet de la plateforme, il est prévu :

- un balisage diurne par bandes de couleur alternées et contrastantes ;
- un balisage nocturne par feux d'obstacle de moyenne intensité de type B ;

Concernant la plateforme hélicoptère, il est prévu un marquage composé des éléments suivants :

- marque "H" ;
- marque nominative ;
- marque de masse maximale admissible ;
- marque de délimitation d'aire de prise de contact et d'envol ;
- marque de positionnement ;
- un balisage lumineux composé de :
 - feux de délimitation de l'aire de prise de contact et d'envol ;
 - projecteurs d'aire de prise de contact et d'envol ;
 - feux d'éclairage de l'indicateur de vent ;
 - phare d'hélistation.

IV.2 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA LIAISON INTER-PLATEFORMES

La liaison électrique inter-plateformes en courant alternatif se composerait de trois tri-câbles de tension 132 000 Volts.

Chaque tri-câble, d'un diamètre de 22 cm, serait composé de trois câbles unipolaires en cuivre (âmes), enveloppés dans plusieurs couches isolantes, de trois faisceaux optiques contenant chacun 48 fibres, et de couches protectrices métalliques (l'armure).

Tableau 7 : Dimensions et caractéristiques de la potentielle liaison inter-plateformes

Caractéristiques	Valeur
Longueur	2 km
Nombre de tri-câbles	3
Tension des tri-câbles	132kV
Diamètre d'un tri-câble	22 cm



Figure 3 : Schéma de principe d'un tri-câble sous-marin. Source : RTE

IV.3 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA LIAISON SOUS-MARINE EN COURANT CONTINU

La 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 de défaut.

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).

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

Les particularités du câble marin sont :

- la composition de l'écran : écran plomb pour une bonne souplesse pour la pose ;
- la présence de l'armure en brins d'acier galvanisé qui permet de protéger le câble des abrasions et agressions extérieures (ancres, chaluts...) et lui confère les propriétés mécaniques nécessaires à son installation.

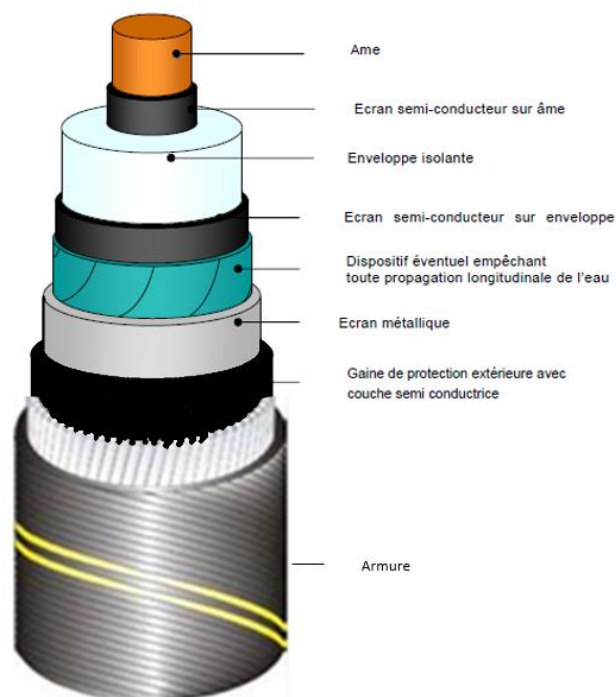


Figure 4 : Schéma de principe d'un câble sous-marin unipolaire. Source : RTE

Les dimensions et caractéristiques de la liaison sous-marine figurent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : Dimensions et caractéristiques de la liaison sous-marine

Caractéristiques	Valeur
Longueur	80 km
Nombre de câbles	2 câbles conducteur et 1 câble de fibre optique
Tension des câbles	+ / -320kV
Diamètre d'un câble	15 cm (câble conducteur) / 4 cm (fibre optique)

IV.4 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA JONCTION D'ATERRAGE

La jonction d'atterrage est l'ouvrage dans lequel les câbles sous-marins et souterrains sont soudés les uns aux autres 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 mètres de long et 6 mètres de large).



Figure 5 : 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 affleurante. Elle occupe une surface de 2,6 m² (2,6 mètres 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 affleurante. Elle occupe une surface de 3,5 m² (2,5 mètres de long x 1,4 m de large), et atteint une profondeur de 1 m.

Les dimensions et caractéristiques de l'atterrage figurent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9 : Dimensions et caractéristiques de l'atterrage

Caractéristiques	Valeur
CHAMBRE DE JONCTION	
Nombre	1
Longueur * largeur * hauteur	20 m * 6 m * 1.5 m
Fond de fouille	3 m
CHAMBRE DE FIBRE OPTIQUE	
Nombre	1
Longueur * largeur * hauteur	2,6 m * 1 m * 0.8 m
CHAMBRE DE MISE A LA TERRE	
Nombre	1
Longueur * largeur * hauteur	2,5 m * 1.4 m * 1 m

IV.5 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU

La 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 (appelée « âme ») en cuivre enveloppée dans plusieurs couches isolantes et couches protectrices métalliques (appelées « armure »).

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

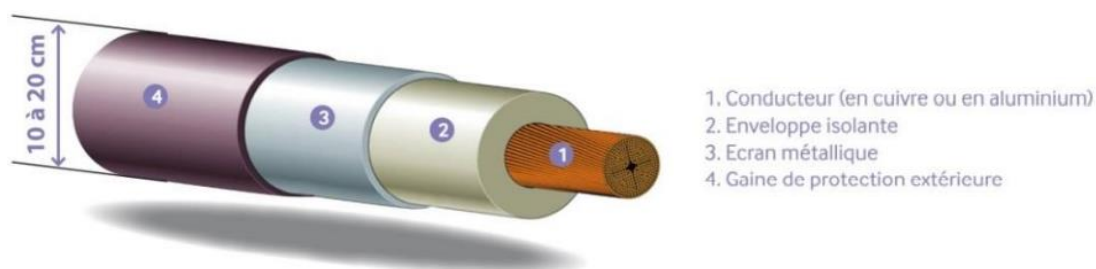


Figure 6 : Représentation schématique de la constitution d'un câble souterrain. Source : RTE

Les câbles sont transportés sur tourets contenant des sections d'une longueur maximale d'1,6 km. Les sections sont soudées les unes aux autres dans les chambres de jonction réparties tout au long du tracé. Ces chambres sont maçonnées, installées à 2,3 m de profondeur, hautes de 1 m et recouvertes par la terre ou la route selon l'endroit où elles sont installées. Ces ouvrages doivent rester accessibles, c'est-à-dire libres de construction en surplomb. Ils occupent une surface de 46 m² avec leurs 16 mètres de long et leurs 2,9 mètres de large.

Les fibres optiques accompagnant les câbles électriques sont accessibles dans des chambres télécom. Elles sont positionnées toutes les 2 chambres de jonction, de manière à être facilement accessibles (en bordure de route par exemple).

La protection électrique de la liaison est assurée via une mise à terre réalisée dans une chambre de mise à la terre qui doit rester visitable grâce à une trappe d'accès. D'une surface de 3 m² et à une profondeur de 3 m, ces chambres sont munies d'une trappe d'accès de 80 x 40 cm. Elles sont positionnées toutes les 3 chambres de jonction, de manière à être facilement accessibles (en bordure de route par exemple).



Figure 7 : Câble sur touret (à gauche) et chambre de jonction terrestre (à droite). Source : RTE

La liaison souterraine est repérable en surface via un balisage qui comprend des bornes de repérage ou des dispositifs équivalents (plaque murale...) à l'aplomb de l'axe de la ligne, sinon à proximité de celle-ci dans le domaine public ou en domaine privé avec l'accord du propriétaire.



Figure 8 : Exemple de balisage existant pour une liaison souterraine. Source : RTE

Les dimensions et caractéristiques de la liaison souterraine en courant continu sont présentées ci-dessous.

Tableau 10 : Dimensions et caractéristiques de la liaison souterraine en courant continu

Caractéristiques	Valeur
Longueur	30 km maximum
Nombre de liaison	1
Nombre de câbles	2
Diamètre du câble	15 cm
Diamètre du fourreau	25 cm environ
CHAMBRES DE JONCTION	
Nombre	23
Longueur * largeur * hauteur	16 m * 2.9 m * 1 m
Fonde fouille	2.3 m
PUITS DE TERRE	
Nombre	8
Surface	3 m ²
Hauteur	1 m
Fond de fouille	3 m

IV.6 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA STATION DE CONVERSION GARCELLES

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

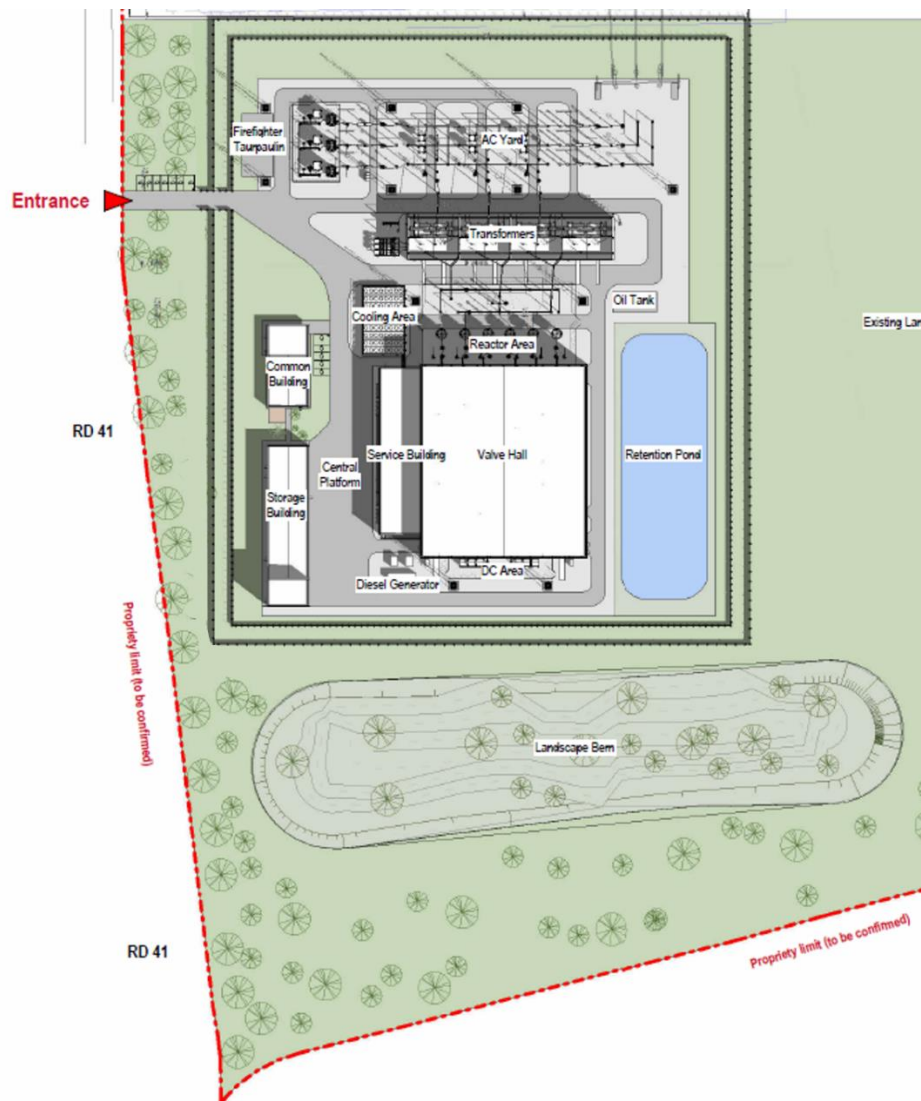


Figure 9 : Plan masse de principe de la station de conversion de Garcelles

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

- un bâtiment principal ou bâtiment de conversion d'une surface d'environ 5 000 m² et d'une hauteur d'au plus 22 m. Les composants suivants sont installés au sein du bâtiment de conversion :
 - un convertisseur à base d'électronique de puissance, confiné, servant à transformer le courant continu en courant alternatif. Les matériels installés sont disposés en modules empilés et comportent des transistors de puissance (IGBT), dits « valves ». Ces composants doivent être refroidis.
 - un circuit d'eau glycolée permettant le refroidissement des valves. L'eau glycolée transporte la chaleur dégagée à l'extérieur des bâtiments, où elle est refroidie par des aéroréfrigérants.



Figure 10 : Illustration de l'intérieur d'un bâtiment de conversion (source : RTE)

- plusieurs bâtiments annexes, d'une surface cumulée de 2 000 m² qui servent :
 - de bureaux et lieux de vie des intervenants ;
 - de pilotage, de contrôle et gestion du refroidissement des équipements électriques de la station ;
 - à l'alimentation électrique de la station de conversion ;
 - à l'installation du groupe électrogène de secours ;
 - de lieu de stockage.

Tous les locaux de la station de conversion sont équipés de matériels de détection d'incendie « tout volume ». Il s'agit d'un système au standard élevé permettant de détecter d'éventuels incendies y compris au niveau des faux plafonds ou des faux planchers. Des dispositifs d'aspersion sont répartis sur le site.

Des équipements électriques externes, notamment 4 transformateurs monophasés (dont un transformateur de réserve), des condensateurs, des selfs ainsi qu'une cellule de poste en courant alternatif 400 000 Volts.

Les constituants de chaque transformateur sont enfermés dans une cuve en acier contenant de l'huile servant d'isolant et de réfrigérant. Un transformateur et ses équipements associés contiennent environ 110 m³ d'huile minérale (soit un total pour l'ensemble de la station de conversion de 440 m³). Pour maîtriser le risque d'incendie et le risque de pollution qui peut en résulter, il est prévu un système étanche de récupération des huiles et des produits d'aspersion.

Une fosse déportée étanche, reliée à une plateforme en béton étanche située sous le transformateur, est réalisée. Elle est dimensionnée pour recevoir, en cas d'incendie d'un transformateur, l'huile et les produits d'aspersion correspondant au transformateur le plus volumineux. Elle peut être utilisée pour plusieurs

transformateurs. Elle dispose de 2 compartiments : un séparateur et un récupérateur. Le séparateur contient de l'eau en permanence. Son rôle est d'assurer la séparation de l'huile et de l'eau. L'huile se déverse ensuite dans le récupérateur. Des siphons coupe-feu seront intercalés au besoin sur le tracé des canalisations reliant les bancs de transformation à la fosse. Ils assurent l'étouffement de l'huile en feu. A la suite d'un incident sur un transformateur, l'huile stockée dans la cuve est évacuée par une entreprise spécialisée.

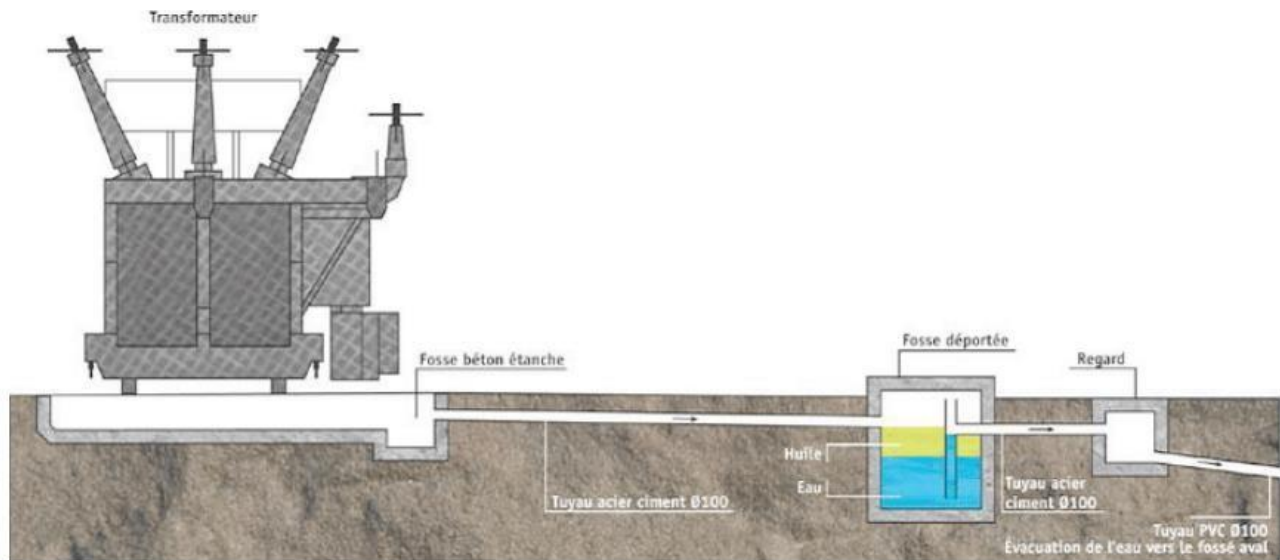


Figure 11 : Principe de la fosse déportée

Un groupe électrogène de secours fonctionnant au gasoil est installé dans la station de conversion. Il est installé sur un dispositif étanche pour éviter tout risque de pollution en cas de fuite ou d'incendie.

Le volume de carburant stocké sur site pour l'alimentation du groupe électrogène est inférieur à 10 m³.

La station de conversion est équipée d'un bassin de gestion des eaux pluviales dont le volume estimé au regard des aménagements prévus est de l'ordre de 1 500 m³.



Figure 12 : Exemple d'une station de conversion à terre (IFA2 – Bellengreville - Calvados). Source : RTE.

Les dimensions et caractéristiques de la station de conversion à terre figurent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 11 : Dimensions et caractéristiques de la station de conversion à terre

Caractéristiques	Valeur
Surface	Environ 5 ha (+ 1 ha environ pour les aménagements paysagers extérieurs à la station)
Hauteur de la clôture	3,2 m
Linéaire de la clôture	742 m
Hauteur maximale des bâtiments	22 m
Transformateurs	4 (dont 1 de réserve)
Volume du bassin de gestion des eaux pluviales	1 500 m ³

IV.7 DESCRIPTION DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA LIAISON AERIENNE EN COURANT ALTERNATIF

La station de conversion de Garcelles est raccordée au poste électrique existant de Tourbe par une liaison aérienne en courant alternatif à 400 000 Volts. Cette liaison est aménagée sur une longueur de 100 mètres maximum, en passant de la station Garcelles au poste de Tourbe sans sortir de l'emprise des postes électriques.

La liaison est composée de trois câbles électriques. La liaison est accompagnée d'un câble optique.

Les dimensions et caractéristiques de la liaison aérienne sont exposées ci-dessous.

Tableau 12 : Dimensions et caractéristiques de la liaison aérienne de Tourbe en courant alternatif

Caractéristiques	Valeur
Longueur	100 m maximum
Nombre de liaisons	1
Nombre de câbles	3
Nombre de pylônes (dans l'enceinte du poste électrique et de la station de conversion)	2

V. MODALITES DE TRAVAUX DE CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS ET OUVRAGES DU RACCORDEMENT CM2

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

- études préparatoires :
 - des levés géophysiques peuvent être réalisés aux emplacements de la plateforme électrique en mer ainsi que le long des tracés 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.
 - en cas de présence d'une munition non explosée dans l'emprise des travaux ne pouvant être évitée, des opérations de déminage ou de déplacement sont réalisées par la Marine Nationale.
 - 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 (3 identifiés sur l'ensemble du tracé) pourraient faire l'objet d'une découpe pour libérer l'emprise des travaux.

- nivellement des fonds marins :

La présence de structures sédimentaires de type dunes, rides et méga-rides sur le tracé de la liaison électrique sous-marine peut nécessiter des opérations de nivellement des fonds marins, afin de faciliter le déploiement des engins de pose et protection des câbles et l'atteinte des profondeurs d'ensouillage cibles. Ces opérations pourraient par exemple être menées à l'aide d'une charrue multifonction ou d'une drague aspiratrice. Les volumes de sédiments nécessitant d'être déplacés ont été estimés à environ 25 000 m³.

- 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 les liaisons sous-marines 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 OPERATION D'INSTALLATION DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

La superstructure, la sous-structure et les 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 ;
- 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 ;
- 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.

V.1.1 OPERATIONS D'INSTALLATION DE LA PROTECTION ANTI-AFFOUILLEMENT DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

La protection anti-affouillement consiste en l'installation d'enrochements sur une zone nivelée de 8 000 m² au droit de la plateforme électrique en mer.

Elle est constituée d'une à deux couches d'enrochements, qui sont mises en place en une ou plusieurs étapes, avant et/ou après l'installation des pieux et/ou de la sous-structure. Compte-tenu du volume de roches à installer, le navire de pose de roches travaille sur une durée cumulée de 7 jours pour placer les roches sur le fond marin. Cette durée ne tient pas compte du retour éventuel à la carrière ou au port pour charger de nouvelles roches, ni des aléas météorologiques.

V.1.2 TRANSPORTS

Les composants de la plateforme électrique en mer (superstructure, sous-structure, pieux) sont fixés et transportés sur une ou plusieurs barges éventuellement déplacées par des remorqueurs depuis le chantier de construction vers le site d'implantation en mer où ils sont ensuite installés par un navire de levage.



Figure 13 : Exemple de transports de pieux et de la sous-structure sur une barge. Source : DNV

La durée du transport dépend de l'emplacement du ou des chantier(s) de fabrication des composants par rapport au site d'implantation en mer. Les temps d'arrêt dus aux intempéries peuvent également augmenter la durée d'acheminement.

V.1.3 INSTALLATION DE LA SOUS-STRUCTURE (JACKET)

La sous-structure est transportée sur site de façon horizontale ou verticale sur la barge, puis posée sur les fonds marins à l'aide d'un navire à grue.

Les opérations de levage et de pose prennent quelques jours une fois le navire et la barge sur le site d'installation. Ces durées sont dépendantes des conditions météorologiques.

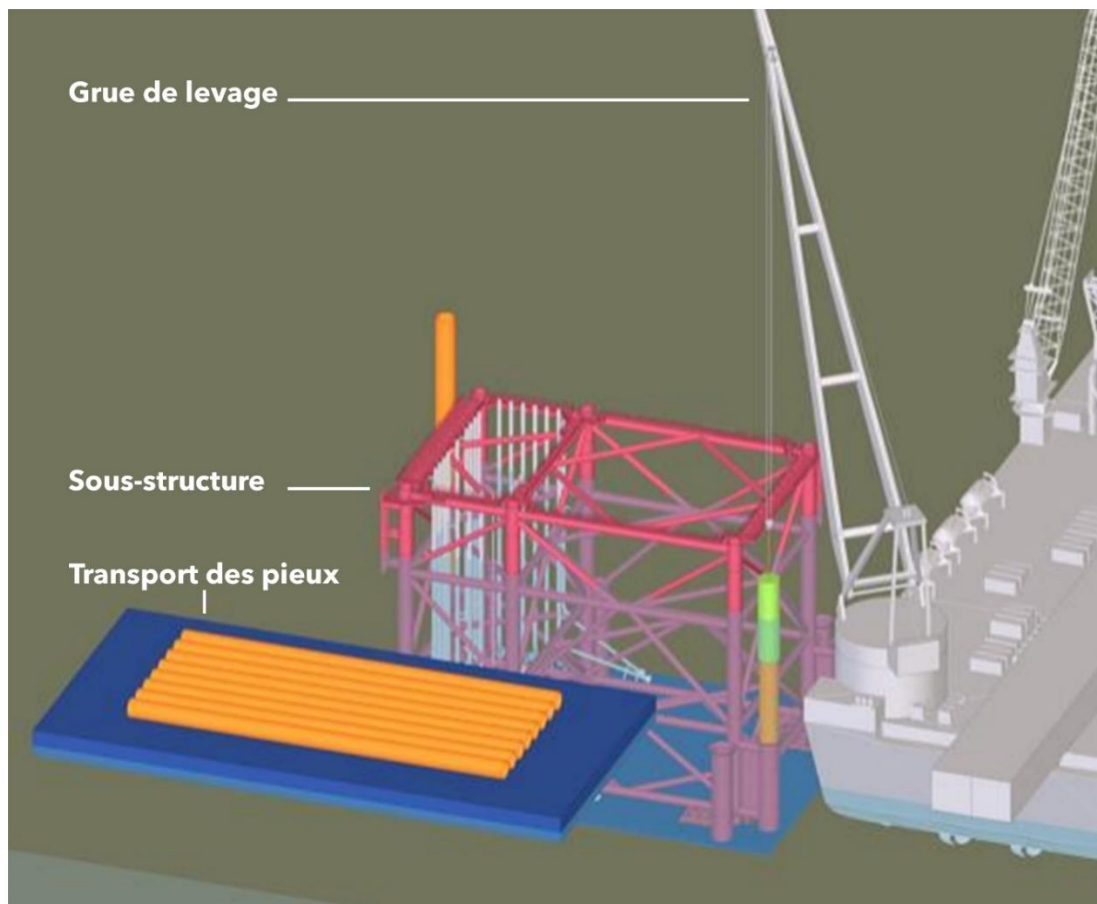
V.1.4 INSTALLATION DES PIEUX

La sous-structure de la plateforme électrique en mer peut être conçue avec des guides extérieurs accolés à sa base, impliquant la mise en place de la sous-structure en amont de l'installation des pieux.

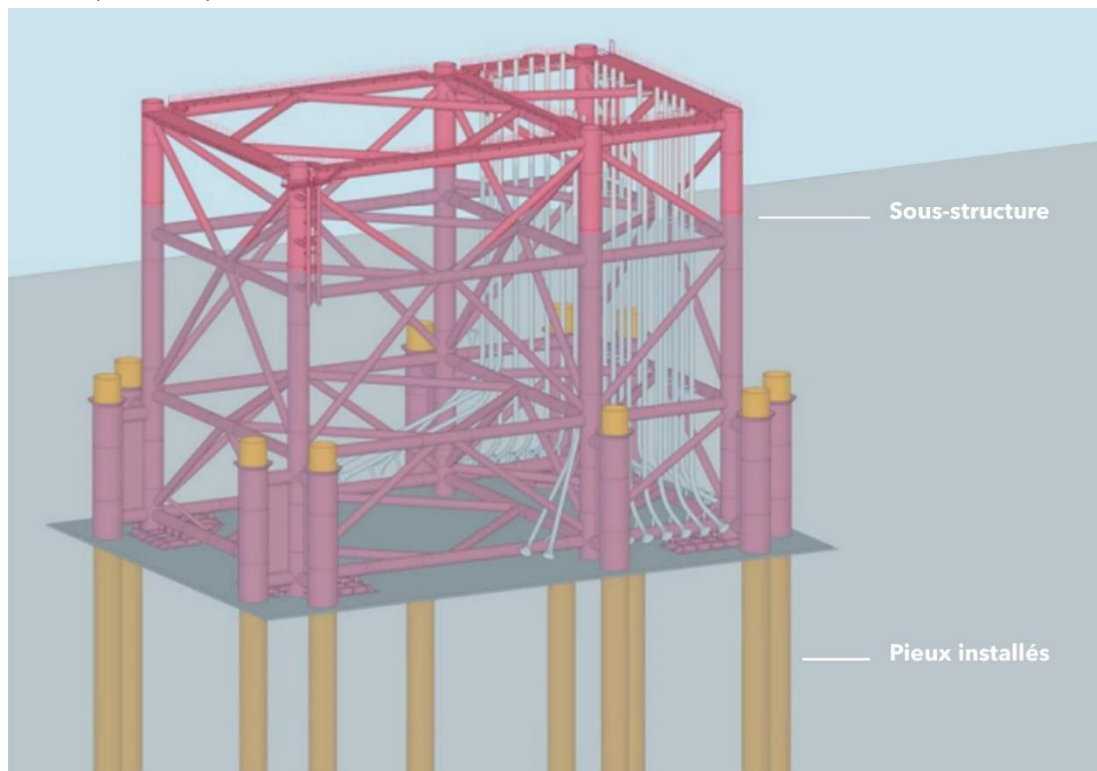
Une fois la sous-structure posée et stabilisée sur le fond marin, l'insertion des pieux à travers les jambes ou les guides extérieurs peut commencer.

Les pieux sont soulevés depuis la barge à l'aide d'un outil de levage fixé à la grue principale.

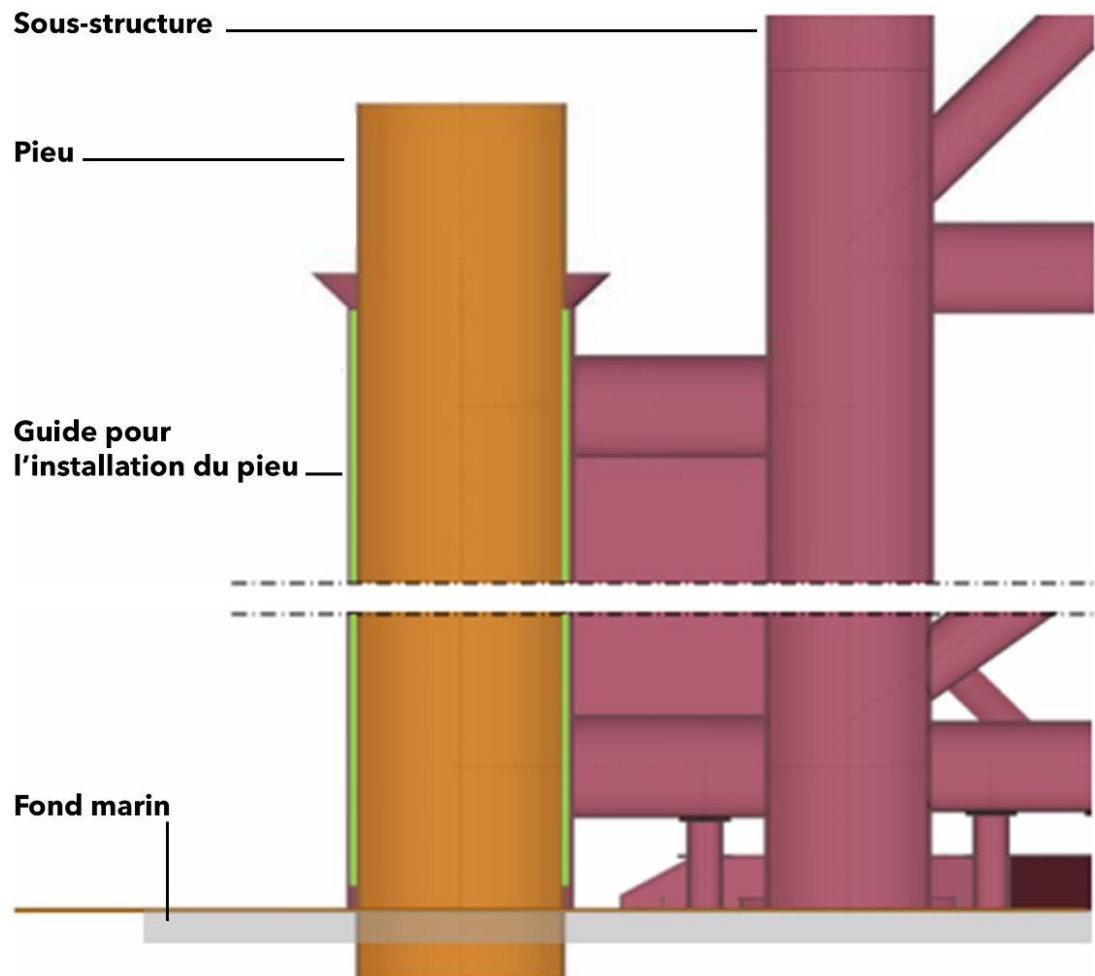
Grue de levage et barge de transport des pieux :



Sous-structure posée et pieux installés :



Zoom sur un pieu dans la sous-structure :



Une fois que les pieux sont en place, l'outil de levage est retiré et un dispositif (marteau hydraulique ou vibromarteau) est fixé à la grue pour enfoncer les pieux par battage, ou par une solution mixte incluant le vibrofonçage puis battage, jusqu'à la profondeur cible dans le fond marin.

Le choix de la solution est défini en amont des travaux en lien avec l'entreprise en charge de l'installation de la plateforme électrique en mer.

Exemple de battage d'un pieu :

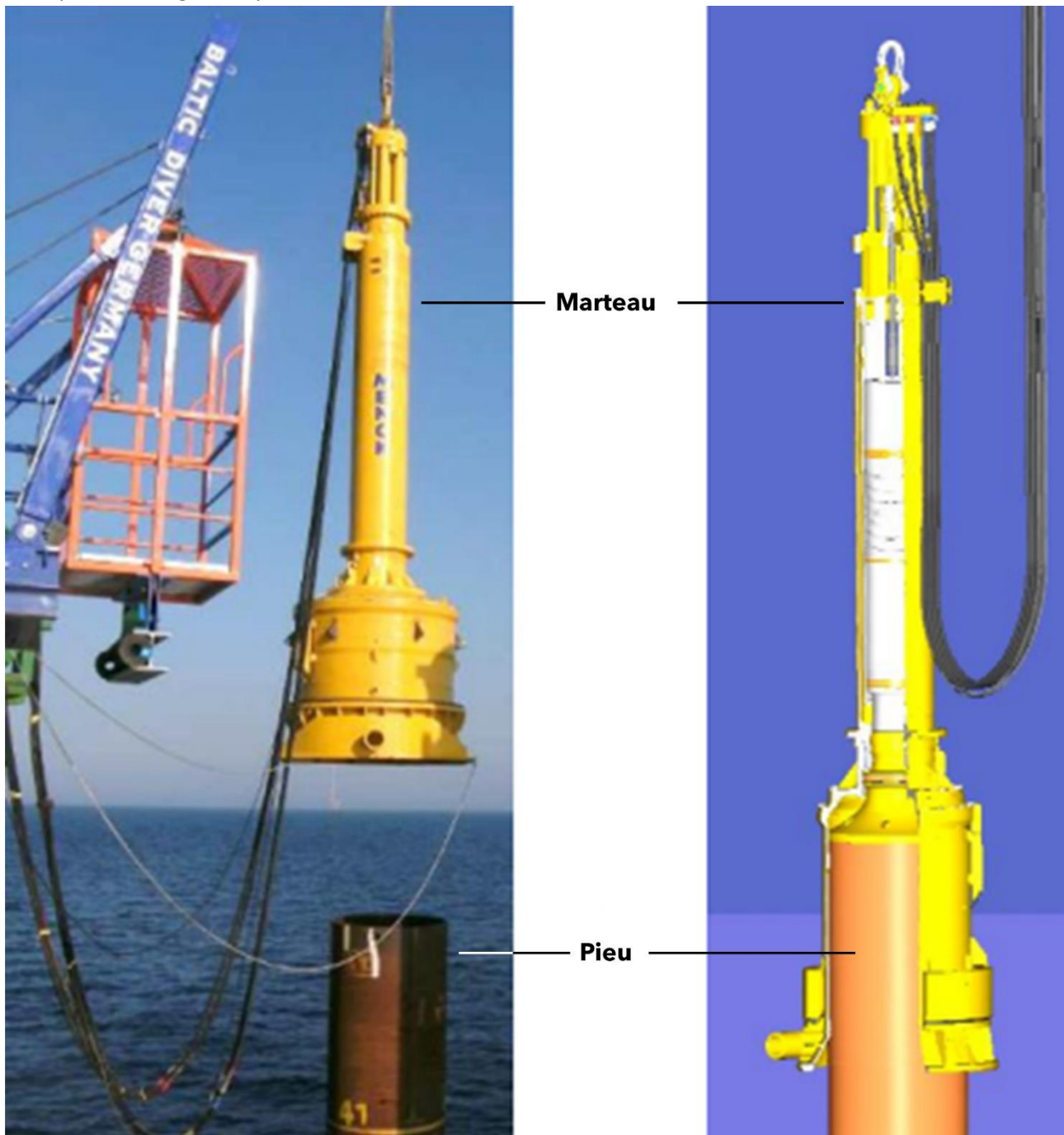


Figure 14 : à gauche - Installation des pieux à travers la sous-structure (grue de levage et barge de transport des pieux, sous-structure posée et pieux installés) ; à droite - Zoom sur un pieu dans la sous-structure (exemple de battage d'un pieu). Source : RTE

Les deux solutions (battage ou solution mixte) constituent une **caractéristique variable discrète**.

Une fois la profondeur cible atteinte, une connexion est réalisée entre le pieu et la jambe d'enveloppe ou entre le pieu et le guide extérieur avec du mortier (volume maximum cumulé de 500 m³ pour les pieux).

Dans le cas des pieux traversant des guides extérieurs aux pieds des jambes, la longueur des pieux au-dessus des guides extérieurs est coupée. Les pièces métalliques coupées sont retirées, placées dans la barge et recyclées à terre.

Le levage, la mise en place et l'enfoncement des pieux dure en temps cumulé 7 jours. La mise en place d'un pieu dure environ 4 heures, à raison de 60 coups par minute au maximum avec la technique de battage. Un seul pieu est installé à la fois.

La connexion entre la sous-structure et les pieux ainsi que leur coupe prennent quelques jours.

Ces durées sont dépendantes des conditions météorologiques.

V.1.5 INSTALLATION DE LA SUPERSTRUCTURE

L'installation de la superstructure peut être réalisée en la levant puis en la posant sur la sous-structure, ou par dépose directe sur la sous-structure (sans levage).

Cette opération est réalisée à l'aide de navires-grue flottants, de barges ou navires de pose. Afin d'assurer leur connexion, la superstructure et la sous-structure sont soudées.



Figure 15 : Exemple d'installation d'une superstructure. Source : RTE

Le repositionnement, le levage et la mise en place de la superstructure prennent quelques jours. Le sablage et la peinture sont achevés au niveau des points de contact entre la superstructure et la sous-structure une fois la superstructure soudée, ce qui prend quelques semaines. Ces opérations sont localisées sur des surfaces réduites.

Ensuite, les travaux sont localisés à l'intérieur de la superstructure pour finaliser les opérations de raccordement puis procéder aux essais et à la mise en service.

Afin de faciliter les travaux dans la plateforme en mer, il peut être envisagé de déployer un moyen nautique du type barge jack-up par exemple pour servir de base vie à proximité immédiate de la plateforme. Sinon, des allers retours réguliers avec des petits navires de transfert de personnel ont lieu depuis la terre jusqu'à la plateforme.

V.2 TRAVAUX DE POSE DE LA LIAISON SOUS-MARINE

V.2.1 ECARTEMENT ENTRE LES CABLES

Les câbles seront posés de manière jointive (type « bundle ») dans une seule tranchée sur la majeure partie du tracé.

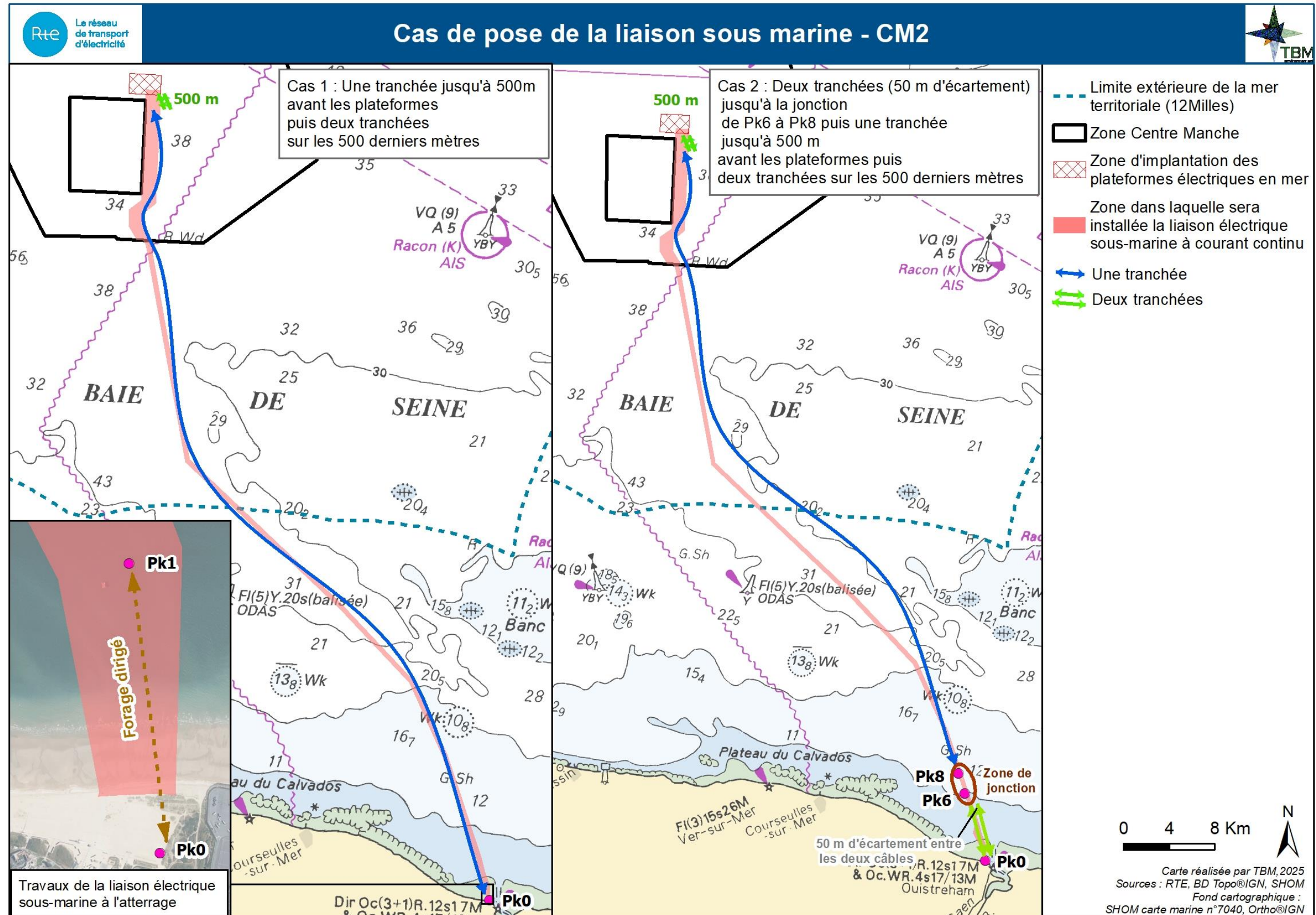
Selon la capacité de stockage du navire câblé :

- soit la liaison sous-marine est installée sans jonction : dans ce cas, de l'atterrage à la plateforme en mer, les deux câbles et la fibre optique sont réunis en un seul paquet sécurisé par une gaine et appelé « bundle ».
- soit la liaison est installée avec une jonction en mer, localisée aux alentours de 6/8 km de la côte. Cette solution technique peut avoir localement une emprise au sol plus importante à l'endroit de la jonction si la protection de la jonction se fait par protection externe. Elle pourrait, cependant permettre d'optimiser la durée des travaux en décorrélant les opérations de la zone proche de la côte (de faible profondeur), de la zone plus éloignée de la côte (avec des profondeurs d'eau plus importantes).

Ces deux méthodes de pose des câbles (avec ou sans jonction en mer) constituent une **caractéristique variable discrète**.

A l'approche de la plateforme en mer, le « bundle » de câbles est dissocié sur les 500 derniers mètres afin de permettre un tirage de chaque câble indépendamment. Il est possible que cette longueur de câbles soit temporairement stockée sur le fond marin avant d'être connectée à la plateforme.

La figure suivante représente ces situations, ainsi que les options d'atterrage qui sont décrites au chapitre V.5.



Carte 5 : Schématisation des options de pose de la liaison sous-marine

V.2.2 ORGANISATION DU CHANTIER

L'installation de la 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).

Comme pour la plateforme, la durée de ces opérations dépend des conditions météorologiques. A titre indicatif, les durées peuvent être les suivantes :

- travaux génie civil à l'atterrissage : de 7 à 12 mois ;
- travaux préparatoires et surveys en mer : de 8 à 12 mois ;
- installation des câbles en mer : de 9 à 12 mois ; puis hypothèse de quelques mois à 1 an de stockage en mer avant de pouvoir les raccorder à la plateforme ;
- travaux de raccordement des câbles à la plateforme : de 2 à 3 mois.

Les câbles sont transportés par voie maritime depuis l'usine de fabrication jusqu'à la zone d'installation des câbles, soit par le navire câblé qui réalisera également la pose, soit par un navire de transport, depuis lequel ils seront ensuite transférés sur un navire ou une barge de pose en vue de leur installation.



Figure 16 : Exemple d'opération de transfert de câble du navire de transport vers un navire câblé. Source : RTE - chantier de Saint-Nazaire

Le moyen de pose doit assurer un positionnement précis des câbles tout en étant adapté à la bathymétrie de la zone. Dans les zones de faibles profondeurs d'eau (par exemple à proximité de l'atterrissage), le moyen de

pose peut être une barge utilisant un système d'ancres papillonantes pour se stabiliser et se déplacer. Les ancres sont placées puis déplacées à l'aide de remorqueurs, à des distances de plusieurs centaines de mètres autour de la barge. Selon les moyens disponibles, l'installateur peut également utiliser un navire avec un système de positionnement dynamique et d'un plus grand tirant d'eau. Pour ce faire, il faut prendre en compte les marées afin de planifier l'accessibilité du navire le long du tracé. Il est également possible d'avoir recours à un navire pouvant basculer entre un déplacement par ancres et un déplacement par positionnement dynamique.

Le moyen de pose peut opérer en continu, 24h/24, ce qui permet d'optimiser le travail sur site et de minimiser l'incidence sur les autres activités du plan d'eau. Des navires de surveillance ont pour objectif de sécuriser la zone de travaux. Pour les changements d'équipage ou pour une opération particulière, des navires de transferts sont utilisés entre les ports et le chantier en mer.

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.

En fonction des modes opératoires de l'installateur retenu par RTE, les opérations de protection par ensouillage des câbles peuvent être faites en même temps et par le même moyen de pose. Dans le cas contraire, les câbles sont posés sur le fond marin, puis une campagne ultérieure pour les travaux d'ensouillage est réalisée avec un moyen nautique dédié.

V.2.3 TRAVAUX DE PROTECTION PAR ENSOILLAGE

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 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.

Les différents moyens présentés ci-dessous (charruage, injection d'eau, tranchage, outils hybrides, outils à insufflation d'eau à forte pression) constituent une **caractéristique variable discrète**.

V.2.3.1 LE CHARRUAGE

Le charruage est similaire à une charrue qui fend la terre. Le charruage utilise l'action tranchante d'un soc. Le sillon créé peut alors atteindre 1 mètre de large pour 1 à 3 mètres de profondeur. L'emprise au sol de la charrue peut être d'environ 6 mètres de largeur et sa vitesse de progression peut atteindre 300 m/h dans les sédiments meubles. Le sillon se referme par gravité ou nivellement par la charrue quasi simultanément.

Cette technique peut être directement mise en œuvre avec une charrue qui, tractée par le navire câblé, opère aussi bien la pose et l'ensouillage du câble (cas de la pose et protection simultanée).



Figure 17 : Charrue. Source : RTE

V.2.3.2 L'INJECTION D'EAU

L'injection d'eau consiste à souffler des jets d'eau afin de creuser un sillon ou de fluidifier les sédiments, ce qui permet 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. L'emprise au sol est de 5 à 6 mètres de largeur et l'engin avance à vitesse variable en fonction de la nature du sol (entre 100 et 300 m/h).

Cette technique peut être directement mise en œuvre par une charrue à injection d'eau qui opère la pose et la protection de manière simultanée, tractée par le navire câblé ou au moyen d'un véhicule sous-marin téléguidé depuis un navire support dédié après déroulage du câble sur le fond marin.



Figure 18 : Engin d'injection d'eau. Source : RTE

V.2.3.3 LE TRANCHAGE

Le tranchage permet, avec une scie circulaire à roue ou à chaîne, de couper le sol sur environ 0,5 mètre de large pour une profondeur de 0,5 à 2,5 mètres.

L'emprise au sol maximale des systèmes d'ensouillage par tranchage est de 10 mètres. La vitesse d'avancement est comprise entre 50 et 300 m/h selon la nature des sols.

Cette technique requiert un navire dédié au déploiement de l'engin. Elle est employée principalement sur des fonds durs.



Figure 19 : Trancheuse mécanique à roue. Source : RTE

V.2.3.4 OUTILS HYBRIDES

Les outils hybrides combinent les techniques d'injection d'eau, charruage et/ou tranchage et permettent de poser et d'ensouiller des câbles de manière simultanée. À titre d'exemple, l'outil connu sous l'appellation « Vertical Injector » peut atteindre des profondeurs d'ensouillage jusqu'à une dizaine de mètres.



Figure 20 : Exemple d'outil hybride – Vertical Injector « Moonfish ». Source : RTE

V.2.3.5 OUTILS A INSUFFLATIONS D'EAU A FORTE PRESSION

Les outils excavant les sédiments par flux d'eau à forte pression peuvent être utilisés 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.

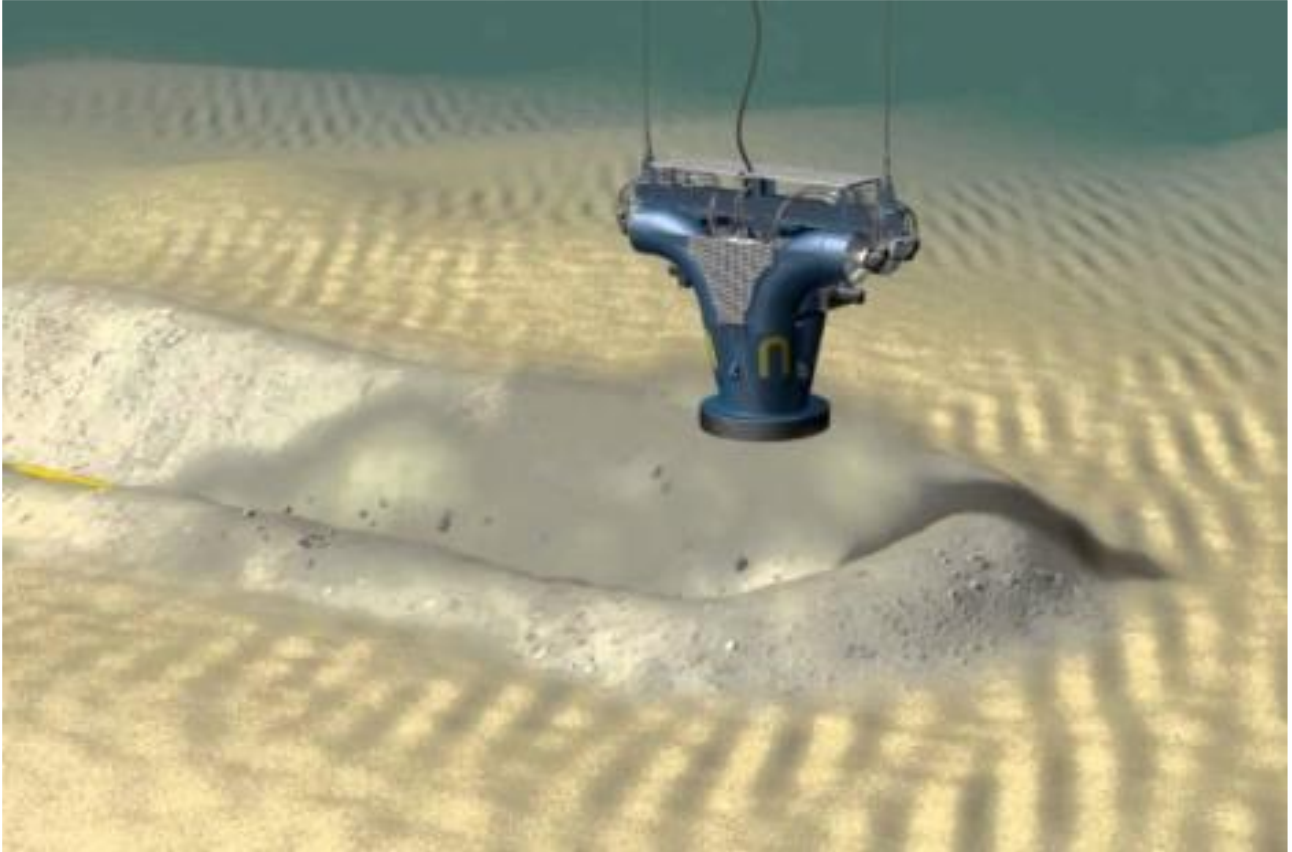


Figure 21 : Représentation de la méthode d'insufflation d'eau à forte pression. Source : RTE

V.2.4 TRAVAUX DE PROTECTION EXTERNE

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

Ces moyens de protections externes (enrochement, matelas béton) constituent une **caractéristique variable discrète**.

V.2.4.1 L'ENROCHEMENT

L'enrochement consiste à créer un ouvrage de roches sur le câble à protéger généralement d'une largeur de 15 m et d'une hauteur de 2 m.

L'enrochement est réalisé après la pose des câbles. Il requiert un navire dédié dont le choix dépend de la profondeur d'eau et de la nature des courants.

En moyenne, un navire d'enrochement peut déverser jusqu'à 5 000 tonnes de roches en 24 heures. Sachant que leur capacité de chargement se situe entre 10 000 et 30 000 tonnes, ces navires doivent effectuer des trajets de rechargement.

Compte-tenu des différences de vitesse entre le déroulage du câble et la mise en œuvre de l'enrochement, il peut s'écouler plusieurs semaines avant qu'une section de câble soit complètement protégée.

V.2.4.2 MATELAS EN BETON

La dépose des matelas en béton est réalisée après la pose des câbles. Elle requiert un navire dédié dont le choix dépend de la profondeur d'eau et de la nature des courants.



Figure 22 : Photo d'une pose d'un matelas béton sur un câble sous-marin. Source : RTE

Les matelas en béton sont directement déposés sur les câbles à partir d'engins de type grue. Dans l'eau, selon les courants et profondeurs, la mise en place est accompagnée soit par des plongeurs, soit à l'aide d'un moyen mécanisé de type « véhicule téléguidé ».

Un matelas présente généralement une longueur de 6 m, une largeur de 3 m et une hauteur de 0,3 m.

V.2.5 SCENARIO PROBABLE POUR LE RACCORDEMENT CM2

Les résultats de l'étude de faisabilité d'ensouillage ont conduit à définir une profondeur d'ensouillage cible comprise entre environ 1 m et 2,5 m sous le niveau des fonds marins pour tenir compte de la mobilité des sédiments et des risques liés au trafic maritime et aux activités de pêche. Ces résultats préliminaires sont revus et ajustés par les câbliers lors de la préparation du chantier ou pour tenir compte de difficultés rencontrées durant le chantier.

D'après l'étude de faisabilité, les outils d'ensouillage recommandés sont des outils d'injection d'eau / charrue sur l'ensemble du corridor sauf sur 10,8 km où des outils de tranchage sont envisagés. Un rebouchage naturel des tranchées est attendu. Dans le cas où ce rebouchage ne permettrait pas de protéger suffisamment les câbles, des travaux de remblaiement devront être mis en œuvre par apport de sédiments. Ces sédiments seront inertes, de même nature que les sédiments naturellement présents dans la zone, et préférentiellement issus d'une concession d'extraction de granulats marins située en Manche. Les volumes maximum attendus sont de 160 000 m³.

Certaines portions du tracé sous-marin peuvent requérir en complément des protections externes pour atteindre le niveau de protection souhaité, notamment les zones de faible épaisseur sédimentaire ou d'affleurement rocheux où des outils de tranchage sont envisagés.

Le linéaire cumulé maximum pour les protections externes est de 11,5 km. Les localisations approximatives sur le tracé sous-marin de ces portions sont présentées ci-dessous :

- point kilométrique 8-16 ;
- point kilométrique 18-20 ;
- point kilométrique 60 - 65 ;
- point kilométrique 67 - 69 ;
- point kilométrique 73 ;
- 750 mètres avant la plateforme en mer.

A proximité du littoral, la liaison sous-marine est installée par la technique en sous-œuvre dont le point de sortie se situe à une distance de l'ordre de 1 000 m de la chambre de jonction d'atterrage et à une profondeur maximale d'environ 30 m.

En raison des faibles profondeurs d'eau de la zone côtière, une solution envisagée est de scinder l'installation en deux parties au moyen d'une jonction :

- les 6 à 8 premiers kilomètres sont installés par un bateau de faible tirant d'eau ;
- les kilomètres suivants sont installés par un bateau plus conséquent, là où la profondeur d'eau est suffisante (>10 m).

Les conséquences d'un tel choix seraient :

- l'installation pour la partie de faible profondeur : les câbles seraient séparés d'une centaine de mètres, sur les 6 à 8 premiers kilomètres, les bateaux d'installation de faible tirant d'eau n'assurant généralement pas de pose jointive ;
- la présence de 2 jonctions en mer : emprise au sol de la forme de 2 joints Oméga, protégés par des protections externes.

Le schéma ci-dessous (non à l'échelle) décrit cette emprise au sol avec 2 câbles (en mauve) + 1 fibre optique (en rouge).

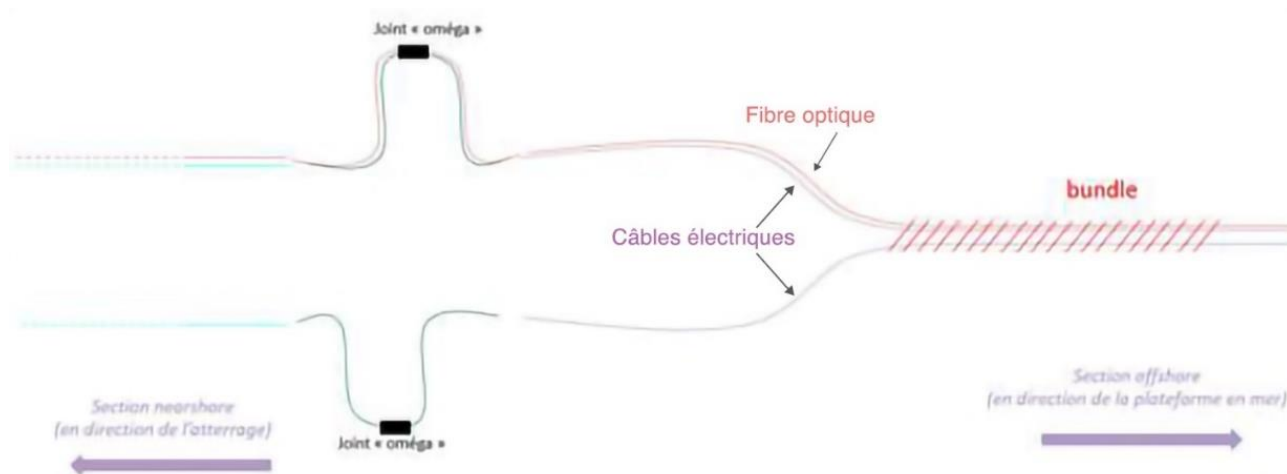


Figure 23 : Représentation d'une jonction type Oméga – Source : RTE

Pour finir, à l'approche de la plateforme en mer, le bundle est à nouveau dissocié sur les derniers 500 mètres approximativement. Les câbles peuvent alors être éventuellement stockés temporairement sur le fond marin avant l'installation de la plateforme, puis tirés indépendamment.

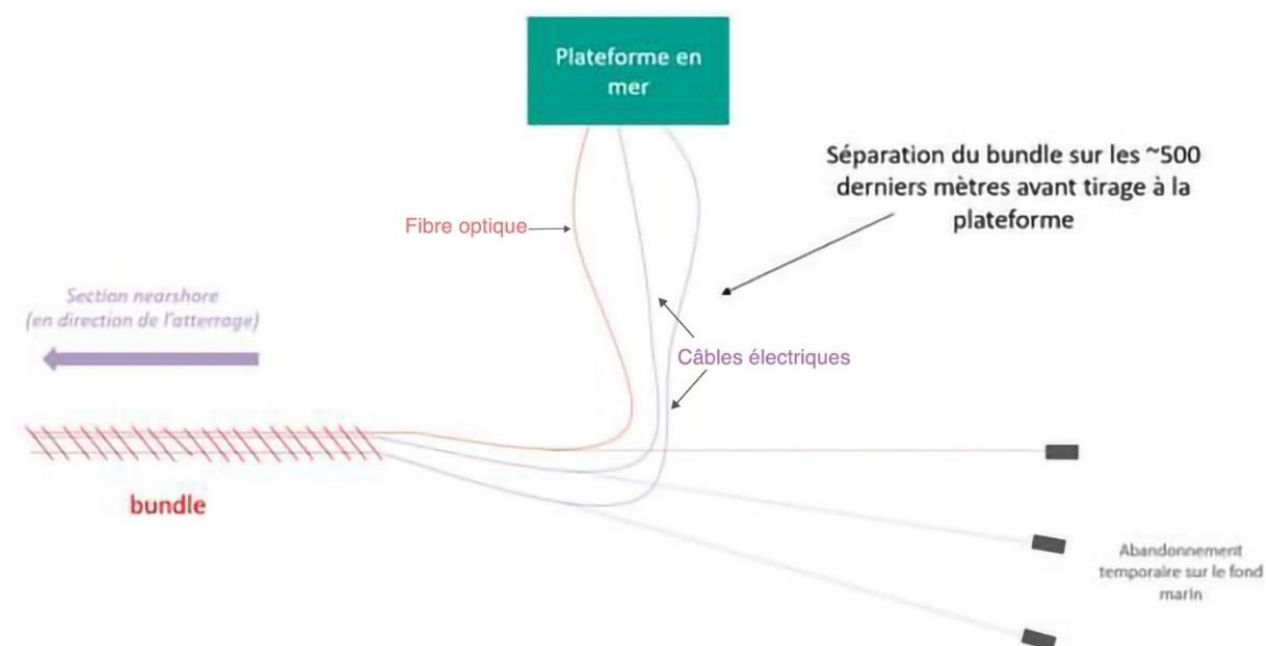


Figure 24 : Schéma d'installation de la liaison sous-marine à proximité de la plateforme en mer (incluant le stockage temporaire des câbles sur le fond marin) – Source : RTE

V.3 TRAVAUX DE POSE DES CABLES SOUS-MARINS AU NIVEAU DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

Dans le cas où la plateforme électrique en mer n'est pas disponible pour accueillir la remontée des câbles sous-marins, le navire dépose l'extrémité du câble sur le fond à une distance d'environ 500 m 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.

Lors de l'installation des câbles sur la plateforme électrique en mer, un navire est mobilisé pour récupérer le câble et le remonter sur la plateforme en mer.

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.

Au niveau de l'entrée des J-tubes, les câbles sont stabilisés avec une couche de roches posée en dessous et par-dessus. Cette opération d'enrochement est assurée par un navire dédié.

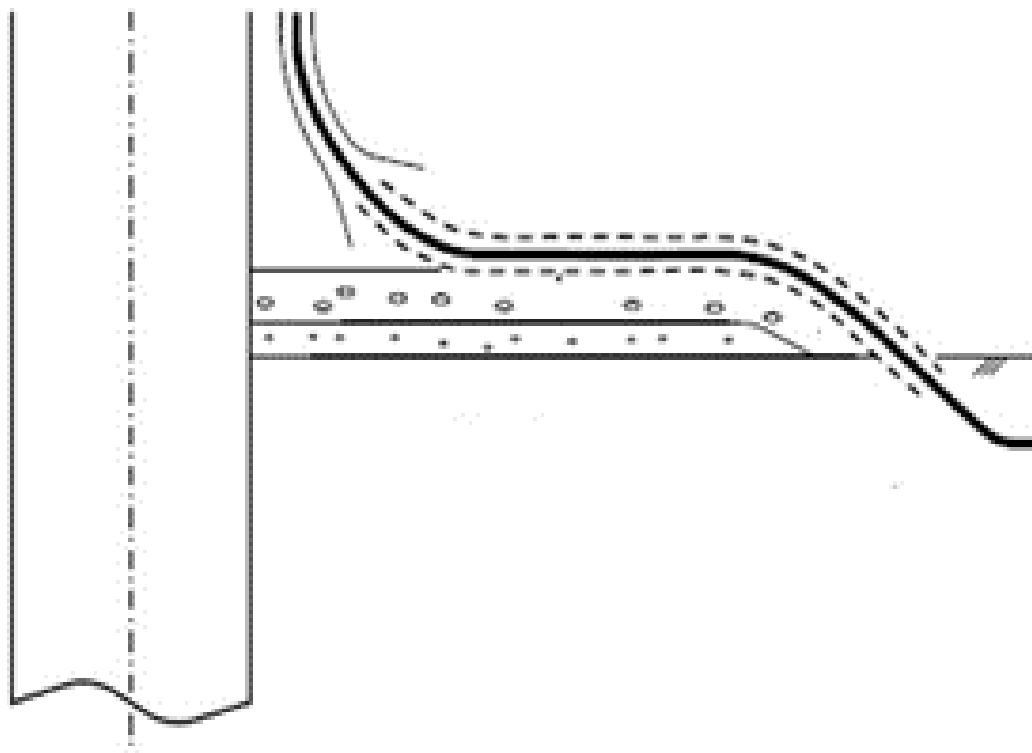


Figure 25 : Exemple de protections anti-affoulement des câbles aux pieds de la plateforme électrique en mer. Source : DNV

Une fois les câbles remontés sur la plateforme électrique en mer, les équipes du câblage travaillent sur les extrémités afin de les raccorder aux équipements de la plateforme électrique en mer.

A l'issue des travaux de pose et protection de la liaison électrique sous-marine, un relevé géophysique est réalisé sur l'ensemble du tracé pour contrôler la conformité de l'installation, la protection des câbles sous-marins, et relever précisément leur localisation et leur profondeur d'ensouillage.

V.4 TRAVAUX DE POSE DE LA LIAISON INTER-PLATEFORMES

Les trois tri-câbles de la liaison inter-plateformes sont posés successivement sur le fond marin par le navire câblé. Chaque câble est installé d'un seul tenant entre les deux plateformes. Ils sont espacés sur la majeure partie du tracé entre les plateformes, afin de faciliter les travaux de protection et leur future maintenance, et sont rapprochés en approche des J-tubes (voir schéma de principe ci-dessous) :

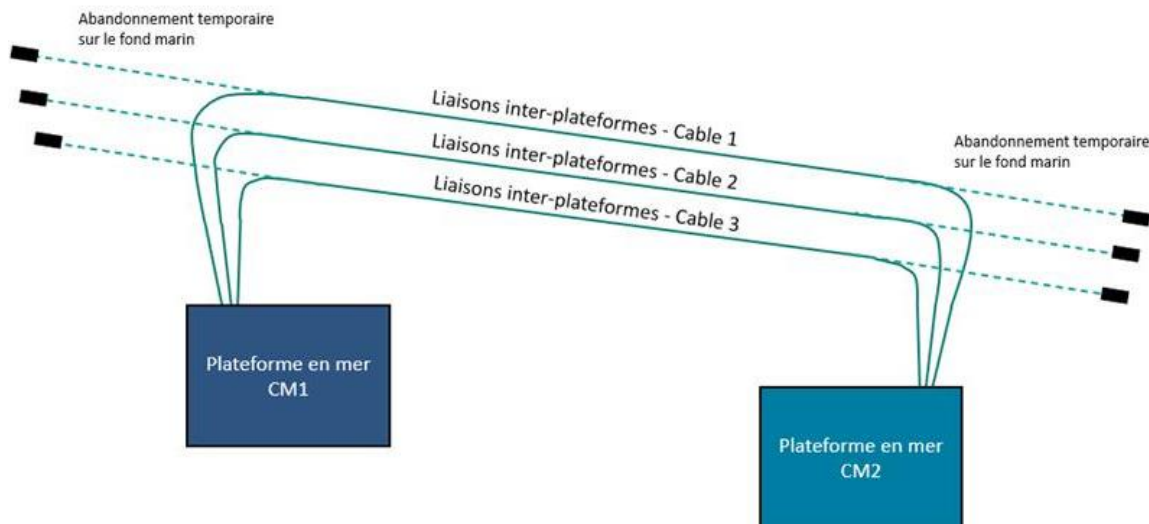


Figure 26 : Schéma d'installation de la liaison inter-plateformes (incluant le stockage temporaire des câbles sur le fond marin) – Source : RTE

Organisation du chantier : L'installation de la liaison inter-plateformes se fait selon les mêmes principes que l'installation de la liaison sous-marine, indiqués en section V.2.2 :

- transport puis pose des câbles, entre les deux plateformes électriques en mer ;
- travaux de protection des câbles par ensouillage ou protection externe le cas échéant ;
- travaux de raccordement des câbles aux plateformes électriques en mer (éventuellement après une période de stockage en mer).

Les méthodes de protections envisagées sont les mêmes que ceux de la liaison sous-marine indiqués en section V.2.3. Les méthodes de protections externes envisagées sont les mêmes que ceux de la liaison sous-marine indiqués en section V.2.4.

Scénario probable pour la liaison inter-plateformes : Les résultats de l'étude de faisabilité d'ensouillage ont conduit à définir une profondeur d'ensouillage cible comprise entre environ 1 m et 2,5 m sous le niveau des fonds marins pour tenir compte de la mobilité des sédiments et des risques liés au trafic maritime et aux activités de pêche. Ces résultats préliminaires seront revus et ajustés par les câblés lors de la préparation du chantier ou pour tenir compte de difficultés rencontrées durant le chantier. Le linéaire cumulé maximum pour les protections externes est de 1,5 km, correspondant aux 250 derniers mètres de chaque câble en sortie des J-tubes des plateformes en mer. Comme pour la liaison sous-marine, un rebouchage artificiel des tranchées pourrait être nécessaire, ainsi que de la protection externe en cas de protection insuffisante (voir section V.2.5 pour la liaison sous-marine). Les opérations de stockage immergé des câbles proche des plateformes, de tirages des câbles dans les J-Tubes, et d'enrochement en pied de J-Tubes, détaillées en section V.3 pour la liaison sous-marine, sont également applicables pour les liaisons inter-plateformes.

V.5 TRAVAUX D'INSTALLATION DES OUVRAGES A L'ATERRAGE

Pour atteindre la jonction d'atterrage, la technique mise en œuvre est un passage de la liaison sous-marine en sous-œuvre réalisé depuis la jonction d'atterrage jusqu'à un point de sortie en mer.

La jonction d'atterrage est installée dans un site :

- permettant d'espacer les câbles pour éviter les échauffements mutuels (idéalement 10 mètres entre chaque câble) ;
- présentant d'un sol favorable à l'évacuation de la chaleur.

Les durées prévisionnelles (indicatives) pour les travaux à l'atterrage pour la solution du forage dirigé (passage en sous-œuvre) sont de 47 semaines au total, qui se décomposent comme ci-après :

- installation : 2 semaines ;
- forages et tirages hors stand-by météo : 40 semaines ;
- ouvrage de jonction, remise en état : 5 semaines.

V.5.1 TRAVAUX AVEC UN PASSAGE EN SOUS-ŒUVRE

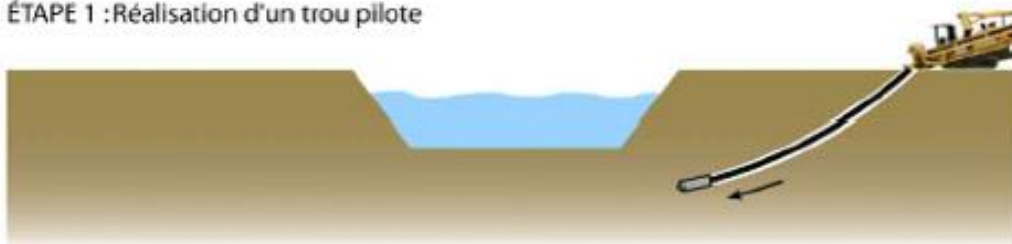
V.5.1.1 INSTALLATION DES FOURREAUX

Le forage vise des couches de sol profondes pour assurer sa stabilité. Au vu des données géotechniques, une profondeur maximale de 30 mètres (profondeur en cote marine) est envisagée.

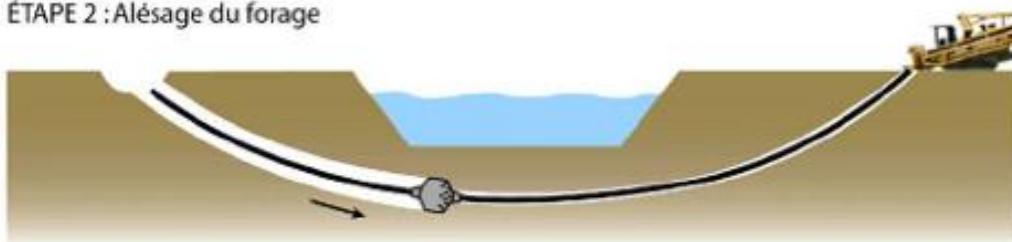
Trois forages distincts permettent la mise en place de fourreaux d'environ 400 mm de diamètre (un par câble) pouvant être espacés chacun de 10 mètres et d'un alésage pour la fibre optique. Un atelier de forage est installé dans la zone d'atterrage, au niveau de la parcelle. Cet atelier comprend entre autres une foreuse, des supports annexes (pompes, unités de recyclage), des équipements de levage de fourreaux, une pelle excavatrice. Une base vie est installée sur ou à proximité de la zone d'atterrage.

Les opérations de forage consistent en la réalisation d'un trou pilote suivi de phases d'alésages. Les opérations de forage nécessitent l'utilisation de fluides, composés essentiellement d'eau et de bentonite, une argile favorisant l'avancée des trous pilotes dans le sol. Des moyens nautiques (plateforme autoélevatrice, plongeurs, bateaux...) sont déployés au niveau de la sortie du forage sur l'estran ou en mer (selon la distance), afin de faciliter la réalisation du trou pilote et son alésage.

ÉTAPE 1 : Réalisation d'un trou pilote



ÉTAPE 2 : Alésage du forage



ÉTAPE 3 : Mise en place des fourreaux

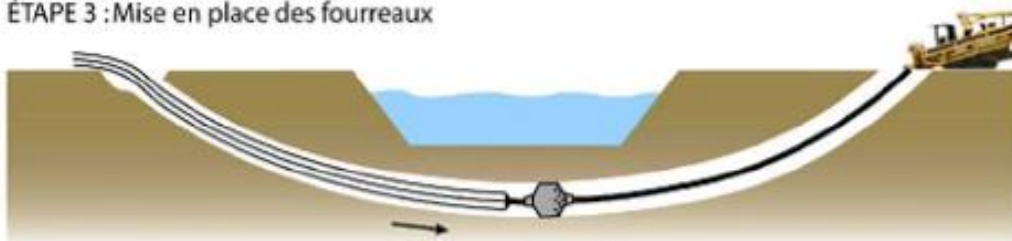


Figure 27 : Etapes de réalisation d'un forage dirigé - source RTE



Figure 28 : Exemple de plateforme jack-up pour assistance à forage

Les fourreaux sont assemblés à proximité immédiate de la zone d'atterrissage. Une fois assemblés, les fourreaux sont stockés, pour une durée maximale de 3 mois, en attente de la réalisation du forage. Ceux-ci sont alors tirés soit depuis la plage vers la mer, soit à l'inverse depuis la mer vers la plage. Dans ce cas, les fourreaux (pouvant aller jusqu'à 1 200 mètres de longueur) sont amenés par flottaison en mer, tractés par un navire de type remorqueur.

V.5.1.2 GESTION DES BOUES ET DEBLAIS 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 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.

Pendant les opérations d'alésage, dans le cas où une partie des boues et des déblais de forage serait rejetée en mer de manière fortuite, cela serait sans danger pour l'environnement. La turbidité ainsi générée se dissoudrait rapidement.

V.5.1.3 TRAVAUX DE TIRAGE DES CABLES

Les travaux d'installation des câbles sous-marins dans les fourreaux démarrent une fois les travaux de génie civil à l'atterrage 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 l'atterrage 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 jonction d'atterrage. Afin de limiter les efforts de tirage entre le navire câblé et la jonction d'atterrage, des barges autoportantes peuvent être positionnées à mi-chemin et équipées de tensionneurs pour contrôler et reprendre la tension dans le câble. Des moyens nautiques intermédiaires peuvent également être positionnés le long du câble en flottaison, pour contrôler sa trajectoire, notamment en cas de courants de surface élevés.
- le câble est ensuite tiré dans le fourreau d'amené à la chambre de jonction d'atterrage ;
- la séquence de tirage est ensuite répétée pour le second câble de puissance puis pour la fibre optique, tirés dans leurs fourreaux respectifs.

Ces opérations à l'atterrage 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, la jonction d'atterrage est refermée. Le site est remis en état.

V.5.2 TRAVAUX DE LA JONCTION D'ATTERRAGE

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 remblayer.

L'accès aux chambres de fibres optiques et de mise à la terre doit être maintenu sur toute la durée de vie de l'ouvrage. Un entretien de l'accès à ces chambres pourra être mis en œuvre en phase exploitation.

V.6 TRAVAUX D'INSTALLATION DE LA LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU

V.6.1 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.6.2 TECHNIQUES DE TRAVAUX EN TRANCHEE

Les travaux de pose de la liaison électrique souterraine sont principalement réalisés en tranchée. Les fourreaux dans lesquels sont tirés les câbles électriques sont posés en fond de tranchée et accompagnés de deux fourreaux pour fibres optiques. La tranchée, d'une largeur de 1 m, est rebouchée au fil de l'avancement du chantier. Les volumes excédentaires de déblais sont recyclés ou évacués dans des installations de stockage adaptées.

Les fourreaux posés 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.

Pour la pose en fourreau PVC, les câbles sont déroulés dans des fourreaux PVC enrobés de béton. Afin d'assurer la protection des tiers et de l'ouvrage, la hauteur de charge au-dessus des câbles est de 1 m. Un grillage avertisseur de couleur rouge est positionné à 0,2 m au-dessus de l'ouvrage. Ce mode de pose est particulièrement adapté aux zones fortement encombrées en réseaux souterrains (zone urbaine notamment).

Ponctuellement, ce mode de pose peut être réalisé à moindre profondeur. Il est alors complété à l'aplomb d'une protection en acier. Un grillage avertisseur de couleur rouge est positionné au-dessus de cette protection.

Pour la pose en fourreau PEHD, les câbles sont déroulés dans les fourreaux PEHD posés en pleine terre. Afin d'assurer la protection des tiers et de l'ouvrage, la hauteur de charge au-dessus des câbles est de 1 m. Un grillage avertisseur de couleur rouge est positionné à 0,2 m au-dessus de la liaison. Ce mode de pose est particulièrement adapté aux zones faiblement encombrées en réseaux souterrains (zone rurale principalement ou semi-urbaine lorsque les réseaux sont peu denses).

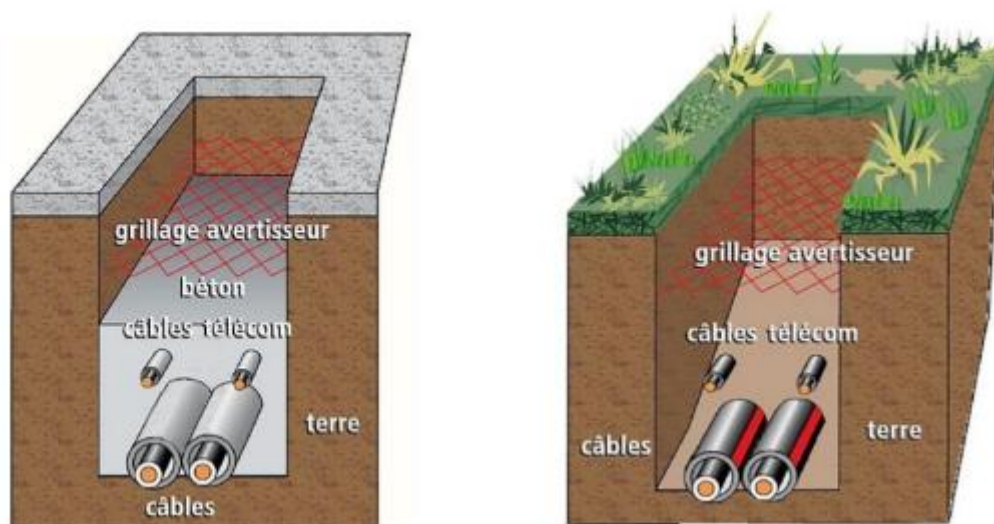


Figure 29 : Représentation schématique de la pose en tranchée : PVC avec béton (à gauche) et PEHD pleine terre (à droite). Source : RTE

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.



Figure 30 : Pose de liaison souterraine PVC béton à deux circuits sous et en bordure de voirie. Source : RTE



Figure 31 : Pose d'une liaison souterraine 225 kV en fourreaux PEHD en zone agricole. Source : RTE

La mise en place de la liaison souterraine s'organise autour d'un chantier dont la largeur nécessaire peut atteindre 12 m, en prenant en compte :

- l'axe de la tranchée ;
- un axe de déplacement pour les engins ;
- une bande pour le stockage de déblais issus de la tranchée ;
- des zones de stockage pour la terre végétale.

Cette configuration est représentée sur la figure ci-dessous.

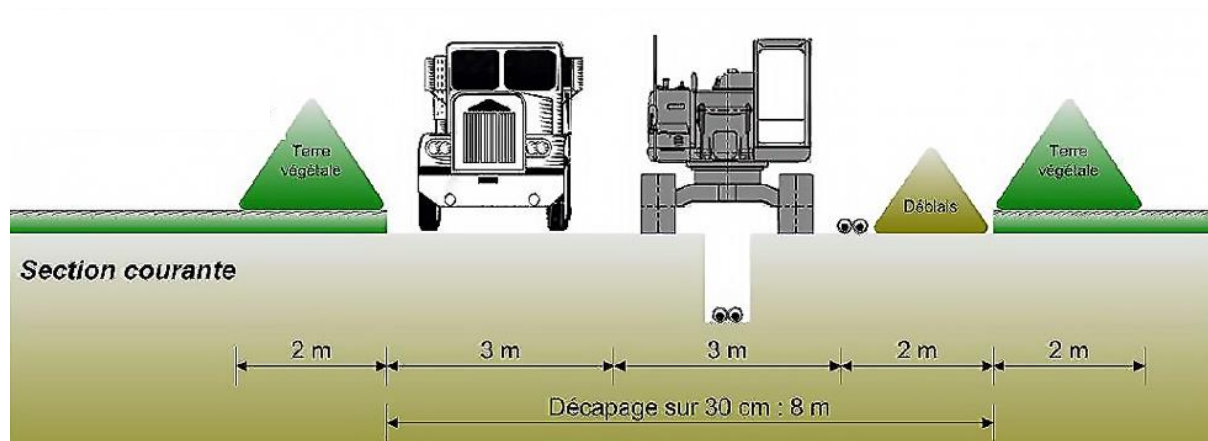


Figure 32 : Exemple d'emprise travaux en terrain agricole

Les étapes du chantier d'installation d'un tronçon de liaison (maximum 1,6 km) sont listées ci-dessous :

- balisage du chantier et déviation de voies de circulation ou alternats de circulation (si nécessaire) ;
- découpage de la chaussée ou décapage de la terre végétale ;
- ouverture de la tranchée à la pelle mécanique (avec tri des terres) ou à la trancheuse ;
- mise en place des fourreaux PEHD ou PVC, et du béton pour le mode de pose en fourreaux PVC ;
- remblaiement de la tranchée dans l'ordre des terres triées, avec pose du grillage avertisseur, compactage ;
- déroulage des câbles dans les fourreaux à partir des chambres de jonction aux extrémités du tronçon ;
- réalisation des jonctions et fermeture des chambres de jonction ;
- nettoyage et remise en état du site (voiries et/ou espaces agricoles).

La construction de la liaison souterraine est prévue sur une durée totale de 4 ans. Cependant, il s'agit d'un chantier mobile : les tranchées sont ouvertes puis refermées en 15 jours, avant d'ouvrir la tranchée suivante. Les travaux relatifs aux chambres de jonction durent un mois pour leur installation, puis un mois en fin de chantier pour tirer les câbles dans les fourreaux et joindre les câbles entre eux.

V.6.3 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 peuvent être mises en œuvre. Pour le raccordement CM2, cela concerne des ouvrages routiers et ferroviaires ainsi que des cours d'eau.

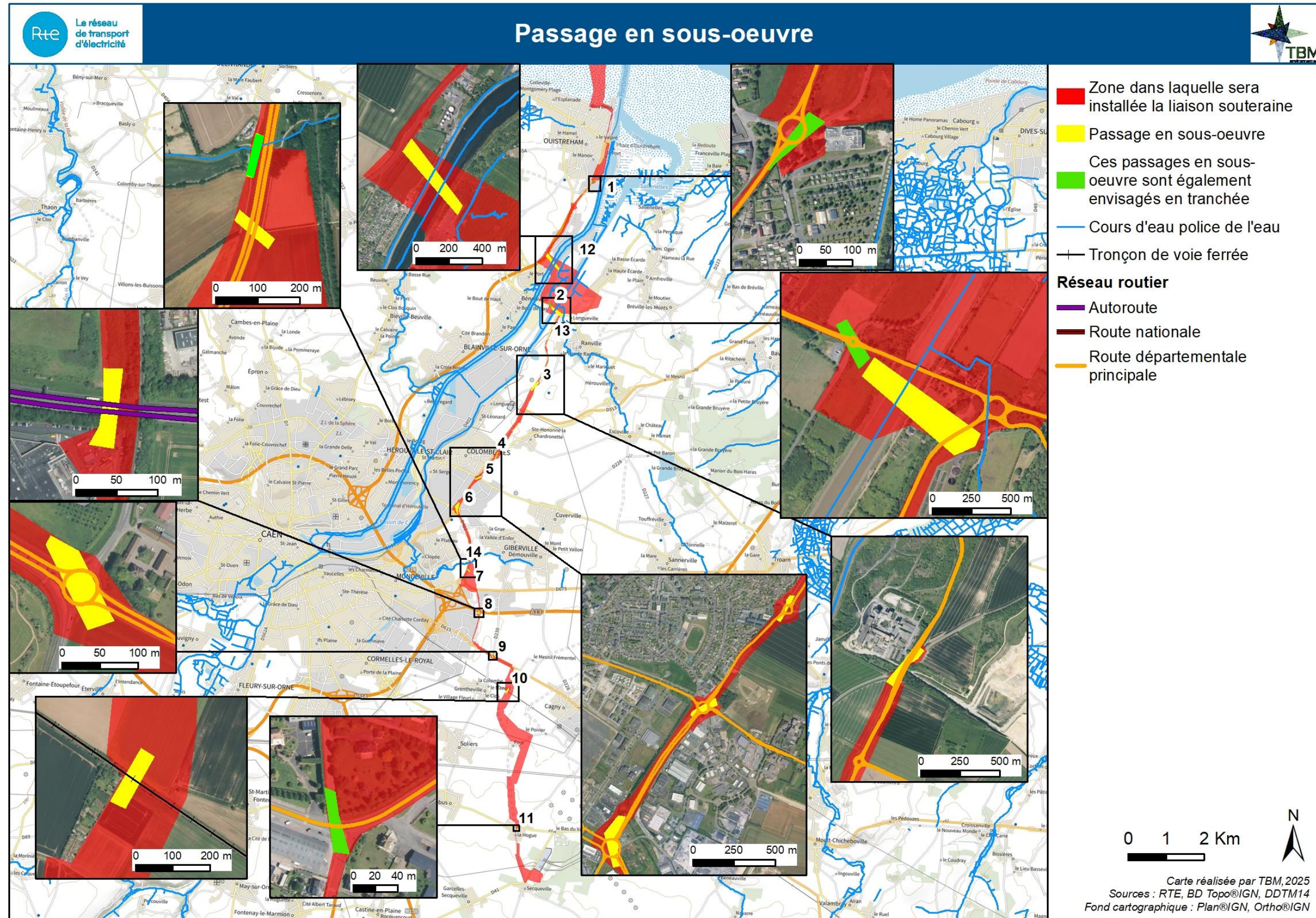
Dans le cadre du raccordement CM2, le passage en sous-œuvre concerne quatorze sites comme indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 13 : Liste des obstacles passés en passage en sous-œuvre

Passage en sous-œuvre	Obstacles passés
1	*Rond-point de la D84
2	Rond-point de la D514
3	Passage au droit de la cimenterie Calcia
4	Rond-point de la D513
5	Rond-point de la D513/D226
6	Rond-point de la D513/D403
7	Traversée de la D403
8	Traversée de l'A13
9	Rond-point de la D613/D230
10	Traversée de la voie ferrée
11	*Traversée de la D89
12	Canal de Caen à la mer
13	L'Orne
14	*La Gronde

**ces passages en sous-œuvre sont également envisagés en tranchée*

A noter que trois passages de cours d'eau en sous-œuvre sont prévus : Canal de Caen à la mer, Orne, *la Gronde.



Carte 6 : Passages en sous-œuvre.

V.6.3.1 PASSAGE 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.

La profondeur sous le lit mineur lors des forages pour le passage sous cours d'eau s'échelonne de 3 à 6 m en fonction des cours d'eau concernés.

V.6.3.1.1 Le forage dirigé

Un forage dirigé comporte quatre étapes :

- la réalisation du tir pilote en assemblant des tiges en acier qui sont poussées et dirigées par la foreuse ;
- l'élargissement qui permet d'agrandir le diamètre du forage ;
- le tirage des fourreaux à l'intérieur du forage ;
- le tirage des câbles dans les fourreaux préalablement installés.



Figure 33 : Représentation de la technique du forage dirigé. Source : RTE

V.6.3.1.2 Le fonçage

Le fonçage consiste à pousser des tubes en acier dans le sol qui sont assemblés les uns aux autres au fur et à mesure de leur progression, à l'aide d'un rail de guidage. Les déblais sont ensuite extraits. Cette technique nécessite la réalisation d'un puits de chaque côté de l'obstacle de l'obstacle.

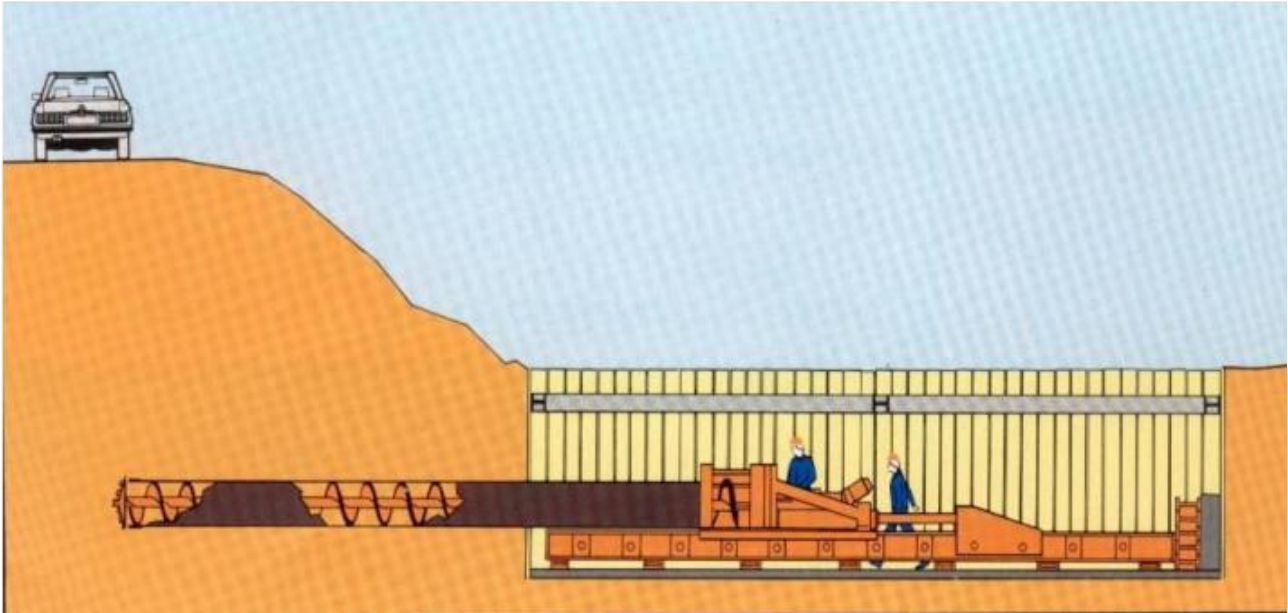


Figure 34 : Représentation schématique de la technique du fonçage. Source : RTE

V.6.3.2 PASSAGE D'UN COURS D'EAU AU DROIT D'UN RESEAU ROUTIER

Lors de la traversée d'un cours d'eau au droit d'un réseau routier, deux configurations peuvent être rencontrées suivant la hauteur de charge disponible entre la partie inférieure de la chaussée et la partie supérieure de l'ouvrage hydraulique (arche de pont, buse, etc...) et les caractéristiques de l'ouvrage hydraulique :

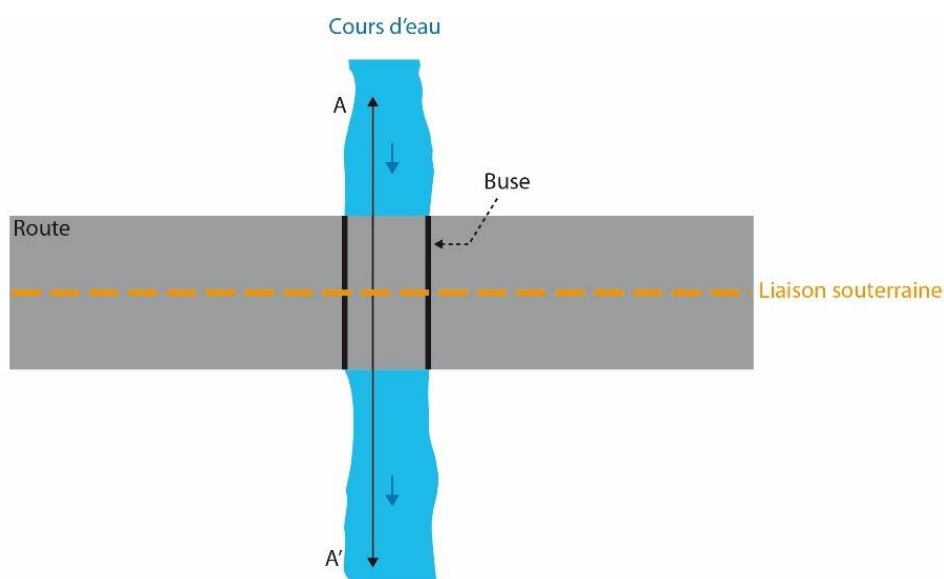


Figure 35 : Passage de buse. Source : RTE

- Cas 1 : charge suffisante

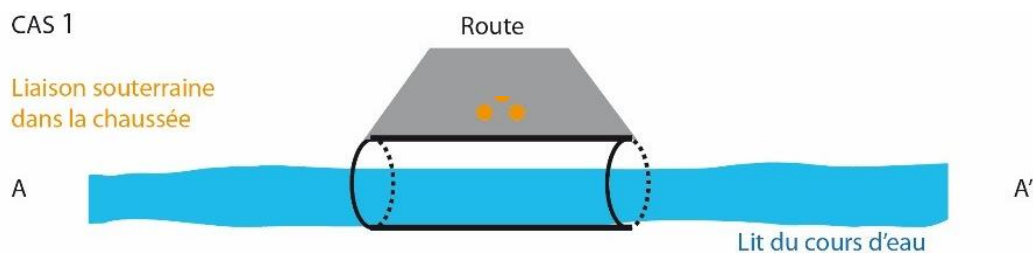


Figure 36 : Passage de buse dans le cas de charge suffisante. Source : RTE

Dans ce cas, la chaussée est ouverte, la tranchée creusée jusqu'à la profondeur cible (sans remettre en cause l'intégrité de l'ouvrage hydraulique situé dessous), les fourreaux positionnés en fond de fouille avant fermeture de la tranchée et de la chaussée.

- Cas 2 : charge insuffisante – ouvrage hydraulique soutenu et peu large

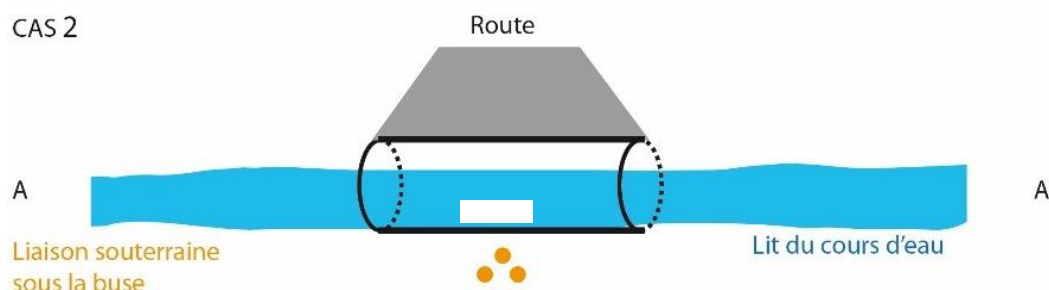


Figure 37 : Passage de buse dans le cas de charge insuffisante. Source : RTE

Dans ce cas, la chaussée est ouverte, la tranchée creusée jusqu'à la profondeur cible de part et d'autre de l'ouvrage hydraulique, une percée est réalisée sous l'ouvrage hydraulique depuis les côtés pour passer les fourreaux, les tranchées et chaussée refermées de part et d'autre.

La circulation d'eau dans l'ouvrage est préservée pendant toute l'opération.

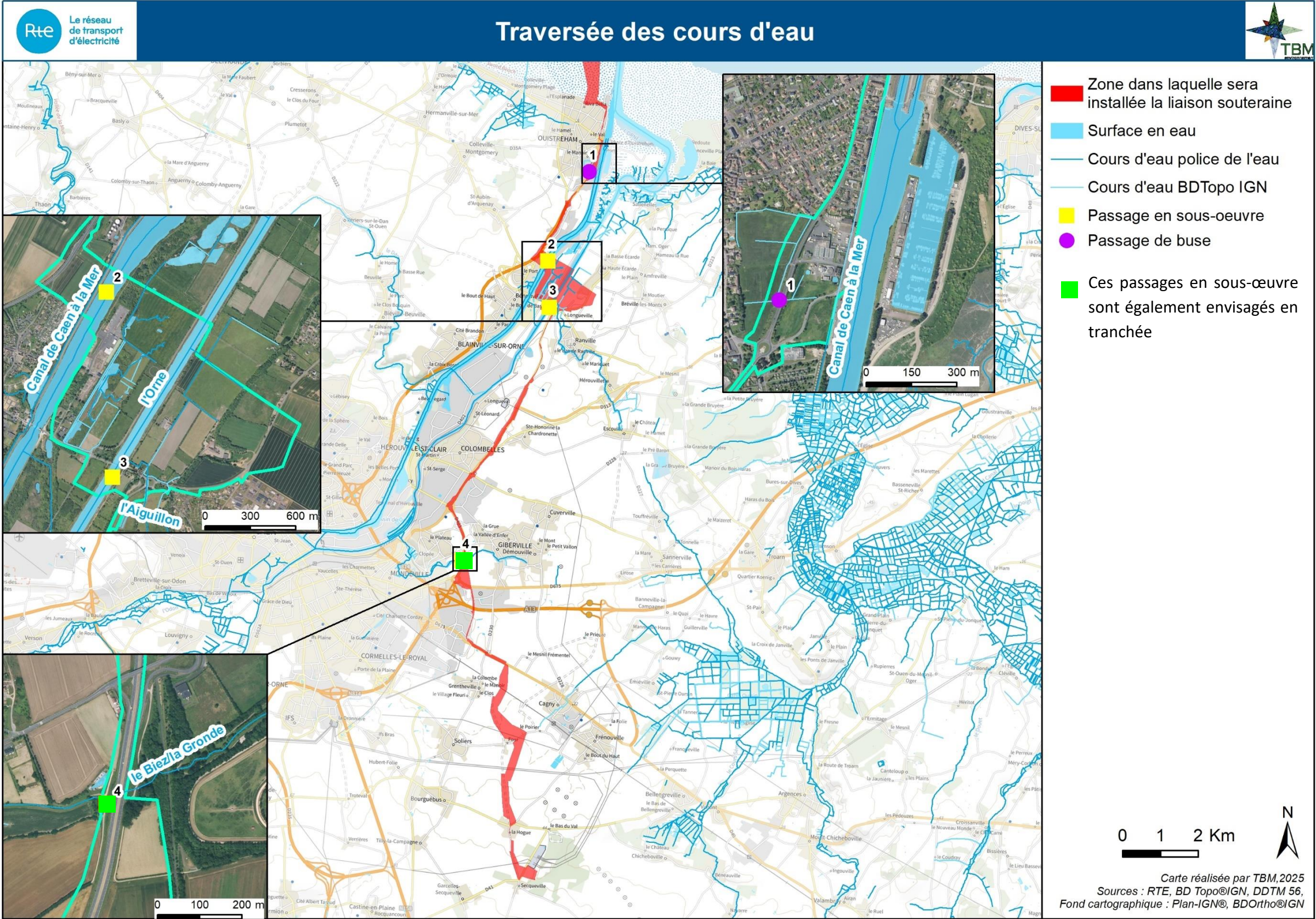
- Cas 3 : charge insuffisante – ouvrage hydraulique non-soutenu ou large

Dans ce cas, l'ouvrage hydraulique ne permet pas le percement depuis les côtés d'une trouée par dessous. La solution consiste alors remplacer l'ouvrage existant par un nouveau comprenant des réservations pour le passage des fourreaux. L'opération nécessitant la mise hors d'eau de l'ouvrage existant, une méthode de détournement du cours d'eau avec batardeaux et busage provisoire est mise en œuvre.

Au total, il est prévu jusqu'à 2 passages de buse.

V.6.3.3 PASSAGE EN ENSOILLAGE

Dans le cadre du franchissement de certains cours d'eau, la technique de l'ensouillage peut être envisagée. Un passage avec recours à de l'ensouillage est identifié, sur une surface de 10 m² ; il s'agit du cours d'eau de l'Aiguillon.



Carte 7 : Type de traversées des cours d'eau

La souille est une tranchée immergée qui peut être réalisée par anticipation ou être réalisée simultanément avec la pose des fourreaux destinés à recevoir les câbles. L'idée étant d'être capable d'isoler la tranchée de l'eau au moyen de batardeau (palplanche ou merlon). Les dispositifs nécessaires au respect de l'environnement sont mis en œuvre comme un système antipollution des cours d'eau à l'aval (filet récupérateur par exemple) destiné à filtrer et retenir les particules.

La zone comprise entre les deux batardeaux pour la réalisation des travaux correspond à un tronçon de cours d'eau d'une longueur totale d'environ 5 m. Pour chaque cours d'eau, la durée de l'intervention est de l'ordre de 5 jours. A la fin du chantier, le site est nettoyé et remis en état. Les matériaux employés permettront la reconstitution naturelle des berges.

Le franchissement en ensouillage des cours d'eau est réalisé si possible en période d'étiage.

Selon la nature du cours d'eau et de son exploitation, deux options sont possibles :

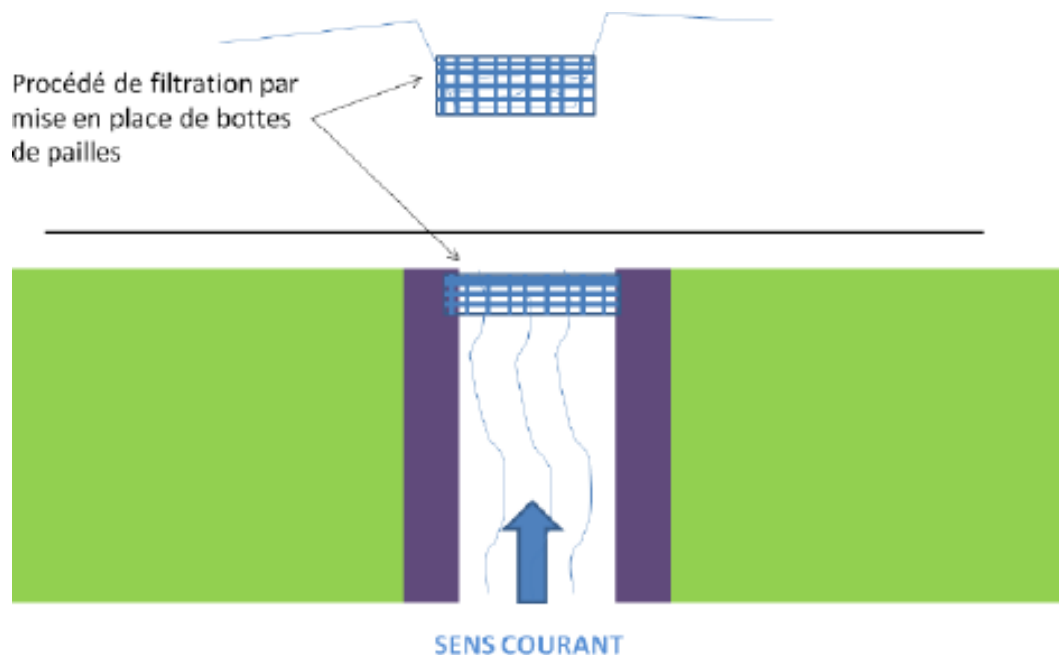
- la mise en place d'une conduite en acier ou en béton destinée à recevoir les fourreaux contenant les câbles,
- la mise en place directe des fourreaux contenant les câbles.

Ces éléments doivent supporter la pression due à la charge de l'eau. Ils peuvent être mis en place par tirage à partir d'une berge ou déposés en fond de fouille après avoir été lestés. Ils sont assemblés sur une zone de la berge réservée à cet effet.

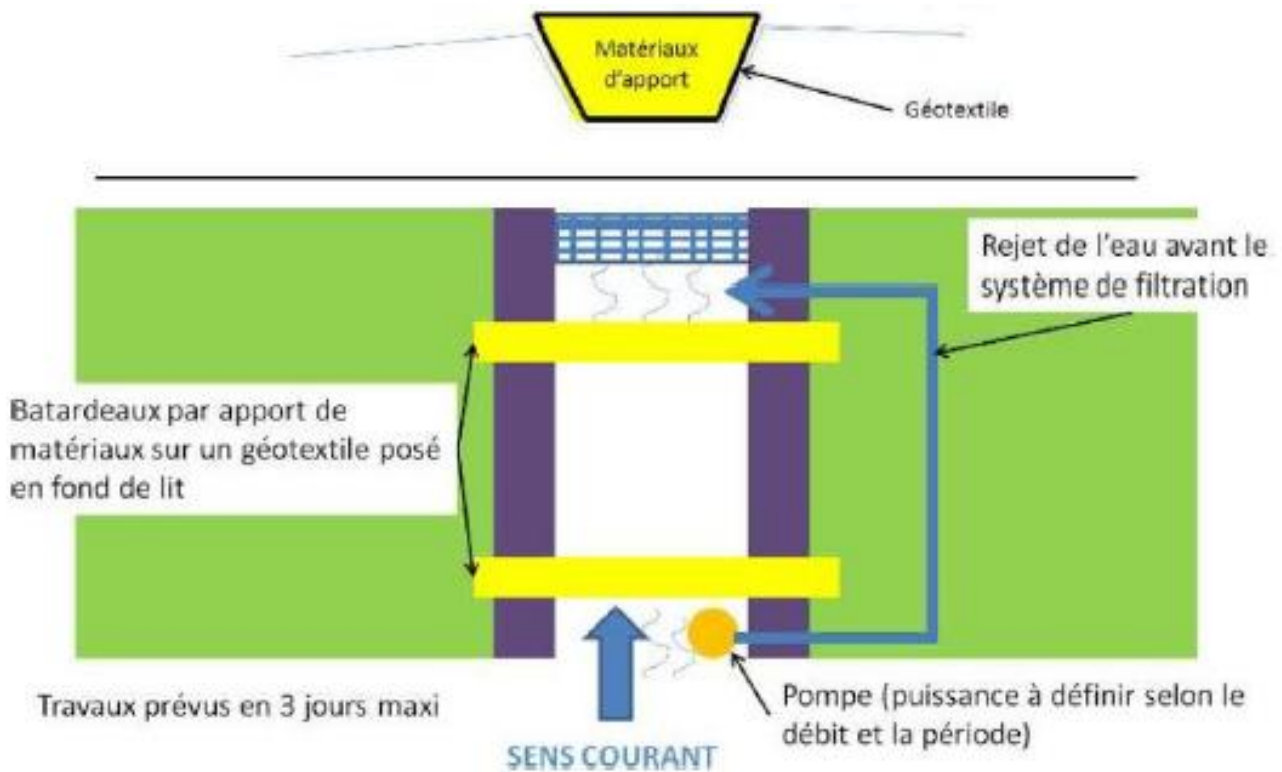
Le remblaiement est effectué avec les matériaux extraits ou avec des matériaux d'apport.

L'exemple du mode opératoire prévu en cas d'ensouillage est décrit ci-dessous.

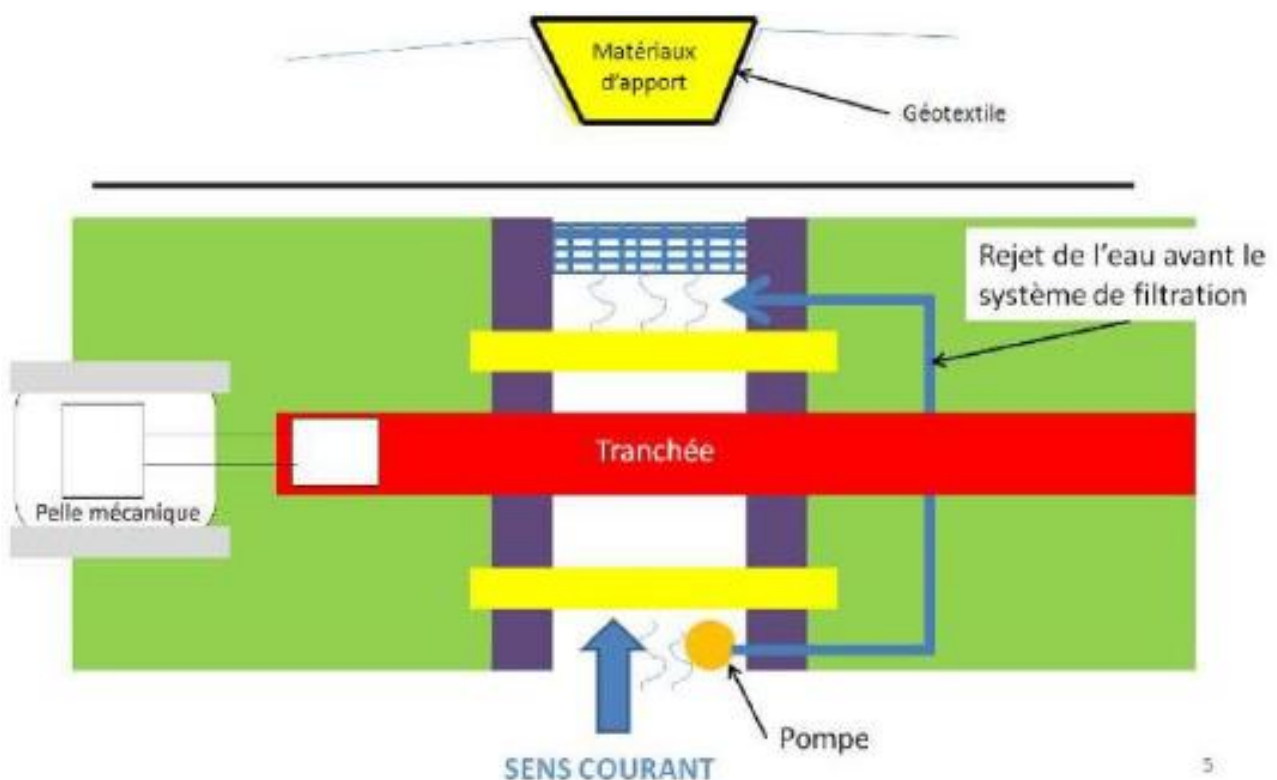
- un dispositif filtrant (botte de paille ou géogridle par exemple) est mis en place à l'aval pour retenir les matières mises en suspension du fait des travaux.



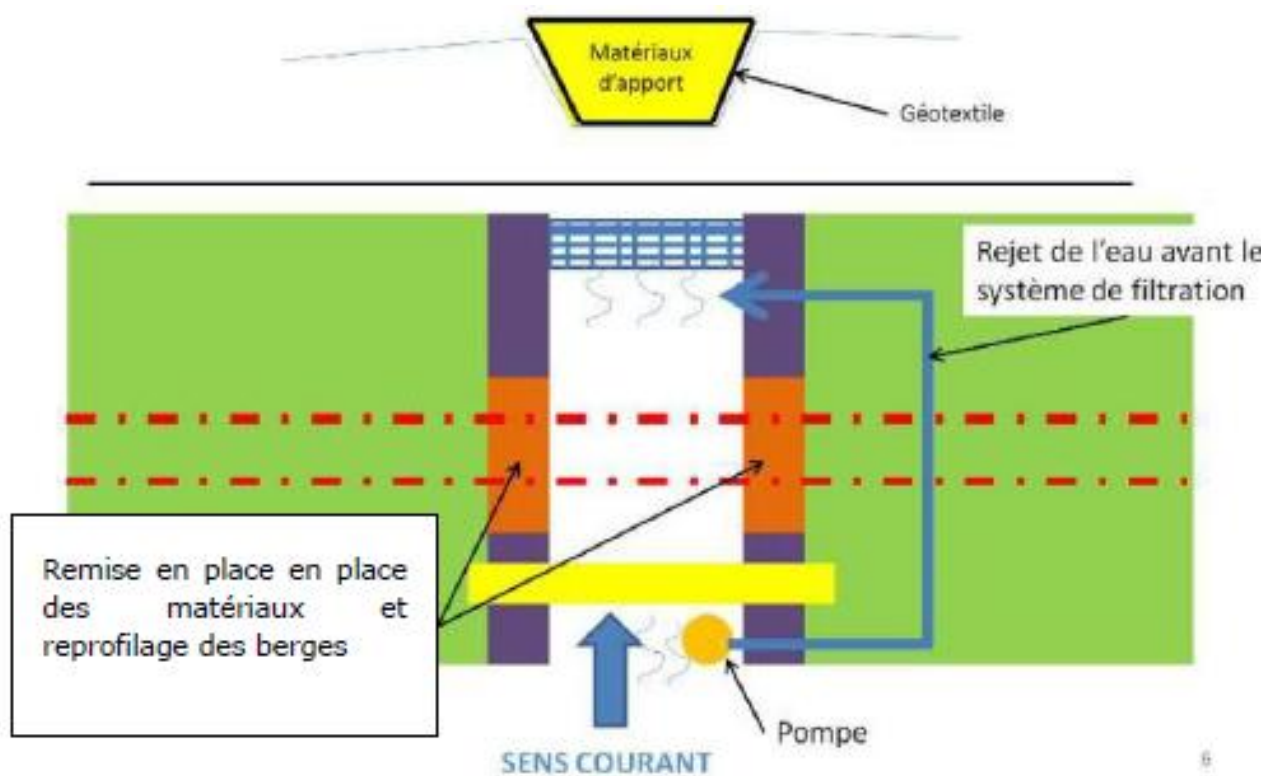
- un batardeau (ou barrage provisoire) est créé à l'amont, par exemple par apport de terre enveloppée d'un géotextile. Si le cours d'eau n'est pas à sec, la mise en place d'une buse permettant l'écoulement de l'eau de l'amont vers l'aval et d'un batardeau à l'aval permet d'éviter la remontée de l'eau sur la zone de travaux ;



- les travaux sont réalisés (mise en place des fourreaux) et la reconstitution du lit et des berges du cours d'eau prend place ;



- le batardeau aval puis le batardeau amont sont progressivement retirés ;



- les dispositifs filtrants sont enlevés puis le chantier est nettoyé, le site est remis en état.

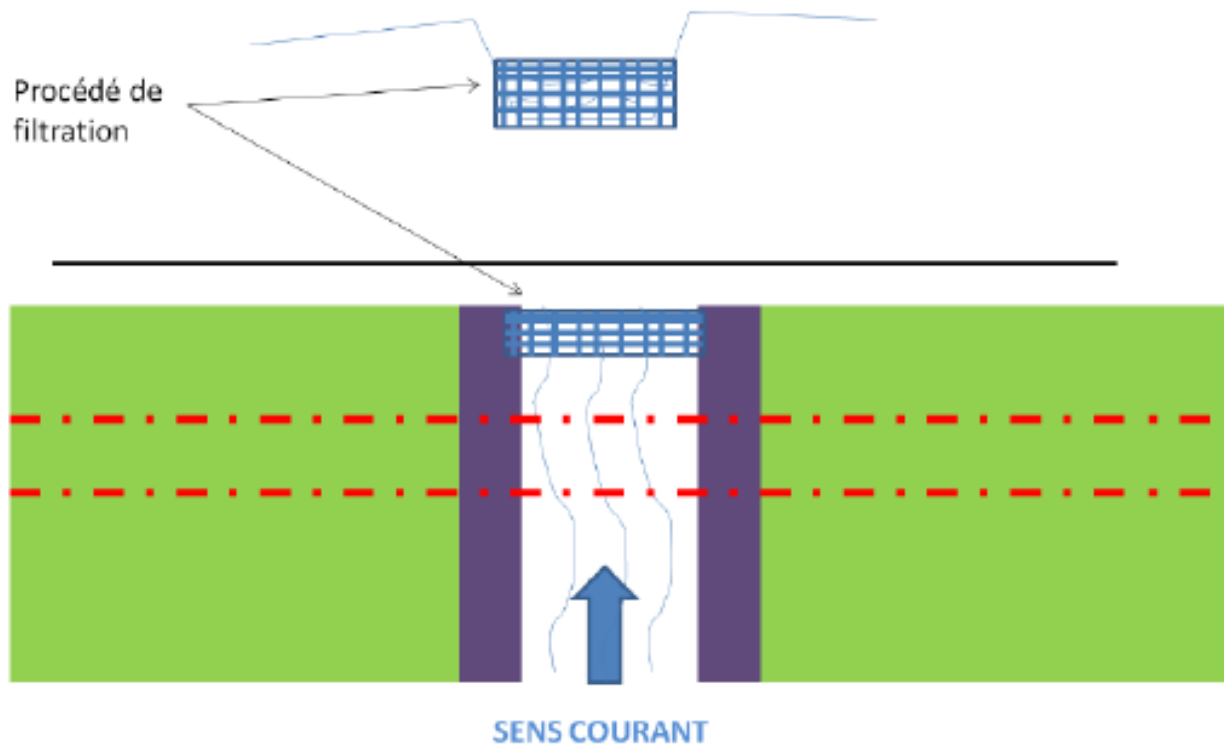


Figure 38 : Etapes des travaux pour le passage d'un cours d'eau par ensouillage

V.7 TRAVAUX D'INSTALLATION DE LA STATION DE CONVERSION GARCELLES

Les travaux pour la construction de la station 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. L'accès à la zone de travaux est réalisé par une entrée depuis la route D41. La base-vie du chantier est située sur des parcelles agricoles à proximité site de la station de conversion.

Les travaux se divisent en plusieurs opérations :

- décapage de la plateforme 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 (eau) ;
- mise en œuvre de la plateforme : épandage, arrosage, régalinge, malaxage, compactage ;
- installation de la double clôture de la station de conversion, du portail, du bassin d'infiltration ;
- création des différents bâtiments industriels, avec leurs fondations, destinés à accueillir les équipements électriques et les locaux nécessaires au personnel d'intervention ;
- création de la fosse déportée, des pistes, des caniveaux (pour permettre de raccorder les organes électriques aux matériels de contrôle, situés dans les bâtiments industriels) et du réseau 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), transformateurs, câbles ...) ;
- raccordement définitif aux réseaux de distribution (eau, électricité, téléphone) et mise en service.

V.8 TRAVAUX D'INSTALLATION DE LA LIAISON AERIEENNE EN COURANT ALTERNATIF

Les câbles électriques de la liaison aérienne du raccordement CM2 sont installés entre la station de conversion Garcelles et le poste électrique de Tourbe. Les travaux seront réalisés au sein de l'emprise de ces 2 sites.

V.9 TRAVAUX INDUITS DANS LE POSTE ELECTRIQUE DE TOURBE

Les travaux induits dans le poste existant de Tourbe consistent en des travaux d'adaptation pour accueillir la nouvelle liaison électrique. Il s'agit de terrassement, d'installation des matériels électriques sur de nouvelles charpentes métalliques posées sur des fondations béton à créer. A cela s'ajoutent des travaux de construction de deux bâtiments de relaiage (environ 6 m de long par 2,5 m de large) destinés à accueillir les systèmes de contrôle et de commande de la liaison aérienne, et de la création d'un pylône pour l'implantation de la liaison aérienne vers la station de conversion.

Enfin, des travaux de tirage de câbles à basse tension et à fibre optique sont nécessaires pour connecter les alimentations électriques auxiliaires et le système d'informations.



Figure 39 : Poste électrique de Tourbe existant. Source : RTE

VI. DESCRIPTION DE LA PHASE D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE DU RACCORDEMENT CM2

Les ouvrages du raccordement sont conçus pour une exploitation d'une durée de 40 ans.

VI.1 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

VI.1.1 SURVEILLANCE DE L'OUVRAGE

Il n'y a pas de personnel à demeure sur la plateforme électrique en mer, elle est équipée d'un système de contrôle qui permet de la surveiller et de la téléopérer à distance. Les rares interventions à faire sur site sont planifiées au moment où les conditions sont les plus favorables.

Un quartier vie pouvant accueillir 48 personnes est installé sur le pont surveillance. Il est utilisé pendant la phase de travaux et essais en mer, puis pendant les campagnes de maintenance.

Un système de contrôle et d'acquisition de données propre au fonctionnement des systèmes support de la plateforme électrique en mer permet la prise en compte d'informations de monitoring avancées, comme :

- le contrôle des équipements auxiliaires ;
- les conditions de fonctionnement de la plateforme et en particulier la température et l'hygrométrie des salles sensibles ;
- l'état des systèmes sensibles de la plateforme comme notamment les systèmes de protection « incendie » mais aussi les systèmes de balisage et d'aide à la navigation ;
- les informations concernant les conditions de mer et météorologiques à proximité de la plateforme ;
- le contrôle des entrées et sorties à l'aide d'un système de vidéosurveillance ;
- le comportement de la structure de la plateforme afin de détecter toute déformation anormale.

L'accès à la plateforme depuis la terre peut se faire soit par navire de transfert de personnel (CTV) soit par hélicoptère. Compte tenu des distances éloignées des côtes, la solution par hélicoptère est privilégiée pour des interventions sur site de courte durée (aller et retour dans la même journée) tandis que la solution par navire peut être mise en œuvre pour des interventions plus longues au cours desquelles le personnel sera maintenu sur la plateforme ou à proximité de la plateforme pendant plusieurs jours. Il est anticipé qu'il puisse y avoir une centaine d'aller-retour en hélicoptère par an.

VI.1.2 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 des visites antérieures et des zones à risques traversées (forts courants, dynamique sédimentaire...).

La fréquence de suivi est validée par les services gestionnaires et les autorités compétentes dans le cadre de la concession d'utilisation du domaine public maritime et de l'agrément concernant les installations situées en zone économique exclusive (ZEE).

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

VI.1.3 MAINTENANCE PREVENTIVE

La plateforme électrique en mer est un ouvrage sensible 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.

Matériel haute tension et équipement de la plateforme électrique en mer :

La maintenance préventive est basée sur :

- des mesures, des contrôles visuels, auditifs ou thermiques, et des visites régulières, des auto-détections et des analyses de comportement des matériels. Ces opérations ont une périodicité de plusieurs mois et correspondent à une visite permettant de détecter les modes de défaillance moyennement critiques, comme par exemples des dégradations de surfaces ;
- des tests de fonctionnement, des contrôles réglementaires, des mesures internes, des prélèvements et des manœuvres périodiques. Cette maintenance permet de vérifier l'état de l'ouvrage.
- une périodicité adaptée en fonction des spécificités et des certifications des matériels.

Structures et fondations :

La maintenance préventive se décline de la façon suivante :

- un contrôle de l'ensemble des infrastructures sous-marines de la plateforme est réalisé environ un an après mise en service ;
- des visites ultérieures régulières (fréquence adaptée en fonction des résultats des visites antérieures afin de prendre en compte en particulier l'évolution des fonds marins, de la protection anti-affouillement et de la vie marine) ;
- des visites déclenchées à la suite d'événements climatiques exceptionnels ou suite à des points critiques remontés par les systèmes de surveillance ou par les usagers de la mer.

Les fonds marins sur lesquels les fondations sont construites peuvent évoluer avec le temps, notamment sous l'action des vagues et des courants qui peuvent causer des mouvements sédimentaires (érosion, accrétion, formation et déplacement de dunes sous-marines) et dégrader l'ancrage des fondations (phénomènes d'affouillements, déplacement des protections).

En cas d'anomalie détectée et selon son niveau de gravité, RTE déclenche la réalisation de travaux correctifs comme, la réalisation de dragage ou de renforcement des protections anti-affouillement des fondations ou la correction de problèmes rencontrés sur les systèmes de protection contre la corrosion.

VI.1.4 MAINTENANCE CURATIVE

Une réparation en mer nécessite des navires pour amener les intervenants à bord de la plateforme et les approvisionner en matériels et outils. Des navires importants pour remplacer des équipements lourds comme les transformateurs sont mobilisés de manière exceptionnelle.

VI.2 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DES LIAISONS SOUS-MARINES

Les liaisons électriques sous-marines (en courant continu et inter-plateformes) sont équipées de fibres optiques pour surveiller l'ouvrage en exploitation.

VI.2.1 MAINTENANCE CURATIVE

La maintenance curative consiste à réaliser une réparation en cas de défaut sur les câbles selon les étapes suivantes :

- repérage du défaut sur la liaison électrique ;
- si besoin, enlèvement des protections, puis découpe de part et d'autre du tronçon à retirer ;
- récupération des deux extrémités du câble à bord ;
- réalisation des jonctions avec le tronçon de réparation et réalisation de test optique sur la liaison ;
- redépose de la boucle sur les fonds après la réparation :
cette réparation induit une longueur de câble supplémentaire et le câble est redéposé sur le fond marin, à proximité de sa position initiale ;
- protection du câble réparé.

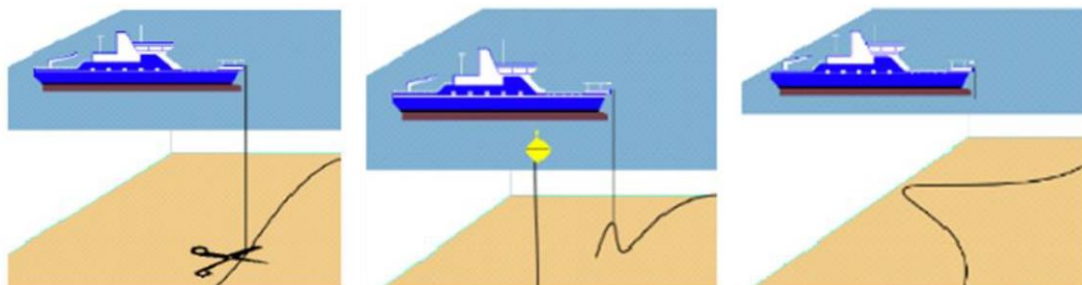


Figure 40 : Principe d'opération de maintenance curative d'une liaison électrique en mer. Source : RTE

La réparation du câble s'effectue à partir d'un moyen maritime de pose de câble. La durée est dépendante de la période de l'année et des conditions de mer. Les mesures de sécurité prises sont édictées par la préfecture maritime. Les activités sont similaires à celles de pose et de protection initiale.

Si un nouvel ensouillage est nécessaire, les techniques mises en œuvre et les moyens associés sont ceux décrits précédemment. Cependant, l'ensouillage des câbles sur un tracé en courbe étant délicat à réaliser, la portion de câble réparée est le plus souvent protégée à l'aide de protections externes telles que l'enrochement ou les matelas en béton.

VI.3 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DE LA LIAISON SOUTERRAINE

En phase exploitation, la liaison souterraine fait l'objet d'une visite annuelle le long du tracé. Elle consiste à une investigation visuelle afin de rechercher d'éventuelles modifications des caractéristiques de l'environnement et d'éventuelles anomalies matérielles. 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 nécessaires, à l'identique des travaux de construction.

VI.4 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DE LA STATION DE CONVERSION GARCELLES

La commande de la station de conversion est effectuée à distance en se connectant notamment au bâtiment de contrôle comprenant l'ensemble des appareils de contrôle et de commande qui permettent d'avoir un suivi précis de son fonctionnement.

Les appareils électriques font l'objet de visites périodiques pour la maintenance. Des réparations ponctuelles peuvent avoir lieu en cas d'avarie. Le déplacement pour cette visite est réalisé par un véhicule léger.

Un entretien régulier des différents équipements pluviaux sera réalisé pour garantir le bon fonctionnement du système d'assainissement pluvial intégral. Des visites de contrôles seront prévues régulièrement pour juger de la nécessité de travaux d'entretien. Elles devraient être réalisées deux fois par an. Elles seront assurées par une entreprise spécialisée missionnée par RTE.

L'accès au site est possible par un portail d'entrée dédié. L'accès est sécurisé et réservé au personnel habilité et autorisé.

VI.5 EXPLOITATION ET MAINTENANCE DE LA LIAISON AERIENNE

La maintenance de la liaison électrique aérienne sera intégrée à la maintenance de la station de conversion Garcelles et du poste électrique de Tourbe.

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

La présence d'une plateforme en mer, lorsqu'une protection anti-affouillement est installée, ou d'un câble, lorsqu'il est posé et protégé (matelas, rochers...), aura probablement permis l'installation progressive et durable d'un habitat nouveau. Le démantèlement complet pourrait alors causer des perturbations sur la faune et les habitats avec potentiellement une perte locale de la biodiversité, de site de nourriture et d'une zone de refuge. Ce sont des éléments à intégrer lors des réflexions et investigations préalables au démantèlement et qui feront l'objet de l'étude environnementale dédiée.

VII.1 CONTEXTE JURIDIQUE

Avant d'envisager un démantèlement, les ouvrages du réseau de transport d'électricité 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 pourra ainsi être amené à solliciter de nouvelles autorisations pour les ouvrages concernés. Au contraire, si l'exploitation de certains ouvrages est définitivement arrêtée, RTE s'engage à remettre 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, les installations et ouvrages étant soumis à autorisation environnementale ;
- pour la partie des ouvrages et installations implantés en ZEE², 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 (article 23 et 28 notamment) 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 (articles 13, 17 et 19 notamment) ;
- pour la partie des ouvrages et installations implantés au sein du domaine public maritime³, aux dispositions des articles R. 2124-1 et suivants (notamment articles R. 2124-2 et R. 2124-8) du Code général de la propriété des personnes publiques.

Au regard de ces dispositions, la remise en état des sites devra être guidée par des principes environnementaux. Dès lors, RTE s'engage à réaliser, au plus tard deux ans avant la fin d'exploitation, une étude portant sur les conditions de remise en état du site qui devra analyser les incidences des opérations de démantèlement des ouvrages et installations concernés et porter sur l'optimisation des conditions de réalisation des opérations de démantèlement.

Cette étude permettra de proposer un périmètre précis de démantèlement envisagé et de déterminer les conditions exactes de mise en œuvre, le cas échéant en comparant le bilan environnemental d'un démantèlement à celui d'un maintien en l'état de certains ouvrages (ou parties d'ouvrages) désaffectés. Certaines opérations de démantèlement pourraient en effet présenter un bilan environnemental moins

² A savoir la plateforme électrique en mer, la liaison inter-plateformes et la partie de la liaison sous-marine située 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)

³ 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)."

favorable que le maintien en l'état de certains ouvrages désaffectés (eu égard notamment aux incidences de travaux de démantèlement, à l'éventuel effet récif généré par les ouvrages, etc...).

Sur la base de cette étude environnementale et sous réserve de la réglementation alors en vigueur, RTE procédera aux opérations de remise en état, de restauration ou réhabilitation du site afin d'assurer la réversibilité effective des modifications apportées au milieu naturel ; en tenant compte des prescriptions des autorités compétentes visant le maintien total ou partiel de certains ouvrages et installations.

Au regard du contexte rappelé ci-avant, la description des opérations de démantèlement au sein de ce chapitre (ainsi que la description des effets du démantèlement au chapitre dédié) se fonde sur des hypothèses basées sur des éléments génériques et sur les connaissances et données actuelles. Ces éléments seront précisés dans le cadre des études réalisées à l'approche de la fin d'exploitation, au regard des meilleures technologies disponibles, des données environnementales enrichies, et de la réglementation qui sera alors applicable.

VII.2 DEMANTELEMENT DE LA PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER

Les travaux de démantèlement de la plateforme électrique en mer peuvent être réalisés a priori, dans l'attente de l'étude environnementale mentionnée au-dessus, selon les étapes suivantes :

- la plateforme est découpée en sciant les connexions entre la superstructure émergée et la sous-structure, puis entre la sous-structure et les fondations (à proximité du fond marin) ;
- les structures découpées sont déposées sur une barge (ou sur le pont d'un bateau de levage) ;
- la fondation est découpée au niveau du sol (au maximum à 1 m au-dessus du sol, en raison des limites techniques des outils existants) ;
- après son enlèvement, les vestiges peuvent être recouverts d'enrochements. Sur fonds sableux, la fondation peut être découpée sous le niveau du substrat (ou à 1 m sous la surface selon les évolutions sédimentaires du site).

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 pollution⁴ 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).

⁴ 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 DEMANTELEMENT DES LIAISONS SOUS-MARINES

Si le démantèlement de câbles sous-marins, liaison à courant continu ou liaison inter-plateforme, s'avère nécessaire, il peut être réalisé a priori, dans l'attente de l'étude environnementale mentionnée au-dessus, selon les étapes appliquées lors de sa pose, mais dans un ordre inversé :

- l'ouverture de la tranchée pour le désensouillage à l'aide de moyens équivalents à l'ensouillage ;
- le retrait des protections externes si elles ont été installées lors de la pose des câbles ;
- le retrait de la chambre de jonction à l'atterrage ;
- la récupération des câbles en les enroulant ou en les débitant sur un navire ;
- la revalorisation des matériaux (cuivre, acier...) suivant les procédés favorisant la réutilisation, la régénération, le recyclage et traitement des déchets résiduels dans les filières industrielles adaptées.

L'ensemble de ces opérations, qui inclut la gestion de la sécurité en mer, serait réalisée suivant les meilleures conditions environnementales, techniques et économiques dans le respect de la réglementation en vigueur au moment du démantèlement.

VII.4 DEMANTELEMENT DE LA LIAISON SOUTERRAINE EN COURANT CONTINU

Si le démantèlement des câbles souterrains s'avère nécessaire, la méthodologie d'enlèvement des câbles est a priori similaire, dans l'attente de l'étude environnementale mentionnée au-dessus, 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.

Le démantèlement serait réalisé sur la base des textes alors applicables.

VII.5 DEMANTELEMENT DE LA LIAISON AERIENNE EN COURANT ALTERNATIF

Si le démantèlement de la liaison aérienne s'avère nécessaire, cela sera fait dans le cadre du démantèlement de la station de conversion de Garcelles.

VII.6 DEMANTELEMENT DE LA STATION DE CONVERSION GARCELLES

Si le démantèlement de la station de conversion s'avère nécessaire, sa déconstruction sera a priori similaire, dans l'attente de l'étude environnementale mentionnée au-dessus, aux modalités ayant permis son installation.

Le démantèlement serait réalisé sur la base des textes alors applicables et les matériaux réemployés, recyclés, valorisés ou éliminés.

VIII. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE LA PHASE OPERATIONNELLE (ENERGIE, MATERIAUX, RESSOURCES)

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.

Les bases-vie installées sont alimentées en électricité à partir du réseau de distribution d'électricité.

Les navires utilisent de leur propre générateur.

Les engins maritimes et terrestres utilisent du carburant pour leur fonctionnement et leurs déplacements. Une estimation des consommations est fournie dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Estimation des consommations de carburant des engins de travaux

Ouvrages	Estimation des besoins
Plateforme électrique en mer	• Consommation de 11 000 litres de fioul lourd (marteau hydraulique et navire de levage) • Consommation de 320 L/h de fioul lourd en transit des navires du personnel (1 A/R quotidien pendant 6 mois) • Consommation de 1 000 L/h de transit pour le navire spécialisé de test (4 jours environ)
Liaisons sous-marines	• Consommation de 60 L/h de diesel pour les navires de gardes • Consommation d'environ 5 000 L de diesel par jour par le navire câblé ou navire de travaux en proche littoral
Liaison souterraine	• Consommation de 80 L/j de fioul lourd pour la pelleteuse, la foreuse (passage en sous-œuvre)
Station de conversion à terre	• Consommation de 80 L/j de fioul lourd pour la pelleteuse

VIII.1.2 PHASE EXPLOITATION

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

- 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 NATURE ET QUANTITE DE MATERIAUX ET RESSOURCES NATURELLES UTILISEES

VIII.2.1 EN PHASE TRAVAUX

Le raccordement CM2 dans sa phase travaux nécessite :

- l'apport de matériaux pour l'installation des ouvrages souterrains, de type fourreaux PEHD ou PVC, de bétons, de matériaux de remblais et d'asphalte pour les sections routières, de cailloux pour la réalisation des pistes d'accès et plateformes empierrées temporaires du chantier ;
- l'apport de matériaux pour la construction de la station de conversion terrestre (bâtiments et ouvrages électriques) et pour les travaux induits dans le poste électrique de Tourbe (ouvrages électriques) ;
- l'apport de roches pour la protection des fondations de la plateforme électrique en mer ;
- l'apport de roches et matelas béton pour la protection des liaisons 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 fabrication des ouvrages du raccordement CM2 sont donnés à titre indicatif dans le tableau suivant :

Tableau 15 : Types et quantités de matériaux utilisés

Matériaux utilisés	Raccordement électrique
Acier	~ 19 000 t
Béton	~ 8 000 t
Ciment	~ 170 t
Peinture	~ 0.4 t
Fibre de verre	~ 9 t
Porcelaine, céramique, silice, sable, argile	~ 200 t
Métaux (hors acier)	~ 7 500 t
Roches	~ 530 000 t

VIII.2.2 EN PHASE EXPLOITATION

Le raccordement CM2 dans sa phase exploitation ne requiert pas d'apport de matériaux.

VIII.2.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

Le raccordement CM2 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

Une analyse de cycle de vie (ACV) a été menée sur le projet de raccordement CM2 et démontre que la majorité des impacts environnementaux du raccordement se concentre sur la phase de fabrication de l'infrastructure de transport (plateforme en mer, station de conversion à terre, liaisons) et sur son exploitation (pertes électriques et opérations de maintenance).

L'ACV suit une méthodologie normée (ISO 14040 et ISO 14044) qui évalue quantitativement les impacts environnementaux potentiels d'un système tout au long de sa vie. 16 indicateurs d'impacts sont utilisés (selon la méthode « Product Environmental Footprint » recommandée par la Commission Européenne) et portent principalement sur la qualité de l'air, la qualité de l'eau, la santé humaine et l'épuisement des ressources. Les indicateurs d'impacts en lien avec la qualité de l'air sont « l'acidification », « les particules », « l'ozone photochimique » et « la déplétion de la couche d'ozone ». L'indicateur d'impact sur « le changement climatique » quantifié en émissions de gaz à effet de serre fait partie des 16 indicateurs d'impact de l'ACV.

L'ACV est actuellement l'outil le plus avancé pour une évaluation globale et multicritères des impacts environnementaux. L'ACV inventorie tous les flux physiques liés aux consommations de matières et d'énergie. Les « flux » correspondent à tout ce qui entre dans un processus (les matériaux par exemple) et tout ce qui sort en matière de pollution (émissions de gaz par exemple). Les flux entrants sont les consommations de matières et d'énergie : ressources en fer, eau, pétrole, gaz et les flux sortants sont les déchets, les émissions dans l'air, l'eau, le sol, etc. Cet inventaire des flux entrants et sortants est traduit en 16 impacts potentiel à l'échelle du cycle de vie.

IX.1.1 RESULTATS GLOBAUX SUR LES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE DU RACCORDEMENT (OU EMPREINTE CARBONE DU RACCORDEMENT)

L'empreinte carbone du raccordement CM2 s'élève à 284 kt d'émissions équivalent CO₂ sans prendre en compte les bénéfices de recyclage de fin de vie.

Les phases de fabrication et d'exploitation sont responsables de la majorité de l'empreinte carbone du raccordement CM2. La phase de fabrication comptabilise les impacts de l'extraction des matières premières composant les équipements et les infrastructures jusqu'à leurs sorties d'usines (fabrication et assemblage). Le fret des équipements et des engins de chantier sont comptabilisés dans l'étape de fret. Les impacts des travaux d'installation sont également comptabilisés dans une catégorie « travaux ».

Les phases de travaux d'installation de la plateforme en mer, des liaisons et de la station de conversion à terre génèrent peu d'impacts comparativement à l'étape de fabrication et d'exploitation du raccordement CM2. Les travaux d'installation représentent moins de 1 % des impacts carbone cycle de vie.

Tableau 16 : Emissions de gaz à effet de serre en phase travaux. Source : SETEC, 2023

	Fabri- cation	Fret	Travaux d'installation	Exploitation	Travaux de démantèlement	Fin de vie
Emissions en kt eq. CO ₂	132	21	1,7	128	1,3	(-34)
Part en % sans bénéfice fin de vie	46%	8%	0,6%	45%	0,4%	-

IX.1.2 RESULTATS GLOBAUX SUR LES AUTRES INDICATEURS D'IMPACTS

Les résultats d'ACV montrent que ce sont les phases de fabrication et d'exploitation qui contribuent majoritairement aux 16 indicateurs d'impacts quantifiés.

Le graphique ci-dessous montre la répartition des contributions des étapes du cycle de vie du raccordement CM2 pour les 4 indicateurs d'impact de la qualité de l'air et pour le changement climatique.

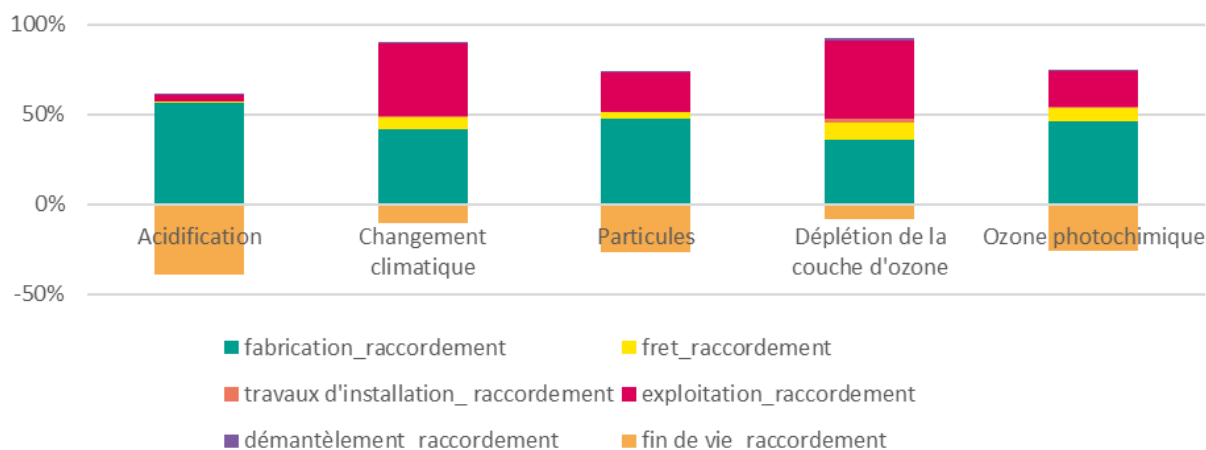


Figure 41 : Répartition des contributions des étapes de cycle de vie du raccordement CM2 pour les 4 indicateurs impact qualité de l'air et indicateur sur le changement climatique

IX.1.3 PHASE DE FABRICATION ET FRET DU RACCORDEMENT

La phase de fabrication comprend l'extraction des matières premières des équipements électriques, la transformation de ces matières jusqu'à leur sortie d'usine. Elle comprend également l'extraction et la transformation des matières composant les infrastructures comme le béton de la station de conversion à terre. Les impacts de cette étape sont liés à l'extraction et à la transformation, en particulier, de l'acier, du cuivre, de l'aluminium et les composés électroniques.

Le fret est significatif dans certains indicateurs d'impacts de façon non négligeable en raison de la combustion d'énergie fossile dans les moteurs des navires et des camions de transport.

Le fret comprend le transport :

- des engins et bateaux (navire de levage, navire câblé, remorqueur...) nécessaires aux travaux d'installation ;
- des équipements électriques et des matières depuis les usines de fabrications jusqu'au chantier.

IX.1.4 PHASE TRAVAUX DU RACCORDEMENT

Les travaux sont distingués en fonction des 3 typologies d'ouvrages de raccordement : plateforme en mer, liaison et station à terre. Les émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre sont liées à l'usage de combustibles fossiles pour les engins de chantier. Les émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble des travaux sont 1.74 kt équivalent CO₂.

IX.1.5 PHASE EXPLOITATION DU RACCORDEMENT

L'impact sur le changement climatique de la phase exploitation est principalement lié aux pertes électriques.

La conversion du courant alternatif en courant continu implique des pertes à hauteur de 1 % de la quantité d'énergie transitée pour chacune des stations de conversion. Les pertes électriques expliquent également la majorité des impacts de l'étape d'exploitation pour les 4 indicateurs d'impacts de pollution de l'air.

Pour le poste en mer et la liaison sous-marine, les opérations de maintenance, qui nécessitent le recours à des navires (voire à un hélicoptère) contribuent également à certains indicateurs d'impacts de pollution atmosphériques en raison de la combustion d'énergie dans les moteurs thermiques.

Les rejets de SF6 contribuent peu car les rejets sont très faibles.

Le tableau suivant présente les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère évalués dans le cadre de l'analyse du cycle de vie, sur 40 ans :

Tableau 16 : Emissions de Gaz à Effet de Serre en phase exploitation. Source : SETEC, 2023

Ouvrages	Emissions lors de l'exploitation
Plateforme en mer	62 600 tCO ₂ eq
Liaison sous-marine	14 700 tCO ₂ eq
Liaison souterraine	5 200 tCO ₂ eq
Station de conversion	45 800 tCO ₂ eq

L'exploitation de la plateforme en mer et de la station de conversion à terre est plus impactante que les liaisons sur le changement climatique. En effet les pertes, qui sont la source majoritaire de l'impact de la phase exploitation, se concentrent sur les 2 stations de conversion (en mer et à terre). La conversion du courant alternatif en courant continu implique des pertes à hauteur de 1 % de la quantité transitée.

IX.1.6 PHASE DEMANTELEMENT DU RACCORDEMENT

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

La modélisation de la fin de vie des matières du raccordement est faite grâce à la circular footprint formula (CFF), qui est une méthode d'allocation des impacts et bénéfices liés aux matières recyclées (en amont et en aval du système étudié). Cette formule fait partie de la méthode européenne PEF. La CFF permet, dans le cas du recyclage des produits, d'avoir un moyen normalisé de partager les impacts environnementaux ajoutés et les impacts évités entre le fournisseur et l'utilisateur de matériaux recyclés.

Les métaux des équipements électriques (hors composés électroniques) ont été évalués comme en partie recyclés en fin de vie. A la fin de la durée de vie des ouvrages, ils seront mis hors conduite et leur démantèlement sera envisagé sur la base des textes alors applicables. Avant toute intervention, RTE réalisera une étude afin de définir la solution de moindre impact environnemental (démantèlement ou maintien en l'état) et d'optimisation des conditions du démantèlement éventuel.

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 ou la plateforme électrique.

En phase exploitation de la station de conversion à terre, un système d'assainissement non collectif est installé et permet la gestion des eaux issues des sanitaires. Ce système est conforme 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.

Dans le cadre des travaux de tirage de la liaison sous-marine (à l'atterrage et à la plateforme 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.

En ce qui concerne les hydrocarbures et autres substances, lors des travaux terrestres et maritimes, des pollutions des milieux aquatiques accidentelles sont susceptibles d'avoir lieu :

- en cas d'accident sur le chantier : accident entre les véhicules ou les navires ;
- en cas d'incident durant les opérations de passage en sous-œuvre ;
- en cas de mauvais entretien des véhicules et navires.

Il s'agit de polluants de types huiles, carburant pour l'essentiel. Néanmoins, les dispositions sont prévues pour éviter ou réduire ces risques de pollution accidentelle (l'ensemble des actions mises en œuvre fait l'objet d'une fiche mesure dans le Fascicule R2-8).

IX.3.2 EN PHASE EXPLOITATION

IX.3.2.1 PROTECTION CATHODIQUE

Les anodes sacrificielles composées à 95% d'aluminium et à 5% de zinc constituent le système de protection cathodique des fondations contre la corrosion. Elles sont dimensionnées pour la durée de vie de la plateforme en mer et sont source de rejet de d'aluminium/zinc/indium dans la mer (13,75 tonnes par an d'alliage Al-Zn-In, pour une durée de vie de 40 ans).

IX.3.2.2 LES EAUX PLUVIALES

Pour la plateforme en mer, l'eau de pluie est partiellement récupérée pour nettoyer la plateforme, le reste retourne en mer.

Pour la station de conversion à terre, les eaux pluviales sont récoltées dans un bassin tampon d'un volume de 1 500 m³.

IX.3.2.3 LES EAUX USEES

La plateforme en mer est équipée de toilettes incinérateurs. Tous les éviers et lavabos sont équipés de réservoirs d'eaux grises pour le stockage et le transport à terre pour traitement.

Le quartier de vie est connecté à une installation de traitement des eaux usées, qui élimine les grosses particules et les solides des eaux usées par filtration. Les eaux usées sont traitées jusqu'à ce que l'eau soit suffisamment propre pour être évacuée par-dessus bord à l'aide d'une pompe de filtration. Les boues sont collectées dans des citernes à boues transportables qui sont acheminées à terre.

Des réservoirs de stockage d'une capacité de 150 m³ sont également envisagés comme alternative pour le quartier de vie. Ceux-ci seraient transférés à terre tous les 14 jours lors des campagnes de maintenance.

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

Lors de la phase travaux de la plateforme électrique en mer et de la liaison sous-marine, les émissions sonores proviennent des outils utilisés ainsi que des navires présents sur zone (navires de surveillance, navires de transport de personnel, navires d'installation, navires support). L'émission sonore la plus importante provient des outils utilisés pour l'installation de la fondation de la plateforme électrique en mer :

- en milieu aérien, le niveau de bruit maximal peut atteindre 150 dB(A), à proximité de la zone de chantier ;
- en milieu sous-marin, le niveau de bruit maximal peut atteindre 220 dB 1 $\mu\text{Pa}^2 \text{ s}@1\text{m}$, à proximité de la zone de chantier.

Sur la zone d'atterrissage, les niveaux de bruit attendus sont ceux liés aux outils utilisés ainsi qu'aux navires/engins de chantier présents sur zone. L'émission sonore la plus importante proviendrait, si cette solution était retenue, du battage de palplanches pour la réalisation d'une tranchée ouverte. Le bruit généré serait inférieur à 135 dB(A).

Pour la liaison souterraine et sur la zone de la station de conversion, les niveaux de bruit attendus sont ceux liés à la circulation et l'activité des engins de chantier pour un maximum de 85 dB(A) en fonction de l'engin utilisé mais aussi de l'outillage électrique (meuleuse, compacteur, ponceuse), des compresseurs, des groupes électrogènes, des alarmes en phase d'essai.

Des travaux de nuit sont susceptibles de se dérouler à terre, comme la livraison des tourets de câbles.

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

IX.4.2 EN PHASE EXPLOITATION

Les sources d'émissions acoustiques lors de la phase exploitation sont les suivantes :

- plateforme en mer :
 - échangeurs de chaleur refroidis par air montés sur le toit : 10 pour les convertisseurs, 4 pour le système CVC ; 70 dB(A) à 10 m de distance pour chaque échangeur.
 - Hélicoptères (et navires) : 100 dB à 30 m
- station de conversion terrestre, les émissions maximales sont de l'ordre de 100 dB (A) :
 - aéroréfrigérant et climatisation des bâtiments ;
 - transformateurs ;
 - réactances ;
 - alarmes.

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 raccordement CM2 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, la plateforme en mer est munie d'un balisage de chantier la nuit pour signaler sa présence.

La phase de construction du raccordement CM2 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.

La station de conversion n'est pas éclairée 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.

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 émissions 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 raccordement CM2 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 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 de la plateforme électrique en mer et station 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 : LIAISON EN COURANT CONTINU

IX.6.2.1 CHAMPS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES STATIQUES : GENERALITES

Il existe à l'état naturel des champs électriques statiques :

- le soleil émet des rayonnements et des flux de particules qui ionisent la haute atmosphère terrestre. Les charges électriques ainsi créées dans les couches supérieures de l'atmosphère génèrent, au niveau du sol, un champ électrique statique d'environ 100 V/m (volts par mètre) par beau temps. Ce champ électrique est lié à l'activité solaire et peut donc varier en fonction de celle-ci.
- ce champ électrique naturel peut être considérablement renforcé par les phénomènes électriques naturels de l'atmosphère terrestre : ainsi, à l'aplomb de nuages orageux, le champ électrique statique augmente et peut atteindre plusieurs milliers de volts par mètre. Au-delà de 10 à 15 000 V/m, la foudre se déclenche.

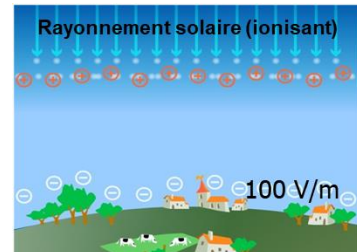


Figure 42 : Schéma des rayonnements solaires – source : RTE



Figure 43 : Schéma d'un orage et effet sur le champ électrique statique – source : RTE

Il existe également dans l'environnement naturel de notre planète un champ magnétique statique permanent :

- les mouvements de matière au sein du noyau terrestre génèrent un champ magnétique qui s'étend dans l'espace tout autour de la planète et crée un bouclier contre les particules et rayonnements émis par le soleil (ceinture de Van Hallen). Sous l'action de ce champ magnétique, ces rayonnements et particules sont déviés vers les pôles. Ce phénomène est à l'origine des aurores boréales.

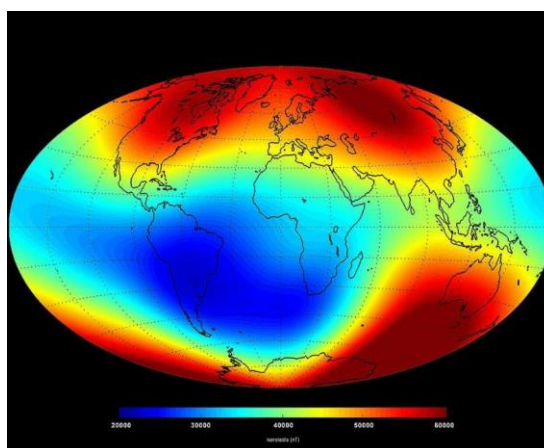


Figure 44 : cartographie du champ magnétique – source : ESA/DTU Space

- au niveau du sol, la valeur du champ magnétique terrestre est comprise entre 25-30 μT (microtesla) au niveau de l'équateur et 65-70 μT près des pôles magnétiques, situés dans le nord du Canada et dans le sud de l'Australie. En France, la valeur du champ terrestre est d'environ 48 μT .

Les aimants permanents génèrent également des champs magnétiques statiques. On trouve dans l'environnement résidentiel et professionnel une multitude de petits aimants permanents servant à fixer/attacher/fermer et qui génèrent des champs statiques pouvant localement dépasser $500 \mu\text{T}$ ⁵. On trouve aussi des aimants permanents dans de nombreux moteurs, dans les haut-parleurs, etc.

L'utilisation du courant continu est une autre source de champs magnétiques statiques. C'est le cas des lignes électriques à courant continu et de la plupart des systèmes de transports collectifs électriques, comme le tramway et le métro. Des valeurs comprises entre $50 \mu\text{T}$ et quelques centaines de μT , voire localement plusieurs milliers de μT , ont été mesurées dans différents systèmes de transports collectifs dans le monde⁶.

Les champs magnétiques statiques les plus forts sont rencontrés dans les applications industrielles et de recherche utilisant les très forts courants continus, telles que l'électrochimie, les électro-aimants ou encore le confinement magnétique des accélérateurs de particules.

En ce qui concerne le public, les plus fortes expositions sont dues à certaines applications médicales telles que l'IRM (Imagerie par Résonance Magnétique) qui mettent en œuvre des champs magnétiques statiques intenses pouvant atteindre 3 T. Il existe des appareils expérimentaux qui montent à des valeurs bien plus élevées, jusqu'à 10 T (10 millions de microtesla : $10\,000\,000 \mu\text{T}$).



Figure 45 : Machinerie à imagerie par résonance magnétique, Wikimedia Commons

Pour les patients, un examen IRM conduit à une exposition intense et de courte durée, typiquement quelques minutes. Pour les personnels de santé intervenant à proximité de ces appareils, les expositions sont plus faibles (typiquement quelques centaines de microtesla à quelques millitesla), et répétées car ces professionnels peuvent avoir à intervenir régulièrement à proximité immédiate des appareils pour accompagner certains patients, les enfants notamment. Par ailleurs, la salle de contrôle-commande étant attenante à l'appareil IRM, les opérateurs de ces appareils peuvent être exposés tout au long de leur journée de travail à des champs de plusieurs centaines de microtesla.

IX.6.2.2 CHAMPS STATIQUES GENERES PAR LES LIAISONS A COURANT CONTINU

De même que les câbles à courant alternatif, les câbles souterrains ou sous-marins haute tension à courant continu ne génèrent pas de champ électrique, du fait de la présence d'un écran autour des câbles.

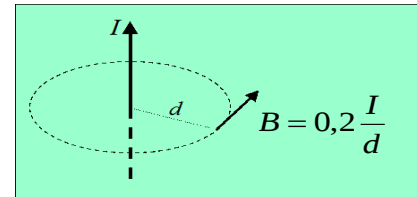
⁵ Source ICNIRP : « [Guidelines on limits of exposure to static magnetic fields](#) », 2009 ; Document traduit en Français par l'INRS : « [Lignes directrices relatives aux limites d'exposition pour les champs magnétiques statiques](#) »

⁶ Source : Organisation Mondiale de la Santé, « [Environmental Health Criteria 232 : Static Fields](#) », 2006

Les champs magnétiques statiques générées par les liaisons à courant continu sont au maximum de l'ordre de quelques dizaines de μT , donc beaucoup plus faibles que ceux générés par les installations industrielles, scientifiques ou médicales évoquées précédemment.

Le champ magnétique (B) généré par un conducteur rectiligne est donné par la formule :

$$B (\mu\text{T}) = 0,2 \cdot \frac{I}{d}$$

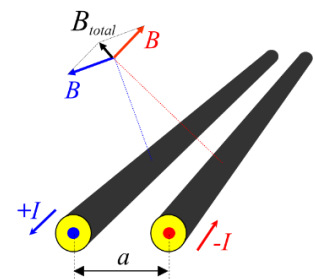


dans laquelle **d** est la distance (en mètres) au conducteur et **I** est le courant (en ampères) circulant dans le conducteur. Ainsi, avec un courant de 1 000 ampères, le champ vaut 200 μT à 1 mètre du conducteur, 100 μT à 2 mètres et 50 μT à 4 mètres, c'est-à-dire un niveau proche de celui du champ terrestre en France.

Ce conducteur unique correspond au cas d'un câble monopolaire. En pratique, les liaisons RTE, exploitées ou en projet, sont basées sur une technologie de câbles bipolaires, c'est à dire une paire de câbles parallèles, portés à des tensions opposées (un pôle positif et un pôle négatif) et dans lesquels circulent des courants opposés (un courant positif et un courant négatif) et d'intensité égale. La liaison souterraine haute tension à courant continu objet du présent projet est constituée de câbles bipolaires.

Quand les deux câbles sont proches l'un de l'autre, les champs générés par ces deux courants opposés vont avoir tendance à se compenser mutuellement plutôt qu'à s'additionner, avec pour résultat que le champ total sera bien plus faible que celui généré par un seul câble. Le champ magnétique total (B) généré par un système de câbles bipolaires est donné par la formule :

$$B (\mu\text{T}) = 0,2 \cdot \frac{a \cdot I}{d^2}$$



dans laquelle **a** est l'écartement (en mètres) entre les axes des deux câbles. Le point important est que le champ magnétique décroît ici comme le carré de la distance aux câbles, avec pour résultat que si on fait circuler un courant de 1 000 A dans chacun des deux câbles, espacés de 0,5 m (écartement classique pour la partie terrestre), le champ magnétique sera de 25 μT à 2 mètres de distance et de 6,25 μT à 4 mètres.

Ainsi à 4 mètres du câble bipolaire, le champ est 8 fois plus faible qu'avec une liaison monopolaire transitant un courant de 1 000 A alors qu'on fait ici circuler deux fois plus de puissance électrique puisqu'il y a deux câbles, chacun transitant un courant de 1 000 A.

IX.6.2.3 VALEURS DE CHAMPS MAGNETIQUES STATIQUES EMIS PAR LE RACCORDEMENT CM2

IX.6.2.3.1 Partie souterraine

Le tableau suivant donne des valeurs de champs magnétiques mesurables à proximité d'une liaison souterraine à courant continu, de mêmes caractéristiques que la liaison du raccordement CM2, c'est à dire une liaison bipolaire à 1 circuit, d'une puissance de 1 250 MW, posée en tranchée horizontale et ayant une capacité de transit de 2 018 A.

Tableau 17 : Champs magnétique de la partie souterraine. Source : RTE

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

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

Les valeurs maximales correspondent au courant maximum que peut 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.6.2.3.2 Partie sous-marine

Le tableau suivant donne des valeurs de champs magnétiques mesurables à proximité d'une liaison sous-marine à courant continu, de mêmes caractéristiques que la liaison du raccordement CM2, c'est à dire une liaison bipolaire à 1 circuit, d'une puissance de 1 250 MW, ensouillée ou enrochée ayant une capacité de transit de 2 018 A.

Tableau 18 : Champs magnétique de la partie sous-marine. Source : RTE

	Champ magnétique statique (en μT)			
	Au-dessus de la liaison	A 5 m de l'axe de la liaison	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 correspondant à la partie terrestre du raccordement CM2, eux-mêmes basés sur les normes de mesures, toutes les valeurs sont données à 1 mètre au-dessus du fond marin.

IX.6.2.4 CHAMPS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES STATIQUES ET SANTE

En ce qui concerne le champ électrique statique, les connaissances à ce jour laissent à penser que les seuls effets aigus de ces champs sont ceux associés au système pileux (poils et cheveux hérissés) et à l'inconfort dû aux décharges d'électricité statique (source OMS⁷). Néanmoins, comme indiqué précédemment, les liaisons souterraines et sous-marines n'émettent pas de champ électrique statique.

L'exposition aux champs magnétiques statiques a ceci d'unique, par rapport à l'exposition aux champs électromagnétique en général, que tout le monde est exposé en permanence au champ terrestre, quel que soit l'endroit. Comme vu précédemment, le niveau d'exposition est d'environ 50 μT en France et varie entre 25 et 70 μT en fonction de la position sur le globe terrestre. Néanmoins il faut souligner qu'à côté de ces variations qui s'étalent sur des milliers de km, il y a des variations à plus petite échelle : le champ naturel est loin d'être uniforme et que de nombreux éléments de l'environnement peuvent faire varier significativement son amplitude et/ou son orientation. Certains de ces éléments sont naturels comme la présence d'importantes quantités de minerai de fer dans le sous-sol. D'autres sont liés à l'activité humaine, comme des épaves de bateaux métalliques. Cela est également vrai à plus petite échelle et par exemple une plaque d'égout en fonte modifie le champ terrestre sur quelques dizaines de cm autour d'elle.

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

⁷ Source : Organisation Mondiale de la Santé, « Environmental Health Criteria 232 : Static Fields », 2006

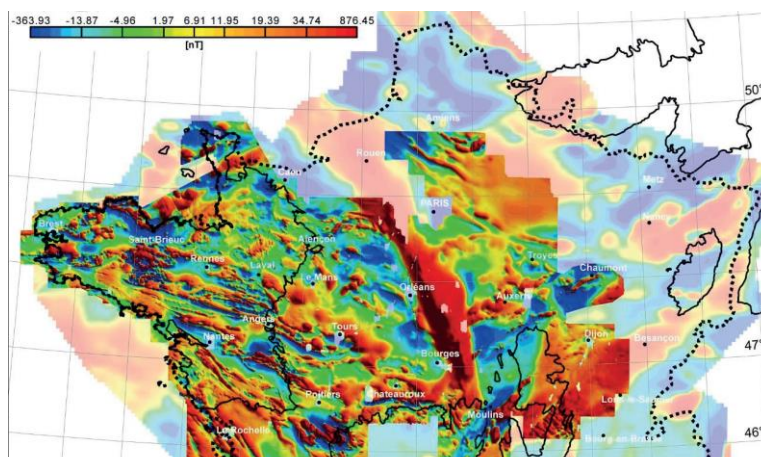


Figure 46 : Cartographie des variations topographiques du champ magnétique terrestre (les écarts entre zones bleues et rouges sont de l'ordre de $1\mu\text{T}$ (source : Bureau de Recherches Géologiques et Minières)

En résumé, on peut donc dire que tout le monde est exposé en permanence à un champ magnétique statique naturel, que celui-ci n'est pas uniforme et présente à différentes échelles des variations significatives.

Du fait de cette exposition permanente naturelle au champ magnétique terrestre, peu d'études se sont intéressées à la question de l'effet sanitaire des champs statiques de faible valeur (inférieurs à 1 millitesla) et à partir du moment où les variations naturelles sont de l'ordre de $\pm 20\mu\text{T}$ autour d'une valeur moyenne de $50\mu\text{T}$, plus rares encore sont celles qui ont cherché à analyser l'effet des expositions de quelques microtesla. Aucune de ces rares études ne laisse à penser que des expositions à de si faibles valeurs puissent avoir un effet sanitaire.

Les quelques résultats reportés dans la littérature scientifique ne portent que sur des expositions à des champs au moins 100 fois plus élevés, de l'ordre de 100 millitesla et plus. Les effets reportés dans cette littérature scientifique évoquent des nausées, vertiges, maux de tête observés sur des volontaires humains pour des expositions supérieures à 1 Tesla. Ce sont typiquement des symptômes que certains patients ressentent temporairement à l'occasion d'un examen IRM.

En matière d'études expérimentales en laboratoire, plusieurs études ont pu mettre en évidence des effets sur le fonctionnement cellulaire, ou sur le comportement animal, et uniquement à des niveaux d'exposition élevés, sans commune mesure avec les intensités des champs émis notamment par les lignes de transport d'électricité ou autres sources similaires.

Dans un rapport d'expertise de 2022 commandité par la CNDP⁸^[1] dans le cadre d'un projet de ligne électrique d'interconnexion à courant continu, il est indiqué que « toutes les revues et rapports identifiés indiquent qu'aucun effet néfaste pour la santé humaine consécutif à l'exposition à des champs magnétiques statiques n'a pu être observé, à court et long terme, y compris à des intensités de champs élevées ». Les rapports d'expertise soulignent toutefois le faible nombre d'études disponibles, ce qui ne permet pas de conclure formellement quant à l'absence d'effets biologiques et sanitaires de l'exposition à des champs magnétiques statiques de faible intensité.

Liste des organismes et lien vers les expertises :

- CIRC – Centre International pour la recherche sur le cancer – 20029 ;
- OMS – Organisation Mondiale de la Santé – 200610 ;

⁸ CNDP : Commission Nationale de Débat Public

⁹ CIRC : IARC Publications Website - Non-ionizing Radiation, Part 1: Static and Extremely Low-frequency (ELF) Electric and Magnetic Fields

¹⁰ OMS : Environmental Health Criteria 232 : static fields

- ICNIRP – International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection – 2009¹¹ ;
- SCENIHR – Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks – 2015.

L'expertise collective réalisée par l'ICNIRP en 2009 a été traduite en français par l'INRS¹² (Institut National de Recherche et de Sécurité au travail) en 2010.

IX.6.2.5 REGLEMENTATION

L'ICNIRP, comité scientifique indépendant affilié à l'OMS, produit des rapports d'expertise collective qui constituent la base de la législation européenne sur l'exposition aux champs électromagnétiques sur la gamme de fréquences de 0 Hertz (champs statiques) à 300 Gigahertz.

Un rapport ICNIRP publié en 1988 a été repris dans la Recommandation européenne 1999/519/CE sur la limitation de l'exposition du public aux champs électromagnétiques, approuvée par le parlement européen en juillet 1999. Vis-à-vis du champ magnétique statique, la limite d'exposition recommandée pour le public est de 40 milli-Tesla (= 40 000 μ T). L'ICNIRP a mis à jour son rapport d'expertise sur les champs statiques en 2009¹³. L'absence d'incidences sanitaires, alors que par ailleurs, l'utilisation d'appareils IRM est devenue un moyen courant de diagnostic médical, a conduit l'ICNIRP à relever d'un facteur 10 le niveau recommandé d'exposition, soit **400 millitesla** pour le public et 2 Tesla pour les travailleurs. Cette limite de 2 Tesla a été adoptée par la Directive européenne 2013/35/UE sur la limitation des expositions professionnelles aux champs électromagnétiques. Cette Directive a été transposée en droit français en 2016¹⁴ avec ces mêmes valeurs limites d'exposition. La valeur limite d'exposition recommandée de 400 millitesla est très significativement supérieure aux champs magnétiques statiques générés par les liaisons bipolaires à courant continu, d'un facteur 10 000 environ.

Dans le cadre des expositions professionnelles, les réglementations européennes et françaises ont adopté, conformément au rapport ICNIRP 2009, une « valeur déclenchant l'action » de **0,5 millitesla** (= 500 μ T) pour les travailleurs porteurs d'implants médicaux actifs, comme les pacemakers et défibrillateurs cardiaques. Dans cette réglementation européenne et française, cette valeur de 0,5 millitesla constitue une valeur en dessous de laquelle l'absence de danger est garantie. En pratique, une telle « valeur déclenchant l'action » est une valeur à partir de laquelle l'employeur a obligation de faire une étude de risque particulière, et adopter le cas échéant des mesures particulières de sécurité, comme un balisage des zones de travail concernées. C'est, littéralement, un seuil déclenchant l'action de l'employeur. Cette valeur de 0,5 milli-Tesla est largement supérieure, d'un facteur 10, au champ magnétique statique généré par la liaison en projet.

Compte tenu de ces facteurs importants entre les champs magnétiques statiques générés par l'ouvrage et les limites d'exposition recommandées ou valeur déclenchant action, **les incidences sur la santé et l'environnement des champs magnétiques statiques générées par le raccordement CM2 peuvent être considérées négligeables.**

IX.6.2.5.1 En synthèse

La liaison électrique souterraine et sous-marine du raccordement CM2 n'émet pas de champ électrique, et génère de faibles champs magnétiques statiques de quelques dizaines de μ T au maximum, c'est-à-dire 1000 fois plus faibles que les valeurs limites d'exposition recommandées pour le public. Ce faible champ décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne des câbles. En pratique, à 10 m de la liaison, ce champ devient indiscernable du champ magnétique terrestre.

¹¹ ICNIRP : *Guidelines on limits of exposure to static magnetic fields*.

¹² INRS : *Lignes directrices relatives aux limites d'exposition aux champs magnétiques statiques*

¹³ Voir les notes précédentes 6 et 7

¹⁴ Voir notamment les tableaux de limites d'exposition dans les articles R. 4453-3 et R. 4453-4 du Code du Travail

IX.6.3 CONCLUSION

Les ouvrages de RTE sont conformes à l'arrêté technique du 17 mai 2001 qui reprend en droit français les limites issues de la Recommandation Européenne du 12 juillet 1999 pour tous les nouveaux ouvrages et dans les conditions de fonctionnement en régime de service permanent.

RTE est particulièrement soucieux de la qualité et de la transparence des informations donnés au public et a notamment passé un accord avec l'Association des Maires de France pour répondre à toute demande en ce sens. RTE a créé un site dédié aux champs électriques et magnétiques (www.clefdeschamps.info) et met également à disposition du public un MOOC d'information sur les CEM (<https://mooc.cem-50hz.info/>)

IX.7 LA PRODUCTION DE DECHETS

La majeure partie des déchets est produite au cours des phases de construction et de démantèlement.

En ligne avec ses engagements environnementaux et notamment sa certification ISO14001, RTE a pour ambition de réduire les déchets produits par ses activités puis d'en maximiser la valorisation dans le respect de la hiérarchie réglementaire de traitement. L'article L. 541-1 du Code de l'environnement fixe des objectifs à court et moyen termes que RTE s'engage à atteindre pour le raccordement CM2 :

- 70 % des déchets du secteur du bâtiment et des travaux publics valorisés sous forme de matière. Cet objectif est à atteindre depuis 2020 ;
- 55 % des déchets non-dangereux non inertes valorisés en 2020 puis 65 % en 2025.

L'entreposage des déchets est réalisé sur site et dans la base vie du chantier pour permettre le tri des déchets (7 flux) conformément aux dispositions de l'article L. 541-21-2 du Code de l'environnement et du décret n°2021-950 du 16 juillet 2021. Une attention particulière est portée au tri de tous les déchets non dangereux : papier (y compris le carton), métal, plastique, verre, bois et les déchets de construction, de démolition, de fractions minérales (béton, briques, tuiles et céramiques, pierres), le plâtre mais aussi les déchets dangereux. Un plan de l'aire d'entreposage des déchets, des étiquetages et des consignes de tri sont mis en place pour permettre la maximisation de la valorisation des déchets.

Des équipements de sécurité sont présents sur l'aire d'entreposage pour limiter les risques pour les travailleurs et l'environnement. On trouvera notamment sur l'aire un ou plusieurs extincteurs, des rétentions sous les déchets liquides dangereux ou encore des kits d'intervention en cas de déversement accidentel de liquides.

Toutes les filières de traitement de déchets sont fixées en amont du chantier et doivent présenter des récépissés de déclaration et/ou des arrêtés ICPE conformes. De même, tous les transporteurs de déchets non-dangereux (DND) non inertes et de déchets dangereux (DD) sont identifiés en amont du chantier et doivent présenter des récépissés de déclarations préfectorales de transport par route de DND et de DD en cours de validité.

Les prestataires en charge de la réalisation des travaux choisiront les filières appropriées et RTE s'assurera de la conformité réglementaire (arrêté ICPE, agréments, récépissé de transport).

IX.7.1 EN PHASE TRAVAUX

Les déchets engendrés durant la phase de construction sont principalement des déchets non dangereux comme ceux liés à la présence du personnel de chantier dont les déchets peuvent être assimilés à des ordures

ménagères, et aux travaux pour lesquels les déchets seront principalement liés à des emballages PVC, du polystyrène ou encore des morceaux de câbles ou de gaines.

Les déchets dits « dangereux » sont engendrés en très faibles quantités, principalement liés aux huiles de moteur ou hydraulique pour les engins de chantier sur les navires.

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

Les entreprises présentes sur zone devront s'engager à trier les déchets et à les orienter vers des structures à terre adaptées et dûment autorisées.

IX.7.1.1 PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER ET LIAISONS SOUS-MARINES

Concernant les travaux relatifs à la plateforme électrique en mer et aux liaisons électrique sous-marines, les déchets suivants sont identifiés :

- déchets métalliques (aluminium, cuivre et ferrailles principalement) issus des travaux d'installation des pieux, de la fondation et de la superstructure ainsi que lors de l'installation des câbles haute et basse tension dans la plateforme électrique. Ces déchets partiront en filière valorisation matière ;
- déchets généraux liés aux consommables, en quantité faible, issus des travaux dans la plateforme électrique en mer pour la connexion des câbles de raccordement, l'installation des matériels électriques ;
- de la graisse est utilisée pour installer les câbles notamment au niveau de leurs extrémités. Leurs déchets d'emballage sont dangereux et valorisés par incinération avec récupération d'énergie ;
- des bombes aérosols sont utilisées notamment pour marquer les câbles. Les déchets produits sont éliminés dans les filières adaptées ;
- des chiffons souillés (par exemple par la graisse) sont produits. Ils sont valorisés incinération avec récupération d'énergie ;
- des emballages divers en faible quantité sont produits. Ils partent en filière valorisation matière ;
- les déchets assimilés ménagers produits sont envoyés en centre de tri.

Plateforme en Mer

Tableau 19 : Type de déchets susceptibles d'être générés au cours de la phase travaux de la plateforme en mer. Source : OVERDICK – CM1 Preliminary Emission Study

Catégories	Type de déchets	Estimation en tonnes
Déchets inertes	Ciment	580
Déchets industriels banals	Acier	20 276
	Aluminium	705
	Cuivre	1 798
	Plastique	428
	Caoutchouc et PTFE	100
	Laine de Roche	200
Déchets industriels dangereux	Epoxy et Polyuréthane (Peinture)	206
	Polyester renforcé de fibres de verre (PRV)	77
	Mousse Expansive	26
	SF6	0

IX.7.1.2 ATERRAGE

Les activités de sous-œuvre génèrent des déchets industriels (y compris les fluides de forage) qui peuvent être estimés comme suit :

- déchets industriels : 50 m³ ;
- déchets de fluide de forage (bentonite) : max 8 000 m³ ;
- déblais des trous de forage : 750 m³.

Ces déchets industriels sont triés pour optimiser le processus de recyclage. En ce qui concerne les déchets de bentonite, l'action la plus appropriée est d'utiliser une technique de déshydratation pour séparer l'eau propre de l'argile. En conséquence, le volume de déchets est divisé par trois. Les fluides de forage résiduels sont évacués, en tant que déchets, vers des filières de traitement adaptées.

Ces déchets séchés et les déblais sont évacués vers un site d'élimination spécialisé et utilisés comme matériaux de remblayage.

Les travaux relatifs à la chambre d'atterrage et les raccords des liaisons sous-marines et souterraines nécessitent des opérations de terrassement. Le volume de déblais estimé à ce stade est d'environ 100 m³.

Les déblais pourraient être réemployés sur site. Le prestataire en charge des travaux prendra soin de remettre le site en état. Toutes les dispositions seront prises pour éviter son mélange avec d'autres matériaux.

IX.7.1.3 LIAISON SOUTERRAINE

Creusement des tranchées et des chambres de jonction

Les terres non polluées et autres matériaux de déblais du chantier de liaison souterraine sont notamment générés :

- lors du passage des câbles sous chaussée, les enrobés sont rabotés. Les déchets sont principalement envoyés en centrale de production d'enrobés pour réaliser leur recyclage. En présence d'hydrocarbures aromatique polycyclique (HAP) ou d'amiante, les enrobés sont envoyés en élimination dans des installations de stockage de déchet dangereux ;
- lors du passage des câbles sous chaussée, la sous-couche est détruite. La production de granulats recyclés est privilégiée. En l'absence de filière de proximité, les gravats peuvent être envoyés en Installation de Stockage de Déchets inertes (ISDi) ; puis un apport de nouveau matériau pour remblai est réalisé. Pour le calcul, les dimensions suivantes sont considérées : 1,5 m de profondeur et 1 m de largeur. Le volume de matériau excavé pour la tranchée représente environ 1,5 m³/m.
- lors du passage des câbles en terrain agricole, il n'y a pas de déblais du chantier car ils sont réutilisés comme remblai ;
- concernant les chambres de jonction, le volume par chambre est estimé à 106 m³ (16 m de longueur x 2,9 m de largeur et 2,3 m profondeur). Les chambres de jonction seront situées environ tous les 1,3 km le long de la liaison souterraine. Il est estimé un volume total de déblais de 2 560 m³ environ.

Les terres excavées sont gérées en respectant la hiérarchie des modes de traitement suivants :

- réemploi¹⁵ : ces terres sont prioritairement remblayées in situ pour le remblai de la tranchée ou de la zone creusée. Le taux de réemploi est fonction de la nature du sol et de ses caractéristiques mécaniques et thermiques notamment. Le taux de réemploi maximal est recherché, et peut nécessiter de recourir à des opérations de concassage, criblage ou chaulage pour améliorer la qualité de la terre excavée et permettre son réemploi. Le taux de réemploi moyen observé sur les chantiers de liaisons souterraines est de 50 %. La terre végétale est quant à elle triée, entreposée et remise en place en couche superficielle sur la tranchée ;
- valorisation matière : les terres ne pouvant être réemployées in situ sont valorisées par envoi dans les carrières proches du chantier, qui nécessitent des matériaux pour remblaiement. Les sols plus rocheux ainsi que les sous-couches routières peuvent également être envoyés en carrière afin de produire des granulats recyclés ;
- élimination en installation de stockage de déchets inertes (ISDi) au regard des caractéristiques des terres et déblais en question au regard des dispositions de l'arrêté ministériel du 12 décembre 2014 relatif aux conditions d'admission des déchets inertes : si aucune filière de valorisation n'est identifiée à proximité du chantier (< 50 kilomètres), les terres sont éliminées localement en installation de stockage pour éviter le transport sur de longues distances.

Pose de la liaison souterraine

Lors de la phase d'installation de la liaison souterraine, d'autres déchets sont produits dans de faibles quantités :

- de la graisse est utilisée pour installer les câbles notamment au niveau des jonctions. Leurs déchets d'emballage sont dangereux et valorisés par incinération avec récupération d'énergie ;
- des bombes aérosols sont utilisées notamment pour marquer le sol et les câbles. Les déchets produits sont éliminés dans les filières adaptées ;
- des chiffons sont souillés (par exemple par la graisse). Ils sont incinérés avec récupération d'énergie ;
- des emballages divers en faible quantité sont produits. Ils partent en filière valorisation matière ;
- les déchets assimilés ménagers produits sur la « base vie » du chantier sont envoyés en centre de tri.

IX.7.1.4 STATION DE CONVERSION GARCELLES

La majorité des déchets générés par le chantier est composée de terres inertes issues des travaux de terrassement et du creusement de l'ouvrage de gestion des eaux pluviales dont le volume final sera de l'ordre de 1 500 m³.

Les terres excavées sont gérées en respectant la hiérarchie des modes de traitement des déchets :

- remblaiement : une optimisation « déblais-remblais¹⁶ » est réalisée pour stocker dans l'emprise du chantier les terres qui seront plus tard utilisées au maximum en remblais. Il peut être nécessaire de recourir à des opérations de concassage, criblage ou chaulage pour améliorer la qualité de la terre excavée et l'utiliser en remblai ;
- valorisation matière : les terres ne pouvant être réemployées in situ sont valorisées par envoi dans les carrières proches du chantier, qui nécessitent des matériaux pour remblaiement. Les sols plus rocheux ainsi que les sous-couches routières peuvent également être envoyés en carrière afin de produire des granulats recyclés ;

¹⁵ en cas de réemploi, les terres ne seront pas des déchets

¹⁶ sont considérés comme déchets uniquement les terres excavées et évacuées en dehors du site d'excavation (note ministérielle du 27 avril 2022)

- élimination en installation de stockage de déchets inertes (ISDi) au regard des caractéristiques des terres et déblais en question au regard des dispositions de l'arrêté ministériel du 12 décembre 2014 relatif aux conditions d'admission des déchets inertes : si aucune filière de valorisation n'est identifiée à proximité du chantier (< 50 kilomètres), les terres sont éliminées localement en installation de stockage pour éviter le transport sur de longues distances ;
- la terre végétale excédentaire sera triée, entreposée et valorisée.

La construction de la station de conversion à terre générera des déchets métalliques : aluminium, cuivre et ferrailles principalement. Ces déchets seront valorisés autant que possible.

Des déchets inertes (béton, gravats) sont également produits lors de la construction de la station de conversion. Les bétons et gravats pourront être valorisés comme matériau de construction (en sous-couche routière par exemple) pour produire du granulats recyclé, ou à défaut, éliminés en installation de stockage de déchet inerte.

Les autres déchets produits sont des déchets d'emballage (bois, métal, papier, carton, plastique), et divers déchets non dangereux en mélange hors emballage. Ces déchets sont triés et recyclés. Les céramiques et verres issus des appareils électriques de la station de conversion sont généralement séparés des parties métalliques, concassés et recyclés. Des déchets dangereux tels que des aérosols, des contenants et des chiffons souillés, produits lors de cette phase de travaux, font l'objet de valorisation énergétique ou sont éliminés en installation de stockage de déchets dangereux.

IX.7.2 EN PHASE D'EXPLOITATION

En phase d'exploitation, des déchets sont produits en mer et à terre.

IX.7.2.1 PLATEFORME ELECTRIQUE EN MER ET LIAISONS SOUS-MARINE

La Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) régit la gestion des déchets générés par les navires. Elle couvre la pollution par les hydrocarbures, la pollution par les substances liquides nocives transportées en vrac, la pollution par les substances nuisibles transportées par mer en colis, les eaux usées des navires, les ordures et la prévention de la pollution de l'atmosphère par les navires.

Ainsi, les déchets générés à bord des navires ou structures en mer sont triés, stockés à bord et évacués à quai selon la réglementation en vigueur du port d'attache puis vers des filières spécialisées à terre. La collecte et le traitement des déchets d'exploitation des navires et des résidus de cargaison sont encadrés par la Directive 2000/59/CE du 27 novembre 2000, transposée par décret n°2003-920 du 22 septembre 2003 dont les dispositions figurent désormais dans le Code des transports.

L'objectif de cette Directive est de réduire les rejets de ces déchets en améliorant la disponibilité et l'utilisation des installations de réception portuaires destinées aux déchets des navires et de renforcer ainsi la protection du milieu maritime. La Directive 2000/59/CE impose donc aux ports :

- d'établir un plan de réception et de traitement de ces déchets ;
- de mettre à disposition des navires des installations de réception adéquates ;
- de ne pas augmenter la durée des escales ;
- de veiller à ce que les coûts des installations de réception portuaires soient couverts par les contributions des navires.

Les déchets générés par les activités de maintenance en mer sont conditionnés dans la plateforme en vue de leur transbordement vers le navire de transfert. Ils sont ensuite acheminés vers la base portuaire afin d'y être stockés. Des conditionnements adaptés (caisses, conteneurs, ...) sont conçus pour le transbordement des déchets. Les déchets générés par les activités de maintenance y sont directement stockés puis évacués vers les filières de traitement adaptées. Ils seront de nature suivante :

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

Plateforme électrique en mer

Tableau 20 : Type de déchets susceptibles d'être générés au cours de la phase exploitation de la plateforme en mer. Source : OVERDICK – CM1 Preliminary Emission Study

Catégories	Type de déchets	Estimation en tonnes
Déchets industriels banals	Acier	15
	Gas-oil	300
Déchets industriels dangereux	Epoxy et Polyuréthane (Peinture)	15
	SF6	1,3

IX.7.2.2 OUVRAGES DE RACCORDEMENT ELECTRIQUE A TERRE

L'exploitation des ouvrages ne produisent pas de déchets. Les déchets sont produits durant leur maintenance :

- Pour les liaisons, des opérations de maintenance exceptionnelles en cas d'endommagement d'un câble pourraient mener à une production marginale de déchets ;
- Pour la station de conversion à terre, certaines opérations de maintenance (remplacement d'appareils par exemple) produisent des déchets (appareils composés de métal, céramique et pouvant contenir de l'huile ou du gaz SF6), traités dans des filières qui permettent de séparer les différents composants afin d'en valoriser la plus grande part. Cette production de déchets reste néanmoins limitée, la durée de vie des appareils électriques étant de l'ordre de plusieurs décennies.

IX.7.3 EN PHASE DEMANTELEMENT

A ce stade, il peut être considéré que les sources émettrices de déchets seront identiques à celles décrites pour la phase travaux. Dans le cadre du démantèlement, les quantités émises seront au moins équivalentes voire inférieures à celle de la phase travaux.

X. PLANNING DU RACCORDEMENT CM2

Le planning prévisionnel des travaux du raccordement CM2 est présenté sur la figure suivante.

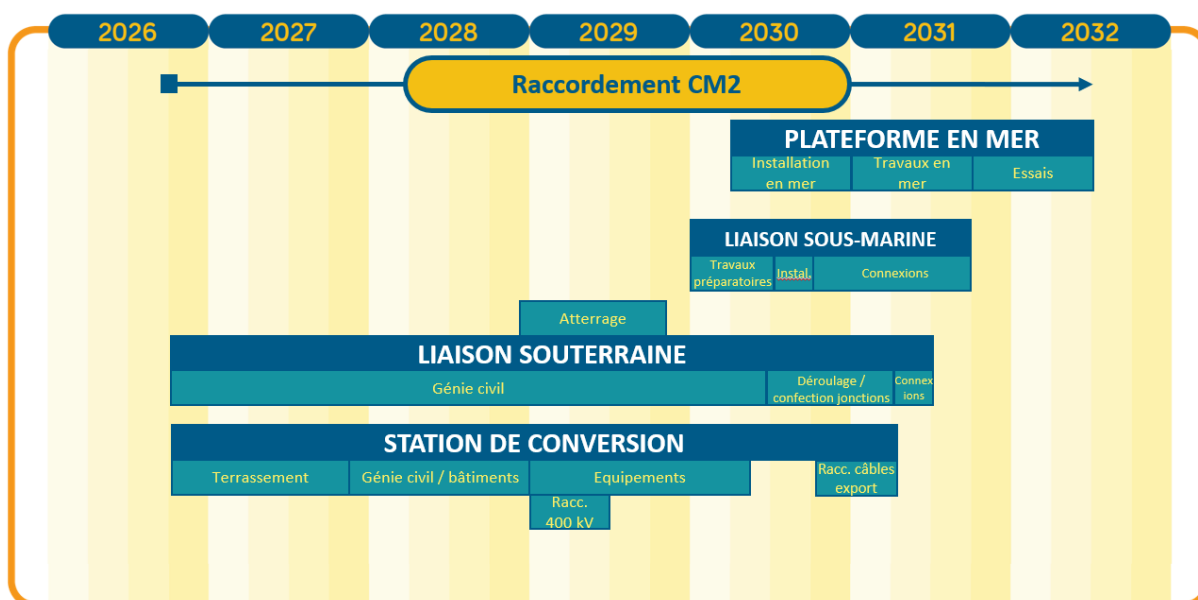


Figure 47 : Planning prévisionnel de travaux du raccordement CM2

XI. SYNTHESE DES CARACTERISTIQUES DU RACCORDEMENT CM2

Les principales caractéristiques du raccordement CM2 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 « Caractéristiques variables continues ».

Caractéristiques	Valeurs	Caractéristiques variables discrètes	Caractéristiques variables continues
RACCORDEMENT CM2			
PLATEFORME ÉLECTRIQUE EN MER			
Superstructure	• Dimensions : 103 m x 63 m • Hauteur : 45 m • (hors mât télécom, helideck et grue notamment)	/	/
Sous-structure	• Fondation : jacket • Emprise sur les fonds : 90 x 60 m • Hauteur immergée : 50 m	Solution de mise en place des pieux : • Battage • Vibrofonçage puis battage	/
Protection anti-affouillement	• Épaisseur : 1 m • Surface : 8 000 m²	/	/
Protection contre la corrosion	Anodes sacrificielles	/	/
LIAISON SOUS-MARINE			
Câbles conducteurs	• Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm • Tension : +/- 320kV	Types de pose : • Avec jonction en mer • Sans jonction en mer Techniques d'ensouillage : • Charruage • Jetting • Tranchage • Outil hybride • Outil à insufflation d'eau à forte pression Types de protections externes : • 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	• Nombre : 2 • Diamètre : 15 cm	/	/
STATION DE CONVERSION À TERRE			
Surface	Environ 5 ha	/	/
Hauteur maximale des bâtiments	22 m	/	/

Les principales caractéristiques de la potentielle liaison inter-plateformes sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

<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 • Charruage • Jetting • Tranchage • Outil hybride • Outil à insufflation d'eau à forte pression	/
	Diamètre d'un tri-câble : 22 cm		
	Tension : 132 kV	Type de protection externe • Enrochement • Matelas béton	

