

Perspectives de développement des réseaux électriques en mer sur la façade normande

DÉCEMBRE 2020

.....
Contribution de RTE à la réponse du maître d'ouvrage à la
suite du débat public relatif à l'éolien en mer en Normandie
.....

RTE Réseau de transport d'électricité, est une entreprise de service public. Sa mission fondamentale est d'assurer, partout en France et à tout instant, un accès économique, sûr et durable à l'électricité. À cet effet, RTE aiguille les flux d'électricité des centrales de production vers les zones de consommation, développe le marché de l'électricité pour optimiser l'utilisation des infrastructures, renforce et développe les nouveaux projets indispensables à la réussite de la transition énergétique et innove pour tirer le meilleur parti des ouvrages existants.

Acteur des territoires, RTE s'attache à faire de l'électricité un levier de performance et de compétitivité, en limitant son empreinte environnementale. Au cœur du système électrique français et européen, 105 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts et 50 lignes transfrontalières offrent des opportunités d'échanges d'électricité essentielles pour l'optimisation économique du système électrique. RTE emploie 8 500 salariés.

Des informations complémentaires sont disponibles sur le site :
www.rte-france.com



Sommaire

1.	Synthèse exécutive	2
2.	Contexte et finalités	11
3.	Éléments de méthode d'évaluation et d'optimisation des solutions de raccordement	14
4.	Stratégies de raccordement des zones de moindre impact	21
5.	Planification à long terme permettant d'optimiser le volume de production éolienne en mer sur le périmètre de la façade maritime normande	32
6.	Solutions préférentielles de raccordement pour un premier gigawatt	46
7.	Conclusions générales	53
8.	Annexe 1 : comparaison courant alternatif et courant continu	56
9.	Annexe 2 : les impacts potentiels sur le milieu marin d'un raccordement en mer	58

1. Synthèse exécutive

Le débat public sur le lancement d'un quatrième projet éolien en mer posé sur la façade Manche est - mer du Nord, mené dans un cadre de concertation renouvelé par la loi ESSOC du 10 août 2018, est le premier à se dérouler avant la désignation du lauréat, à un moment du projet où de nombreuses options restent ouvertes, en particulier celle de la localisation du parc et de son raccordement.

Conformément à ce cadre de concertation, la CNDP a été saisie le 21 mars 2019 par le Ministre de la Transition Écologique et Solidaire et a organisé un débat public du 15 novembre 2019 au 19 août 2020 afin de définir une première zone favorable à l'implantation d'un parc éolien en mer posé d'un gigawatt et à son raccordement au réseau public de transport d'électricité, et d'identifier d'autres zones de la façade normande susceptibles d'accueillir d'autres parcs et leurs raccordements.

Le bilan du débat public a été publié le 19 octobre 2020 ouvrant un délai de trois mois pour la publication de la décision du maître d'ouvrage. Le compte-rendu du débat public établi par le président de la Commission particulière du débat public et le bilan de la Présidente de la CNDP insistent sur trois points de clarification majeurs attendus de la part du maître d'ouvrage dans la perspective d'une poursuite du projet :

- ▶ répondre aux interrogations des pêcheurs ;
 - ▶ clarifier les connaissances et méconnaissances scientifiques du milieu marin ;
 - ▶ planifier les usages et l'avenir de cet espace.
- Sur ce dernier point, en réponse au débat public, les maîtres d'ouvrage doivent indiquer « le modèle d'aménagement qui pourrait être mis en œuvre dès ce quatrième parc dans la perspective de la mutualisation ultérieure de plusieurs parcs ».

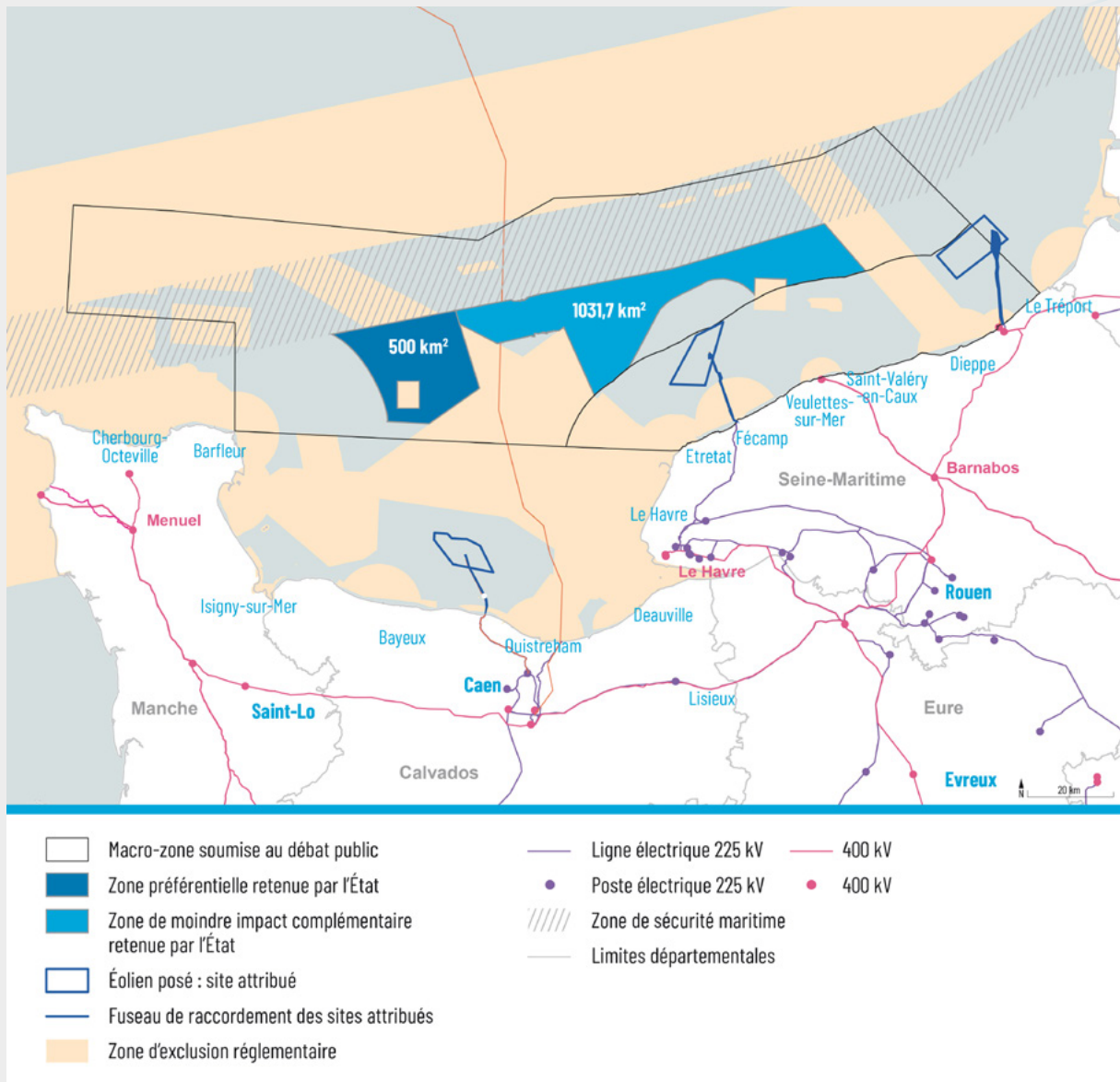
L'État a publié le 5 décembre 2020 la décision du 4 décembre sur le lancement d'un premier projet de parc éolien en mer d'une puissance d'environ un gigawatt en vue d'une attribution effective au premier semestre 2022 à l'issue de la procédure de dialogue concurrentiel et d'appel d'offres.

Dans cette perspective, RTE doit proposer une zone d'implantation de raccordement préférentielle au réseau électrique sachant que la zone maritime retenue par l'État est la zone intitulée « Centre Manche » d'une surface de 500 km², située en zone économique exclusive à distance équivalente (environ 100 km) des zones de raccordement Cotentin est d'une part, et de celle du Havre d'autre part.

Compte tenu de la longueur des ouvrages de raccordement et du potentiel d'accueil de la zone maritime retenue, RTE a évalué deux solutions techniques de raccordement : une solution de raccordement en courant alternatif d'environ 1 GW et une solution de raccordement mutualisée en courant continu d'environ 2 GW.

Pour une solution de raccordement en courant alternatif (HVAC) d'environ 1 GW, il n'existe aujourd'hui qu'un seul parc en exploitation avec une distance de raccordement excédant 100 km. Globalement, la technologie en courant alternatif longue distance implique une gestion complexe de l'énergie réactive et des harmoniques. Elle présente en outre des risques d'acceptabilité associés à la multiplication des infrastructures nécessaires, à terre comme en mer.

ZONE D'APPEL D'OFFRES IDENTIFIÉE PAR L'ÉTAT POUR LA LOCALISATION DU PROJET AO4



S'agissant de la technologie en courant continu, la structure de raccordement mutualisée de référence sur laquelle les acteurs européens convergent se compose d'une plateforme d'une puissance d'environ 2 GW et d'une paire de câbles +/- 525 kV. Malgré l'absence de retour d'expérience industriel à ce jour, l'Allemagne et les Pays-Bas ont d'ores et déjà retenu cette structure de raccordement pour les projets de raccordement mis en service à partir de 2028. Outre l'appréciation des délais de mise en œuvre industrielle de ce standard européen, la mise en œuvre de

telles solutions de raccordement en France ne pourra s'envisager que dans un cadre expressément approuvé par l'État et la Commission de régulation de l'énergie pour ce qui est de la couverture des coûts du raccordement, dans la perspective d'un programme de long terme permettant de donner de la visibilité aux industriels et équipementiers souhaitant investir sur le développement de ce standard. Cette solution nécessite également pour RTE de disposer d'une régulation adaptée à des anticipations d'investissement très importantes.

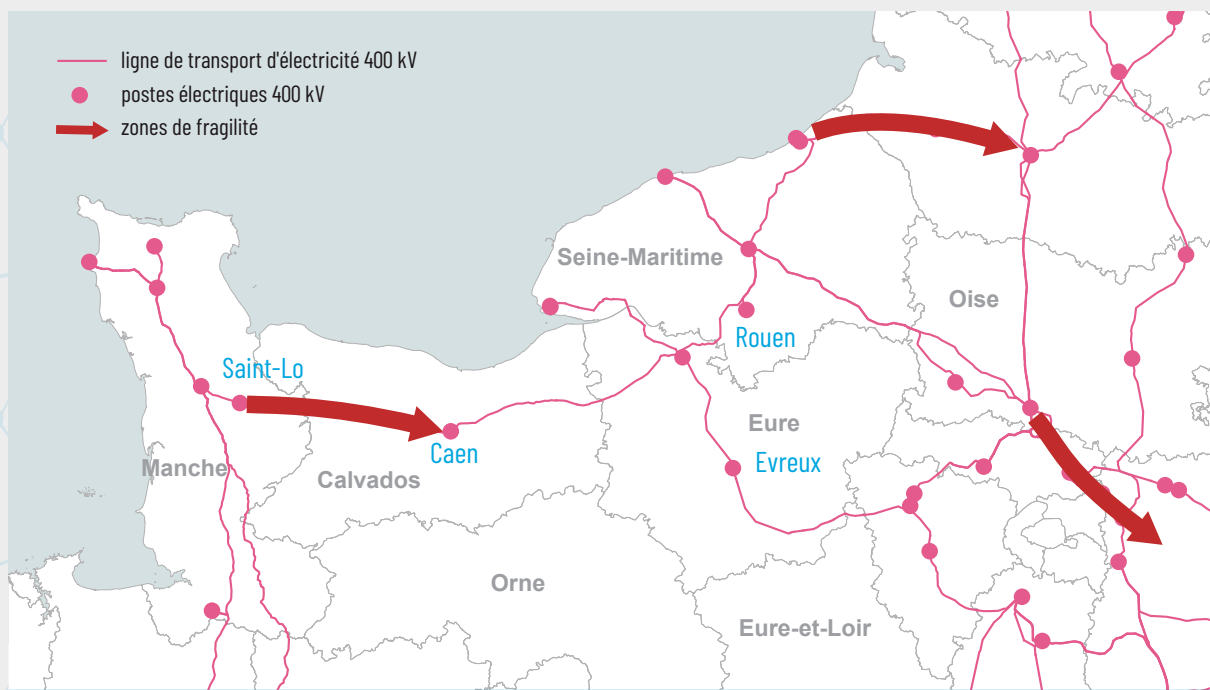
La mise en œuvre d'une planification de long terme du réseau électrique terrestre et maritime de la façade normande est un prérequis à la réussite d'un développement ambitieux de l'énergie renouvelable en mer sur ce territoire.

Les objectifs de neutralité carbone inscrits dans la Stratégie Nationale Bas Carbone impliquent de développer de manière importante la production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre. Les travaux sur le mix électrique au-delà de 2035, engagés par RTE en concertation avec les parties prenantes selon le calendrier fixé par la PPE, impliquent tous un développement significatif de l'éolien en mer pour atteindre la neutralité carbone (dans une fourchette comprise entre 25 et plus de 60 GW). Ces projections rejoignent celles de la Commission européenne, qui prévoit de porter à 60 GW la capacité installée d'éolien en mer dans les eaux de l'Union européenne d'ici

2030 et à 300 GW en 2050, et impliquent de planifier le développement d'un volume significatif en France. La façade normande présente des conditions techniques (vent, bathymétrie...) particulièrement favorables à l'éolien en mer posé lui permettant de contribuer significativement aux objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Les capacités d'accueil du réseau terrestre normand dépendent largement d'autres évolutions du mix électrique en France et à l'étranger (raccordement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne, augmentation de la capacité de production nucléaire dans la zone). Cette situation rend nécessaire le partage d'une vision-cible des perspectives d'évolution à long terme des moyens de production dans la zone pour anticiper et planifier certaines adaptations du réseau terrestre sur l'axe Manche-Normandie-Paris.

ZONES DE FRAGILITÉ DU RÉSEAU 2030-2040



La planification des usages de la mer, combinée à celle du réseau électrique terrestre et maritime, est indispensable pour proposer une perspective de développement de long terme permettant d'optimiser le coût, de réduire l'empreinte environnementale et d'assurer la compatibilité des ouvrages de raccordement maritimes avec les autres usages de la mer.

Dans cette perspective, RTE a réalisé l'évaluation préliminaire de huit programmes de développement de l'éolien en mer permettant d'attribuer un volume-cible sur la façade normande d'environ 6 GW à l'horizon 2035.

Le volume de 6 GW se situe probablement en-deçà de ce qui serait être nécessaire pour atteindre l'ambition de neutralité carbone à terme et répondre aux ambitions de l'Europe à l'horizon 2050. Il permet néanmoins de raisonner sur un volume déjà significatif et de projeter une valorisation possible à terme des trois zones maritimes proposées dans le cadre du débat public.

Les fondamentaux de ces différents programmes sont les suivants :

- ▶ une optimisation de l'utilisation de l'espace maritime pour concilier les usages maritimes tout en maximisant le potentiel de production permettant de valoriser à terme un potentiel de production d'au moins 2 GW sur chacune des trois zones maritimes Centre Manche, Seine-Maritime ouest et Seine-Maritime est ;
- ▶ des hypothèses prudentes sur l'accessibilité des zones d'atterrissage et les possibilités d'implantation de postes électriques de compensation à proximité du littoral ;
- ▶ une combinaison de solutions de raccordement optimisées (0,9 ou 1,2 GW en courant alternatif ou ~2 GW en courant continu) mises en œuvre jusqu'à saturation des possibilités d'atterrages et de tracés en Normandie ;

- ▶ l'ajout, lorsque cela est nécessaire pour arriver à planifier un volume global de 6 GW, d'une zone de raccordement terrestre complémentaire autour de Penly. Cette zone n'avait pas été proposée initialement au débat public et n'avait donc pas été analysée par RTE. Son éventuelle exploitation demandera des investigations et des concertations complémentaires et tout programme incluant un raccordement à Penly comporte donc plus d'incertitudes que les autres ;
- ▶ une évaluation économique, environnementale, sociétale et technique globale de chaque programme.

Sur ces bases, les principaux enseignements des études préliminaires sont les suivants :

- ▶ la décision prise sur le premier gigawatt normand est susceptible d'orienter la vision-cible du développement sur la zone soumise au débat public. En particulier, une décision qui semble optimale à l'échelle d'un seul appel d'offres ne l'est pas nécessairement à la lumière d'une vision de long terme de l'évolution de la production dans la zone ;
- ▶ pour atteindre les 6 GW à l'horizon 2035 :
 - ▶ le franchissement, à un moment, du palier technologique vers le courant continu au standard européen en cours de qualification (plateformes mutualisées de 2 GW et câbles de 525 kV) est nécessaire ;
 - ▶ la réalisation, à un moment, d'adaptations plus ou moins conséquentes des liaisons terrestres participant à l'axe « Manche-Normandie-Paris », l'une des zones de fragilité nationale identifiées dans le SDDR 2019 de RTE, sera nécessaire ;
 - ▶ la réalisation de certains programmes nécessite d'étendre la zone d'étude et d'envisager une zone de raccordement terrestre complémentaire à Penly.

Les principaux résultats de ces programmes sont repris dans le tableau page suivante.

Progr.	Puissance en GW raccordée au sein de la zone du débat public	Puissance en GW raccordée en dehors de la zone du débat public	Économie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociale	Robustesse technique
					totale	zones sensibles		
A	3,6	2,0	21 à 24	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	116	86	Concentration de liaisons courant alternatif dans la zone du Havre, programme le plus impactant	Liaison courant alternatif grande longueur en première étape
B	4,0	2,0	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	49	39	Moindre impact mais concentration Seine-Maritime	Programme complet en courant continu
C	4,1	2,0	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	90	64	Liaison courant alternatif réalisée en première étape	Liaison courant alternatif grande longueur en première étape
D	4,9	0,9	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	83	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape
E	4,9	0,9	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	80	60	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape
F	5,2	0,9	21 à 24	Adaptation d'une liaison existante	72	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant continu en première étape
G	5,8	-	22 à 25	Renforcement structurant à analyser	96	69	Concentration Le Havre	Faisabilité 3 GW au Havre à analyser
H	6,0	-	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	54	45	Moindre impact et préférence exprimée lors du débat public	Programme complet en courant continu

Ces études préliminaires portent sur un sous-ensemble de programmes possibles et peuvent évoluer en fonction des scénarios 2040-2050 qui seront confortés dans le cadre des travaux sur le Bilan Prévisionnel 2050. Elles doivent également être consolidées sur les plans technique, économique et environnemental. En particulier, l'impact sur la stabilité du réseau de ces différents programmes devra être approfondi. Ces études permettent néanmoins d'apprécier, en fonction de la localisation des premiers parcs décidés, de leur

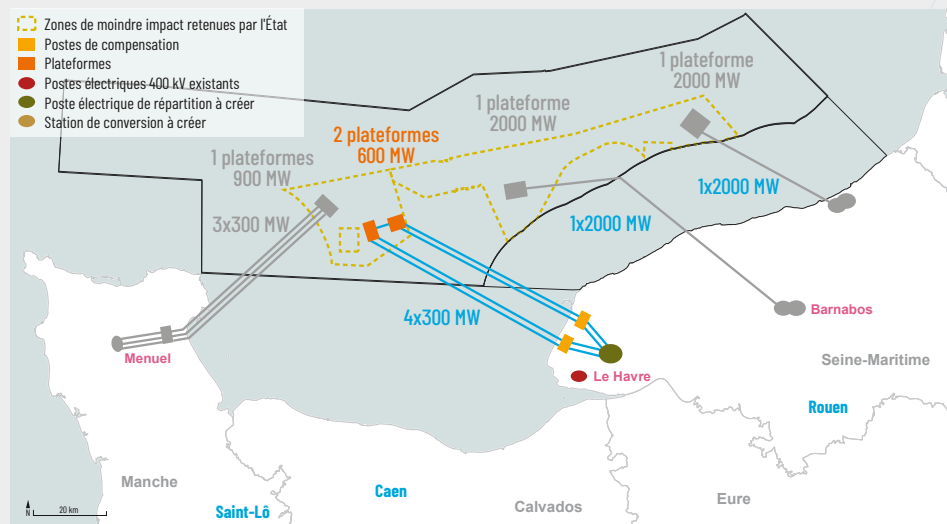
puissance, de la zone de raccordement et du volume global de production envisagé au sein de la zone maritime, le degré de compatibilité des solutions de raccordement avec des programmes de développement à long terme.

La solution de raccordement préférentielle qui sera retenue pour un premier gigawatt en zone maritime Centre Manche oriente les possibilités de réalisation d'un programme de développement de long terme.

Dans l'hypothèse de l'attribution à court terme d'un seul parc d'un gigawatt à raccorder en zone maritime Centre Manche sans perspective d'élargissement de la capacité d'accueil, la solution la plus efficace consiste à raccorder une puissance garantie de 1,2 GW depuis la zone du Havre en courant alternatif, en

proposant une possibilité d'optimisation de la puissance installée du parc au-delà de la puissance garantie par le raccordement. Cette solution permet de mettre en œuvre le programme de long terme C, qui présente toutefois le bilan global le moins favorable.

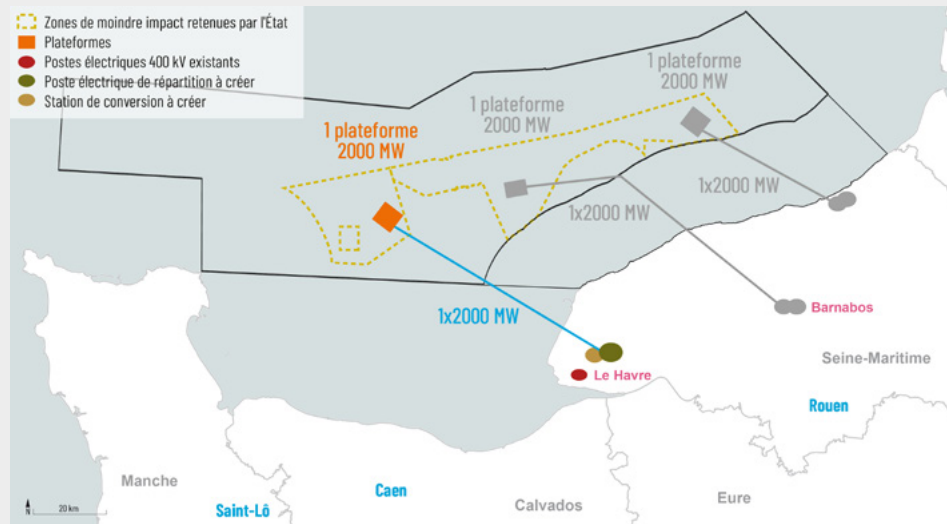
VISION-CIBLE DE LONG TERME COMPATIBLE AVEC LA SOLUTION DE RACCORDEMENT EN COURANT ALTERNATIF DE 1,2 GW DEPUIS LA ZONE DU HAVRE (PROGRAMME C)



Dans l'hypothèse d'une attribution rapprochée de deux parcs d'un gigawatt à raccorder en zone maritime Centre Manche, il existe une opportunité de réaliser un raccordement mutualisé de 2 GW depuis le poste de Manuel ou la zone du Havre en courant continu. Cette mutualisation permettrait une diminution nette de l'empreinte environnementale à coûts approximativement équivalents par comparaison avec deux raccordements distincts en courant alternatif.

Le raccordement en courant continu en première étape depuis la zone du Havre nécessiterait de déporter le raccordement des parcs des autres zones maritimes vers l'est de la façade, sans utiliser le point de raccordement identifié à Manuel. Ce choix permettrait de mettre en œuvre le programme B et implique de devoir engager d'emblée un programme industriel de long terme fondé sur le standard HVDC européen.

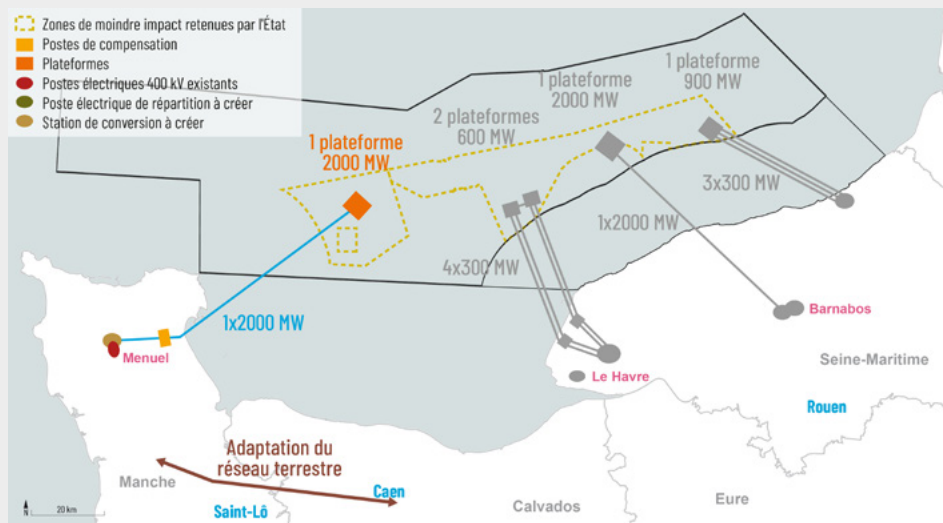
VISION-CIBLE DE LONG TERME COMPATIBLE AVEC LA SOLUTION DE RACCORDEMENT EN COURANT CONTINU D'ENVIRON 2 GW DEPUIS LA ZONE DU HAVRE (PROGRAMME B)



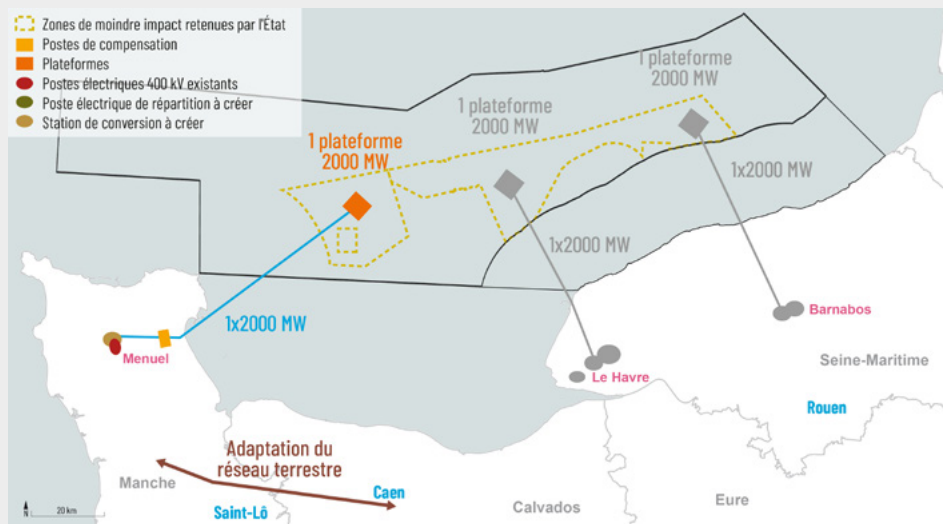
Le raccordement en courant continu depuis la zone Cotentin est pourrait quant à lui nécessiter d'avoir réalisé une adaptation du réseau terrestre existant entre la Manche et le Calvados à l'horizon de la mise en service des deux parcs. Cette solution permettrait de mettre en

œuvre le programme F, qui mixe les technologies courant continu et courant alternatif, ou le programme H. Il implique de la même manière de devoir engager d'emblée un programme industriel de long terme fondé sur le standard HVDC européen.

VISION-CIBLE DE LONG TERME COMPATIBLE AVEC LA SOLUTION DE RACCORDEMENT EN COURANT CONTINU D'ENVIRON 2 GW DEPUIS LE POSTE DE MANUEL (PROGRAMME F)



VISION-CIBLE DE LONG TERME COMPATIBLE AVEC LA SOLUTION DE RACCORDEMENT EN COURANT CONTINU D'ENVIRON 2 GW DEPUIS LE POSTE DE MANUEL (PROGRAMME H)



Les résultats de l'étude préliminaire des solutions de raccordement en zone maritime Centre Manche sont repris dans le tableau ci-dessous.

Solution	Économie du projet		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets du raccordement rapporté à l'énergie produite (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
Solution HVAC optimisée à 1,2 GW au Havre	20,5 à 23	Capacité suffisante	39	19	Création de poste 225 kV, a minima 2 atterrages nécessaires	HVAC grande longueur
Solution HVAC optimisée à 0,9 GW au Havre	22 à 24	Capacité suffisante	32	17	Création de poste 225 kV	HVAC grande longueur
Solution HVAC optimisée à 0,9 GW à Menuel	21,5 à 24	Quelques limitations	28	20	Postes de compensation en zone sensible	HVAC grande longueur
Solution HVDC 2 GW vers Menuel	22 à 24	Adaptation des liaisons existantes	18	12	Moindre impact	Maturité HVDC 525 kV
Solution HVDC 2 GW vers Le Havre	23 à 26	Capacité suffisante	19	14	Création de poste 400 kV site vierge	Maturité HVDC 525 kV
Solution HVAC 2 GW répartie	21 à 23	Quelques limitations	60 à 66	38 à 40	Empreinte globale significative	HVAC grande longueur

Quelles que soient la zone de raccordement terrestre et la technologie retenues, les conditions de mise en œuvre technique et industrielle et l'acceptabilité sociétale des différentes solutions de raccordement nécessitent d'être approfondies.

Sur la base de ces premiers résultats, RTE propose :

- ▶ d'entamer conjointement avec l'État les démarches de concertation post débat public prévues notamment par la circulaire relative au développement des réseaux publics (circulaire Fontaine) en parallèle sur les zones Cotentin est et du Havre et sur les deux technologies envisageables. L'objectif serait d'approfondir, en concertation avec les territoires concernés et les acteurs de la filière industrielle, la perspective d'un raccordement en courant continu mutualisé pour deux parcs d'un gigawatt par rapport à la perspective de deux raccordements en courant alternatif d'un gigawatt chacun sur la zone maritime Centre Manche ;
- ▶ d'arrêter, au plus tard à la publication du cahier des charges final de l'AO4 et en intégrant le résultat des actions précédentes, la solution de raccordement pour un premier gigawatt la plus appropriée.

2. Contexte et finalités

Le débat public sur le lancement d'un quatrième projet éolien en mer posé sur la façade Manche est - mer du Nord, mené dans un cadre de concertation renouvelé par la loi ESSOC du 10 août 2018, est le premier à se dérouler avant la désignation du lauréat, à un moment du projet où de nombreuses options restent ouvertes, en particulier celles de la localisation du parc et de son raccordement.

Conformément à ce cadre de concertation, la CNDP a été saisie le 21 mars 2019 par le Ministre de la Transition Écologique et Solidaire et a organisé un débat public du 15 novembre 2019 au 19 août 2020 afin de définir une première zone favorable à l'implantation d'un parc éolien en mer posé de un gigawatt et à son raccordement au réseau public de transport d'électricité, et d'identifier d'autres zones de la façade normande susceptibles d'accueillir d'autres parcs et leurs raccordements.

Le bilan du débat public a été publié le 19 octobre 2020, ouvrant un délai de trois mois pour la publication de la décision du maître d'ouvrage. Le compte-rendu du débat public établi par le président de la Commission particulière du débat public et le bilan de la Présidente de la CNDP insistent sur trois points de clarification majeurs attendus de la part du maître d'ouvrage dans la perspective d'une poursuite du projet :

- ▶ répondre aux interrogations des pêcheurs ;
- ▶ clarifier les connaissances et méconnaissances scientifiques du milieu marin ;

▶ planifier les usages et l'avenir de cet espace. Sur ce dernier point, en réponse au débat public, les maîtres d'ouvrage doivent indiquer « le modèle d'aménagement qui pourrait être mis en œuvre dès ce quatrième parc dans la perspective de la mutualisation ultérieure de plusieurs parcs ».

L'État a publié le 5 décembre 2020 la décision du 4 décembre sur le lancement d'un premier projet de parc éolien en mer d'une puissance d'environ un gigawatt en vue d'une attribution effective au premier semestre 2022 à l'issue de la procédure de dialogue concurrentiel et d'appel d'offres.

Dans cette perspective, RTE doit proposer une zone d'implantation de raccordement préférentielle au réseau électrique sachant que la zone maritime retenue par l'État est la zone intitulée « Centre Manche » d'une surface de 500 km², située en zone économique exclusive à distance équivalente (environ 100 km) des zones de raccordement Cotentin est, d'une part, et de celle du Havre d'autre part.

La mise en œuvre d'une planification de long terme du réseau électrique terrestre et maritime de la façade normande est un prérequis à la réussite d'un développement ambitieux de l'énergie renouvelable en mer sur ce territoire.

La **Loi énergie-climat (LEC)** adoptée le 8 novembre 2019 fixe un objectif d'un gigawatt par an de capacités installées de production d'éolien en mer d'ici à 2024. **La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028**, publiée le 22 avril 2020, décline cet objectif en précisant que le prochain appel d'offres d'éolien posé sera lancé en Normandie en 2021. Dans ce cadre, un second parc d'environ un gigawatt pourrait être attribué en Normandie après 2023. La PPE indique également que « *le gestionnaire de réseau¹ est impliqué en amont des appels d'offres pour identifier la capacité d'accueil des réseaux et proposer des options de planification des raccordements, autant que possible mutualisés, sur les façades maritimes* ».

Les objectifs de neutralité carbone inscrits dans la Stratégie Nationale Bas Carbone impliquent de développer de manière importante la production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre. Les travaux sur le mix électrique au-delà de 2035, engagés par RTE en concertation avec les parties prenantes selon le calendrier fixé par la PPE, impliquent tous un développement significatif de l'éolien en mer pour atteindre la neutralité carbone (dans une fourchette comprise entre 25 et plus de 60 GW). Ces projections rejoignent celles de la Commission européenne, qui prévoit de porter à 60 GW la capacité installée d'éolien en mer dans les eaux de l'Union européenne d'ici 2030 et à 300 GW en 2050, et impliquent de planifier le développement d'un volume significatif en France. La façade normande présente des conditions techniques (vent, bathymétrie...) particulièrement favorables à l'éolien en mer posé lui permettant de contribuer significativement aux objectifs de la PPE.

Les **capacités d'accueil du réseau terrestre normand** dépendent largement d'autres évolutions du mix électrique en France et à l'étranger (raccordement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne, augmentation de la capacité de production nucléaire

dans la zone). Cette situation rend nécessaire le partage d'une vision-cible des perspectives d'évolution à long terme des moyens de production dans la zone pour anticiper et planifier certaines adaptations du réseau terrestre sur l'axe Manche-Normandie-Paris.

La planification des usages de la mer, combinée à celle du réseau électrique terrestre et maritime, est indispensable pour proposer une perspective de développement de long terme permettant d'optimiser le coût, de réduire l'empreinte environnementale et d'assurer la compatibilité des ouvrages de raccordement maritimes avec les autres usages de la mer.

Le **Schéma décennal de développement du réseau public de transport d'électricité (SDDR)**, publié en septembre 2019, identifie plusieurs leviers d'optimisation pour le développement du réseau en mer, permettant d'économiser jusqu'à 15 % d'ici à 2035 sur les coûts de raccordement des projets à partir de l'appel d'offres numéro 4 (AO4), tout en limitant le nombre d'infrastructures à développer et donc les impacts environnementaux, et sur les usages associés. Ces résultats sont conditionnés à la mise en œuvre d'une planification permettant d'engager les projets en mer et à terre de manière anticipée. C'est pourquoi RTE a proposé que soient mis en place des plans de développement du réseau en mer pour chacune des façades maritimes, sous l'égide des pouvoirs publics et en concertation avec les parties prenantes et le public.

Le besoin de planification a constitué un thème récurrent pendant le débat public, incitant la CPDP à organiser une réunion spécifique sur ce thème, le 15 juillet 2020 à Rouen. Cet atelier a notamment fait apparaître l'intérêt d'avoir une vision de la trajectoire à long terme (2040-2050) de l'éolien en mer.

1 L'État a confié à RTE la maîtrise d'ouvrage et le financement du raccordement des énergies marines renouvelables en France.

Par ailleurs, de nombreux cahiers d'acteurs soulèvent l'importance d'une planification engageante afin de donner de la visibilité aux citoyens, d'améliorer les connaissances du milieu marin et de donner à l'industrie et au monde de la recherche de la visibilité sur le pipeline de projets et l'opportunité d'avoir une vision stratégique du développement de leurs activités. Plusieurs acteurs ont également souligné l'importance d'une planification pour optimiser le raccordement.

La CPDP, dans le compte-rendu du débat public publié le 19 octobre 2020, « estime qu'un éclairage s'impose quant au modèle d'aménagement qui pourrait être mis en œuvre dès ce quatrième parc dans la perspective de la mutualisation ultérieure de plusieurs parcs [...] comment seront pensées par anticipation les extensions à partir du nouveau parc, ainsi que les raccordements mutualisés, quelle conception des plates-formes de connexion en mer ? ». Plus précisément, « la commission a demandé à RTE un bilan comparatif entre courant alternatif et courant continu en termes techniques et économiques ».

De fait, la décision prise sur le premier gigawatt normand est susceptible d'influencer la vision-cible du développement de la zone soumise au débat public : une décision apparaissant optimale à l'échelle d'un seul appel d'offres ne l'est pas nécessairement à la lumière d'une vision long terme de l'évolution de la production dans la zone, en particulier dans l'hypothèse d'une poursuite de la planification de l'espace maritime et au regard de l'objectif de la France d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Le présent document actualise et complète les éléments présentés lors du débat public et en intègre les résultats. En réponse au bilan du débat public, il présente également des scénarios de développement du réseau en mer sur la façade normande selon deux perspectives :

- ▶ **une perspective de développement du réseau électrique terrestre et maritime à long terme optimisée par rapport à un volume-cible de production éolienne en mer envisagé sur le périmètre de la façade maritime normande ;**
- ▶ **une perspective des solutions optimisées de raccordement en courant continu ou courant alternatif en fonction de la zone maritime de localisation de la production éolienne en mer retenue par l'État et du volume de production qui pourrait être planifié au sein de cette zone préférentielle.**

3. Éléments de méthode d'évaluation et d'optimisation des solutions de raccordement

3.1. MÉTHODE D'ÉVALUATION MULTICRITÈRE DES SOLUTIONS

Afin de comparer les solutions de raccordement entre elles, une **méthode d'évaluation multicritère** est mise en œuvre. Elle a été concertée en Comité maritime de façade le 16 juillet 2020. Les critères proposés sont issus de méthodologies reconnues au niveau européen ou déclinés à partir des objectifs et indicateurs du Document stratégique de façade Manche est mer du Nord (DSF MEMN), puis adaptés au cas de raccordements de parcs éoliens en mer.

Cette méthode combine les critères suivants :

- ▶ **le critère « économie des projets de raccordement (coût pour la collectivité) »²**, exprimé en k€/MWh, qui examine deux composantes³ :
 - ▶ le différentiel de coût entre chaque solution, en considérant l'ensemble du cycle de vie d'un projet de raccordement (CAPEX et OPEX) ainsi que le coût de l'énergie non évacuée (ENE) associée à la défaillance ou lorsque la solution envisagée ne permet pas d'évacuer l'ensemble du productible ;
 - ▶ l'impact du projet sur les congestions du réseau terrestre qui donne une indication éventuelle du besoin d'adaptation du réseau terrestre pour chaque solution.

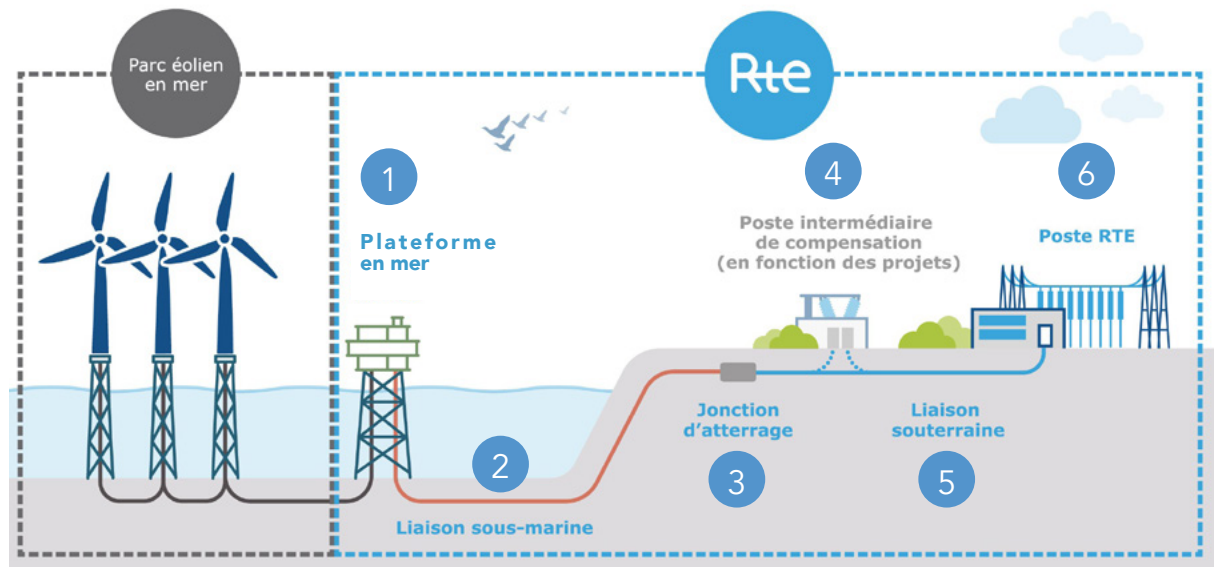
- ▶ **le critère « empreinte environnementale »**, exprimé en ha (surface totale impactée) reprend les objectifs du DSF MEMN les plus susceptibles de concerner le raccordement :
 - ▶ l'impact sur les habitats sensibles et l'impact halieutique évalués sur la base de l'emprise des travaux des liaisons sous-marines et de l'emprise liée à l'implantation des plateformes en mer, potentiellement situées en habitat particulier du document stratégique de façade (bancs de moules, prés salés et végétation pionnière à salicorne, récifs intertidaux...) ou en zone halieutique sensible ou moyennement sensible ;
 - ▶ l'impact terrestre a été évalué en se fondant sur l'emprise des travaux des liaisons souterraines et de l'implantation des postes de compensation et de raccordement.
- ▶ **le critère « robustesse technique »**, exprimé de manière qualitative : il s'agit d'une évaluation à dire d'expert intégrant les risques liés à la complexité du scénario, à la maturité technique des équipements, au respect des délais et à l'obtention des autorisations administratives.
- ▶ **le critère « robustesse sociétale »**, exprimé de manière qualitative : il s'agit d'évaluer l'acceptabilité pressentie de la stratégie au vu des préoccupations exprimées lors du débat public.

² Les coûts du parc éolien en mer (installations éoliennes) ne sont pas intégrés

³ L'impact industriel (impact emploi local issu essentiellement des travaux de génie civil) a également été évalué mais n'apparaît pas comme susceptible de discriminer les différentes solutions.

3.2. CONSISTANCE DE RÉFÉRENCE DU RACCORDEMENT ET LEVIERS D'OPTIMISATION ÉTUDIÉS

La puissance cible de 1 GW n'est pas optimisée par rapport à la consistance enveloppe de raccordement en courant alternatif.



La consistance de référence nécessaire pour raccorder une puissance de 1 GW en courant alternatif comprend :

- 1 deux plateformes en mer regroupant notamment les équipements électriques (transformateurs) nécessaires à l'élévation de la tension de 66 kV à 225 kV ;
- 2 quatre liaisons sous-marines 225 kV reliant les postes en mer à la côte ;
- 3 quatre jonctions d'atterrage souterraines ;
- 4 un poste de compensation de l'énergie réactive situé le plus près possible de la zone d'atterrage compte tenu d'une distance-type en mer supérieure à 40 km ;
- 5 quatre liaisons souterraines 225 kV reliant d'une part les jonctions d'atterrage au poste intermédiaire de compensation et d'autre part ce poste au poste de raccordement au réseau de transport d'électricité ;
- 6 l'extension ou la création d'un poste de raccordement au réseau public de transport d'électricité existant.

La capacité de transit d'un câble sous-marin et souterrain en courant alternatif varie selon la technologie, le niveau de tension, la distance de raccordement, le mode de pose ou la protection mise en œuvre et les caractéristiques de l'environnement. La capacité n'est pas linéaire : il y a des effets de seuil selon les choix effectués.

Aujourd'hui, compte tenu des technologies disponibles, RTE est en mesure de garantir une capacité de transit de 300 MW par câble en Normandie⁴. Au regard de cette capacité unitaire, il est optimal de proposer une puissance garantie de 900 ou 1200 MW.

Par ailleurs, le choix d'une ou deux plateformes en mer répond à de nombreux critères, dont le poids du topside. En effet, dès que celui-ci excède environ 5 000 tonnes (ce qui serait le cas avec une seule plateforme hébergeant 4 transformateurs et des moyens de

4 RTE pourrait être en capacité d'optimiser la capacité de transit garantie en exploitation au-delà de 900 MW après la finalisation des études de dérisquage et la concertation sur le fuseau de moindre impact sans engagement ferme à ce stade. La réalisation d'études visant à connaître les caractéristiques géologiques (nature du sol et du sous-sol) et topologiques (profil de l'estran et espace disponible pour implanter les chambres de jonction et les liaisons terrestres) permettra de définir les conditions de mise en œuvre d'une capacité complémentaire. Parmi les facteurs favorables, on trouve (i) une faible résistivité des sols ; (ii) un atterrissage plat ; (iii) à terre, un espacement de 6m minimum entre les câbles souterrains, ce qui n'est atteignable qu'avec une pose en plein champ ou avec plusieurs tracés entre l'(les) atterrissage(s) et le poste de compensation et entre chaque boîte de jonction à l'atterrissage ; (iv) l'implantation d'un poste de compensation à proximité de l'atterrissage.

compensation en mer), le nombre de chantiers navals ayant l'expérience de telles constructions et de navires ayant la capacité de levage nécessaire est réduit. Les aléas liés aux coûts et aux délais augmentant, il est alors *a priori* privilégié l'installation de deux plateformes. **L'empreinte spatiale de la plateforme est également optimisée avec une puissance garantie de 900 ou 1200 MW.**

3.2.1. Premier levier d'optimisation : adapter la capacité garantie par le raccordement à la capacité unitaire des câbles

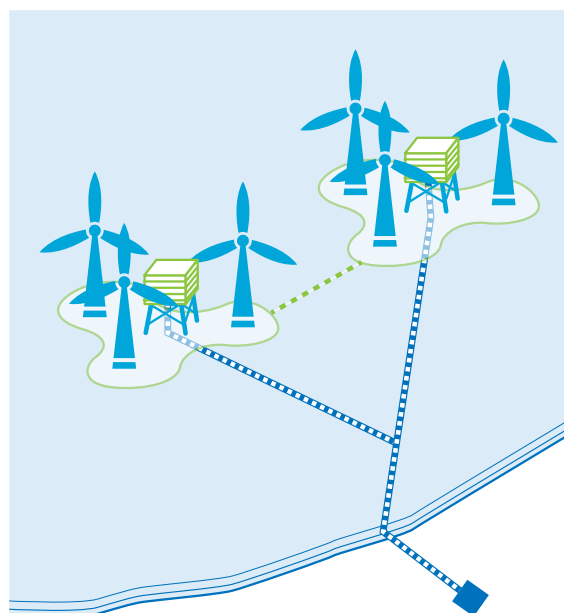
Deux variantes sont possibles :

- ▶ diminuer à trois le nombre de câbles afin d'optimiser la capacité par câble et de minimiser l'empreinte environnementale. La capacité garantie du raccordement s'établit alors à 900 MW. Cette structure facilite aussi le passage à une seule plateforme en mer en réduisant le nombre de transformateurs et donc le poids du *topside* ;
- ▶ maintenir une structure à quatre câbles et deux plateformes, en adaptant à la hausse la capacité garantie du raccordement à 1200 MW. Cette proposition a été formulée lors de l'atelier raccordement organisé le 30 juillet 2020 et a été intégrée dans l'étude de RTE.

3.2.2. Deuxième levier d'optimisation : mutualiser le raccordement par un lien inter-poste avec une structure de raccordement garantissant une capacité de 1200 MW en courant alternatif

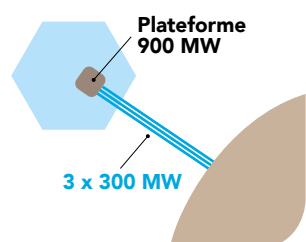
Le bouclage en 225 kV entre deux plateformes en mer a comme principal intérêt d'augmenter la fiabilité du raccordement en réduisant l'énergie non évacuée en cas d'avarie.

PRINCIPE DE RACCORDEMENT AVEC UN LIEN INTER-POSTE



LES VARIANTES DE CAPACITÉ UNITAIRE DES CÂBLES

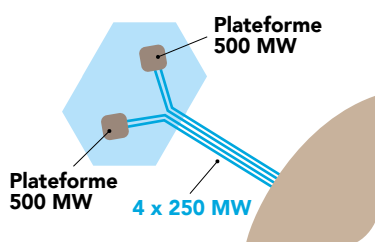
1 x 900 MW



Une plateforme unique de 900 MW, raccordée à la terre par 3 câbles sous-marins de 300 MW

▶ Capacité d'évacuation de 900 MW

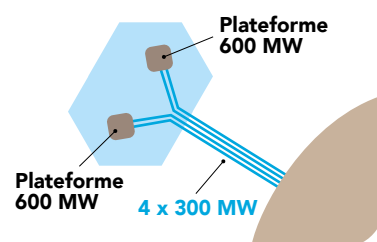
2 x 500 MW



Deux plateformes de 500 MW, chacune raccordée à la terre par 2 câbles sous-marins de 250 MW

▶ Capacité d'évacuation de 1000 MW

2 x 600 MW



Deux plateformes de 600 MW, chacune raccordée à la terre par 2 câbles sous-marins de 300 MW

▶ Capacité d'évacuation de 1200 MW

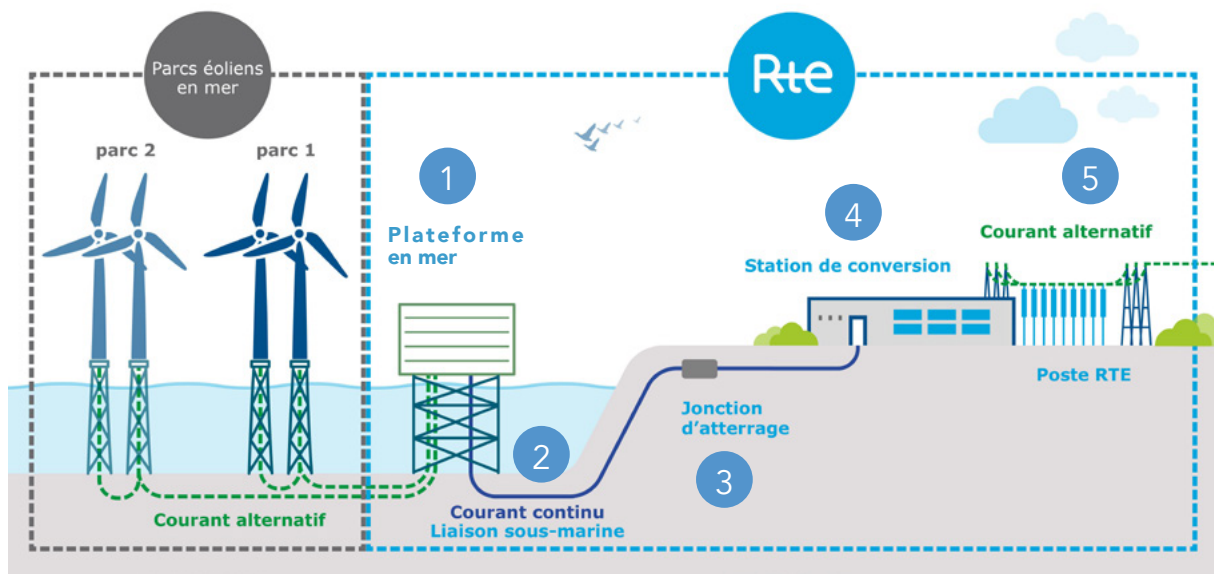
3. ÉLÉMENTS DE MÉTHODE D'ÉVALUATION ET D'OPTIMISATION DES SOLUTIONS DE RACCORDEMENT

Les gains sur 25 ans de la mise en œuvre d'une interconnexion entre deux parcs seraient à un volume compris entre 100 et 400 GWh. Le lien inter-poste permettrait également de réduire le recours aux groupes électrogènes, en cas de décalage entre l'installation du *topside* et la mise en service du câble de raccordement, et en phase exploitation, en substitution des groupes électrogènes du producteur ou en alimentation des services auxiliaires du *topside*.

Le lien inter-poste est économiquement justifié pour la collectivité pour une distance maximale inter-poste d'environ 5 km. Il est mis en œuvre pour toutes les options de raccordement d'une capacité de 1,2 GW décrites dans le document.

3.2.3. Troisième levier d'optimisation : mutualiser la plateforme en mer avec une structure de raccordement en courant continu permettant de raccorder jusqu'à 2 GW de puissance

La consistance de référence enveloppe pour raccorder une puissance d'environ 2 GW en courant continu comprend les éléments suivants :



- 1 une plateforme unique en mer en configuration bipôle, regroupant à la fois les équipements électriques nécessaires à l'élévation de la tension de 66 kV vers 525 kV (transformateurs) et de conversion du courant alternatif (issues des turbines) vers le courant continu ;
- 2 une liaison sous-marine 525 kV puis terrestre en courant continu reliant la station en mer à la côte ;
- 3 une jonction d'atterrage souterraine ;
- 4 une station de conversion à terre du courant continu en courant alternatif ;
- 5 l'extension ou la création d'un poste de raccordement au réseau de transport existant et le lien avec la station de conversion.

La technologie retenue dans les études est celle présentée par le projet européen PROMOTioN⁵ comme le « *futur standard pour les raccordements en mer de parcs de grande puissance* » et retenue par certains opérateurs de réseau européens pour leurs futurs raccordements en mer en courant continu. Elle permet la mutualisation du raccordement de deux parcs éoliens en mer de 1 GW et présente l'avantage de la compacité : une seule plateforme en mer et une seule paire de câbles pour 2 GW. Pour 1 GW, le courant continu reste nettement plus cher (voir annexe 1).

Sur le plan économique, dès lors que la distance totale de raccordement se situe au-delà d'environ 100 km, le courant continu devient compétitif en comparaison du courant alternatif pour un volume de 2 GW. Toutefois, le dimensionnement d'emblée du projet de raccordement à la puissance cible **nécessite une décision portant sur deux gigawatts au lieu d'un seul**, soit par le truchement d'un appel d'offres unique de 2 GW, soit par l'organisation rapprochée de deux appels d'offres successifs de 1 GW, pour ne pas générer de coûts échoués.

Sur le plan environnemental, cette solution minimise les impacts environnementaux marins et les emprises sur l'espace maritime et à l'atterrage du fait de l'effet mutualisation de la plateforme et du gain sur le nombre des câbles. Si l'ajout de stations de conversion dans la consistance cible du raccordement accentue l'empreinte spatiale terrestre, il permet de faire l'économie des postes de compensation intermédiaires.

Sur le plan de la robustesse, si la technologie courant alternatif est une technologie déjà éprouvée en mer, un seul projet avec une distance de raccordement excédant 100 km a déjà été mis en service, le projet Hornsea 1 au Royaume-Uni (130 km). Ce projet présente la particularité de comprendre une plateforme de compensation intermédiaire en mer. Deux autres raccordements de parcs éoliens en mer atteignent 90 km, mais avec des niveaux de puissance inférieurs (respectivement 600 et 735 MW). Alternativement, la technologie courant alternatif longue distance implique une gestion complexe de l'énergie réactive et des harmoniques.

Elle présente en outre des risques sociétaux associés à la multiplication des infrastructures nécessaires, à terre comme en mer.

La technologie courant continu est plus récente. Neuf projets raccordés avec un niveau de tension de +/- 320 kV sont en opération, et d'autres sont en cours de construction. En +/- 525 kV, le premier projet d'interconnexion est en service depuis 2014 ; en revanche, aucun projet de raccordement de parc éolien en mer n'a encore été mis en service. Les interactions en matière de contrôle commande avec les parcs doivent donc encore être vérifiées. En outre, à ce niveau de tension, si les stations de conversion sont disponibles, les conditions d'installation doivent être analysées et les câbles sous-marins en isolation synthétique doivent encore être qualifiés.

Toutefois, malgré ce manque de maturité, tant en Allemagne qu'aux Pays-Bas, la structure 2 GW +/-525 kV a été retenue par les pouvoirs publics en tant que technologie standard pour les projets de raccordement de parcs éoliens en mer mis en service à compter de 2028.

⁵ Le projet PROgress on Meshed HVDC Offshore TransmissiOn Networks (PROMOTioN), conduit entre 2015 et 2020 dans le cadre du programme européen Horizon 2020 (H2020), visait à définir une architecture technique et un ensemble de technologies multifournisseurs interopérables afin d'accélérer le développement des réseaux maillés en courant continu en mer du Nord.

3.2.4. Quatrième levier d'optimisation : dimensionner le raccordement à une puissance garantie donnée (900 ou 1200 MW en HVAC, environ 2000 MW en HVDC) tout en permettant aux producteurs candidats à l'appel d'offres de proposer une puissance installée supérieure (surdimensionnement ou « overplanting »)

Considérée comme « pertinente » par la CRE dans sa délibération du 23 juillet 2020 sur le SDDR « même si le productible pourrait être légèrement impacté », cette mesure permet d'augmenter le productible global du parc éolien en mer. Pendant les périodes de faible vent ou lors d'opérations de maintenance de certaines turbines, le parc produit plus grâce à l'augmentation de la puissance du parc, quitte à effacer la production pendant les heures de puissance maximale. Cette mesure peut ainsi être une source de performance économique complémentaire pour la collectivité.

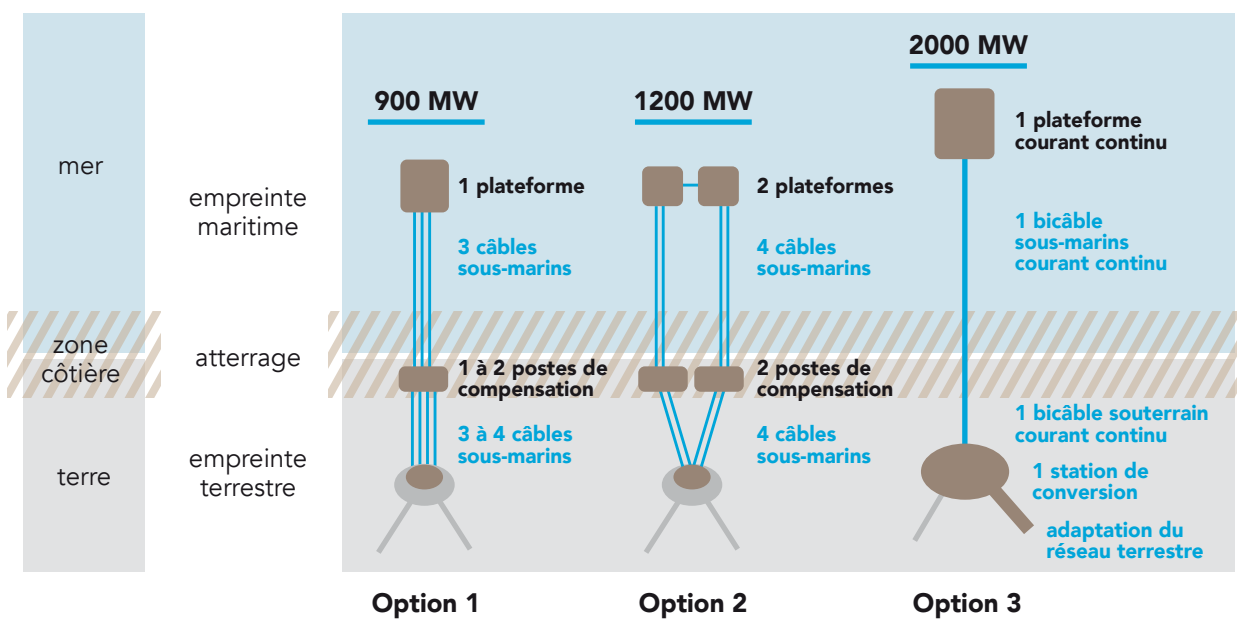
Le gain économique de cette approche s'apprécie notamment au regard de la distance à la côte (complexification des opérations de maintenance de parc), du régime de vent (répartition de la densité des vitesses de vent) et du taux de fiabilité des turbines. Cette pratique est d'ores et déjà mise en œuvre aux Pays-Bas et au Danemark avec des demandes par les producteurs comprises entre une puissance du parc supérieure de 4 et 8 % à celle garantie par le raccordement au Pays-Bas et des possibilités offertes pouvant aller jusqu'à 20 % au Danemark.

3.2.5. Les consistances optimisées analysées

Les solutions de raccordement évaluées dans la suite de l'étude sont les suivantes :

- ▶ option 1 : solution optimisée avec une capacité de 900 MW ;
- ▶ option 2 : solution optimisée avec une capacité de 1200 MW ;
- ▶ option 3 : solution à courant continu avec une capacité d'environ 2000 MW⁶.

STRUCTURES DE RACCORDEMENT ANALYSÉES



⁶ Cette solution étant moins mature, la puissance garantie devra être précisée par la suite.

3.3. CAPACITÉ D'ACCUEIL DU RÉSEAU TERRESTRE ET IDENTIFICATION DES CONTRAINTES

Développer l'éolien en mer à la hauteur des ambitions de la PPE implique de programmer de manière cohérente le raccordement en mer et l'évolution du réseau terrestre, qui doit pouvoir évacuer des quantités d'électricité importantes vers les centres de consommation.

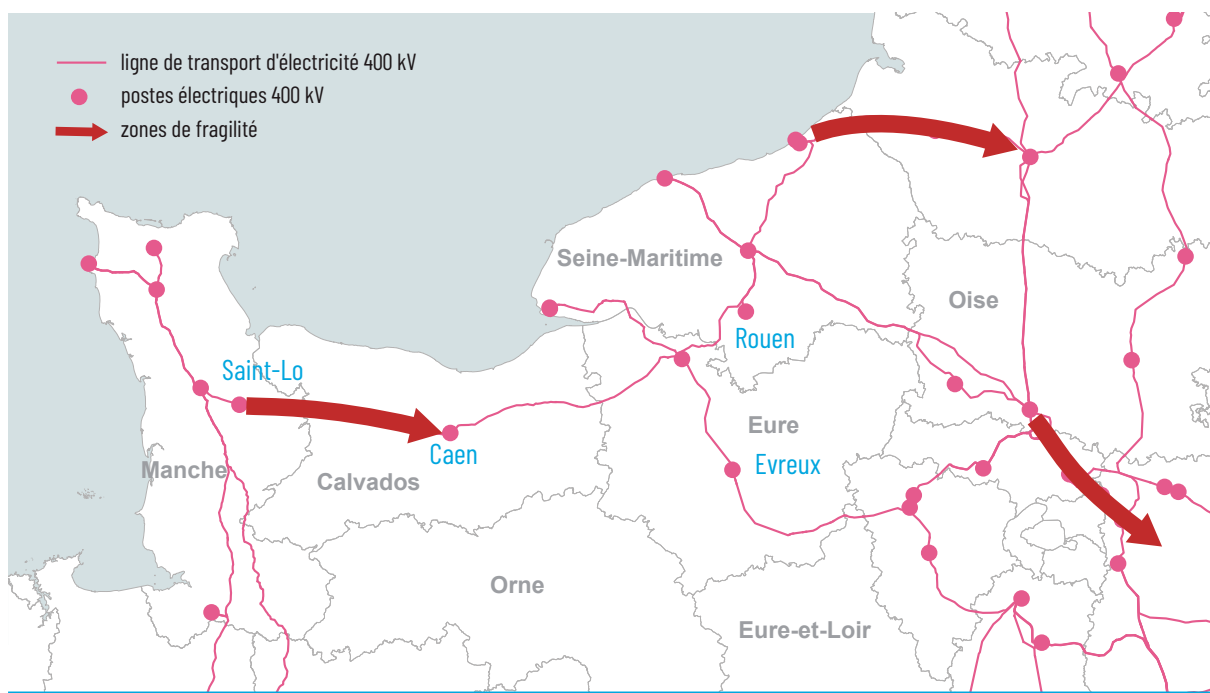
Dans le SDDR 2019 de RTE, la diagonale Manche-Normandie-Paris est identifiée comme la quatrième zone de fragilité nationale à moyen terme dans le cas d'un développement important de la production décarbonée en Normandie. La présente contribution de RTE s'inscrit dans la continuité de ce SDDR et de l'avis rendu par la ministre en charge de l'énergie le 13 novembre 2019, en déclinant plus précisément certains points de fragilité associés et en analysant l'impact sur l'ensemble du réseau normand.

Sur le nord du littoral normand (Seine-Maritime, Picardie), des congestions sur le réseau pourraient apparaître en cas d'arrivée d'installations de production d'électricité dans la région de Dieppe.

En Seine-Maritime, le réseau électrique à très haute tension est robuste et bien maillé. Son importante capacité d'accueil permet d'insérer jusqu'à deux parcs de 1 GW dans chacune des deux zones de raccordement envisagées à horizon 2025-2030 sans renforcement significatif du réseau terrestre. Dans les scénarios étudiés, des contraintes sont toutefois identifiées en région parisienne, qui pourraient nécessiter des aménagements du réseau.

Dans le Cotentin, l'enjeu d'insertion sur le réseau est plus important. Pour un volume de 1 GW, de premiers niveaux de contrainte apparaissent qui représentent environ 5% d'énergie non évacuée pour le parc éolien en mer. Pour un volume de 2 GW, l'impact sur les congestions est plus significatif et participe de la justification de travaux d'adaptation du réseau à très haute tension annoncé dans le SDDR et à réaliser, en tout état de cause, d'ici 2035.

ZONES DE FORTES CONTRAINTES SUR LA DIAGONALE MANCHE-NORMANDIE-PARIS, 2030-2040



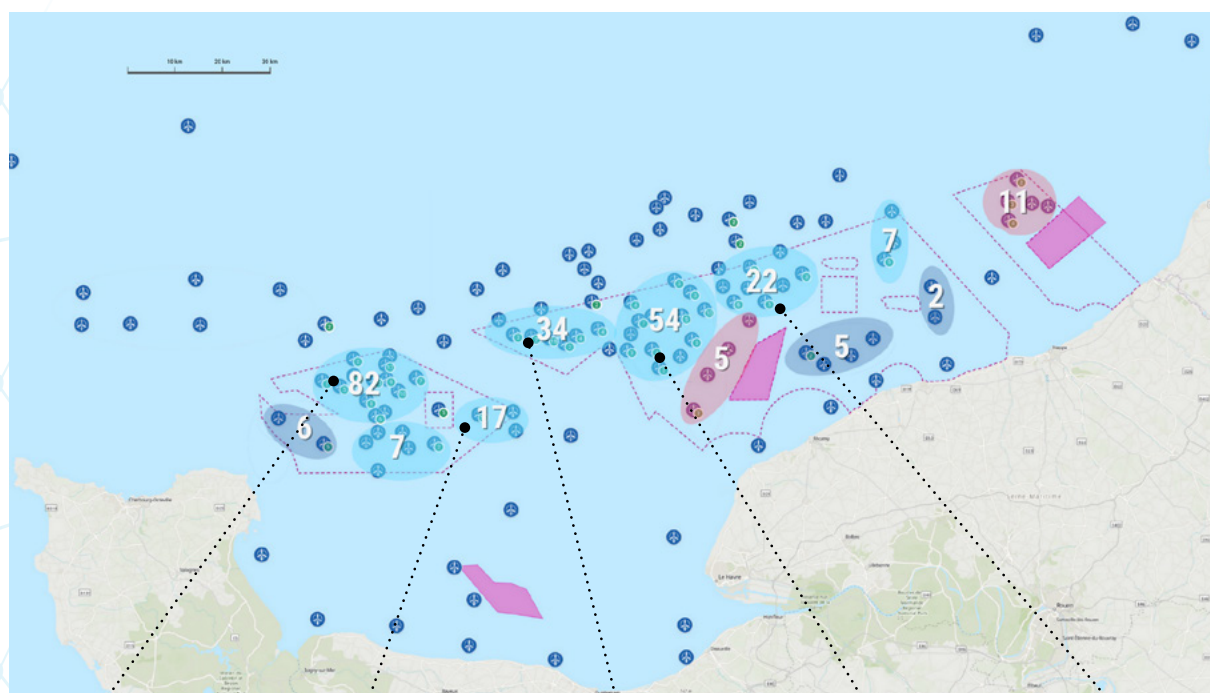
4. Stratégies de raccordement des zones de moindre impact

Le débat public normand, avec 260 propositions de localisation formulées, a fait émerger deux zones « de moindre impact » : une première à l'est de Barfleur et une seconde au nord-ouest de Fécamp.

Il a également fait émerger des questionnements sur l'intangibilité de certaines zones jugées par l'État « zones d'exclusion » du fait d'enjeux de Défense Nationale et de

préoccupations fortes liées à la proximité du parc par rapport aux tours observatoires de Saint-Vaast-La-Hougue. La CPDP note ainsi que « pour protéger les usages, les paysages et l'environnement tout en maximisant la productivité, le public s'est affranchi de la zone préférentielle en remettant en cause les corridors ainsi que la zone de sécurité maritime. Si la zone préférentielle avait été plus étendue, le public aurait-il plus volontiers placé un parc dans un lieu encore plus éloigné des côtes ? ».

CARTE PARTICIPATIVE ISSUE DU DÉBAT PUBLIC



Zone de moindre impact au regard de la plupart des enjeux soumis au débat

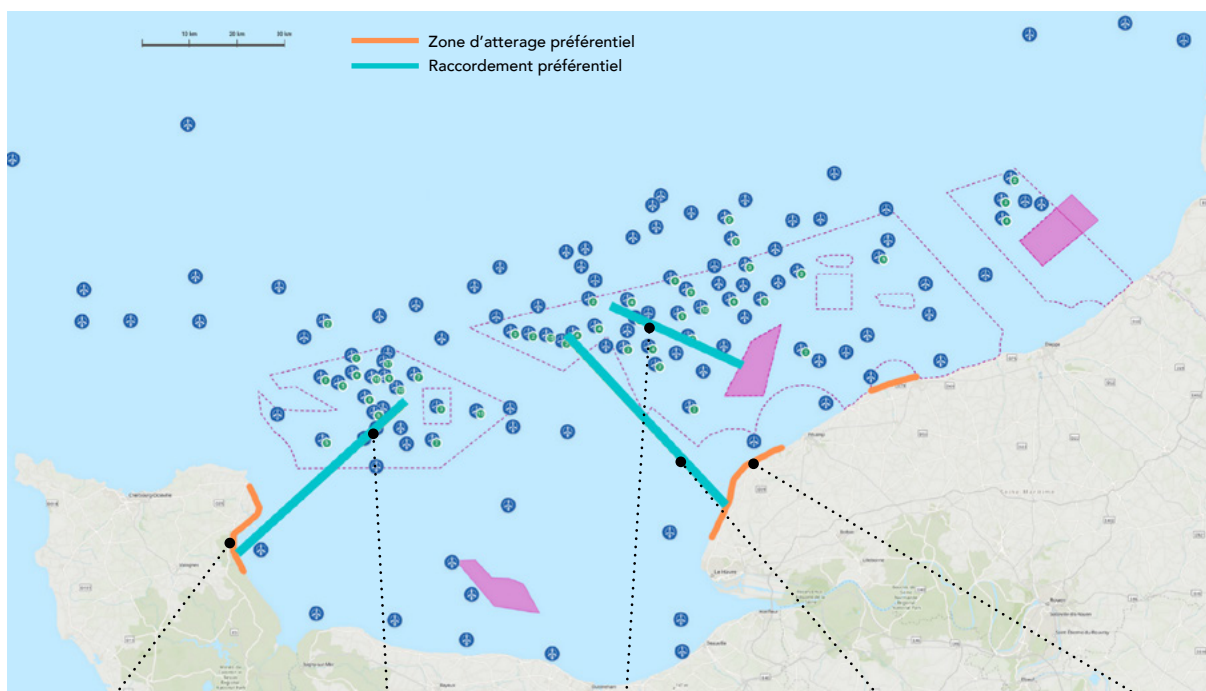
Petite zone de la taille d'un parc, une des plus éloignées des côtes

Zone proposée en particulier par les élus et habitants du val de Saire

Deuxième grande zone de moindre impact, située derrière un parc attribué

Propositions de parcs qui débordent un peu sur la zone de sécurité maritime

CARTE DES RACCORDEMENTS PRÉFÉRENTIELS ISSUE DU DÉBAT PUBLIC



RTE a indiqué la nécessité d'un renforcement des lignes très haute tension (THT) dans le Cotentin et une plus grande difficulté pour l'atterrage

Les agriculteurs et des ONG souhaitent que le raccordement se fasse en courant continu, quitte à ce que le prix soit plus élevé

Le public interpelle les maîtres d'ouvrages sur les possibilités de mutualisation des raccordements pour le passé et pour l'avenir

Le courant continu est une option possible pour RTE uniquement à partir du raccordement de 2 GW. Soit en un parc, soit en 2x1GW simultanés

RTE a exprimé que cette zone était la plus favorable

4.1. ZONES DE MOINDRE IMPACT RETENUES PAR L'ÉTAT

C'est sur cette base que l'État a retenu une zone de moindre impact globale d'environ 1500 km², à l'intérieur de laquelle a été identifiée une zone préférentielle d'environ 500 km² située en Centre Manche et susceptible d'accueillir 2 parcs de 1 GW.

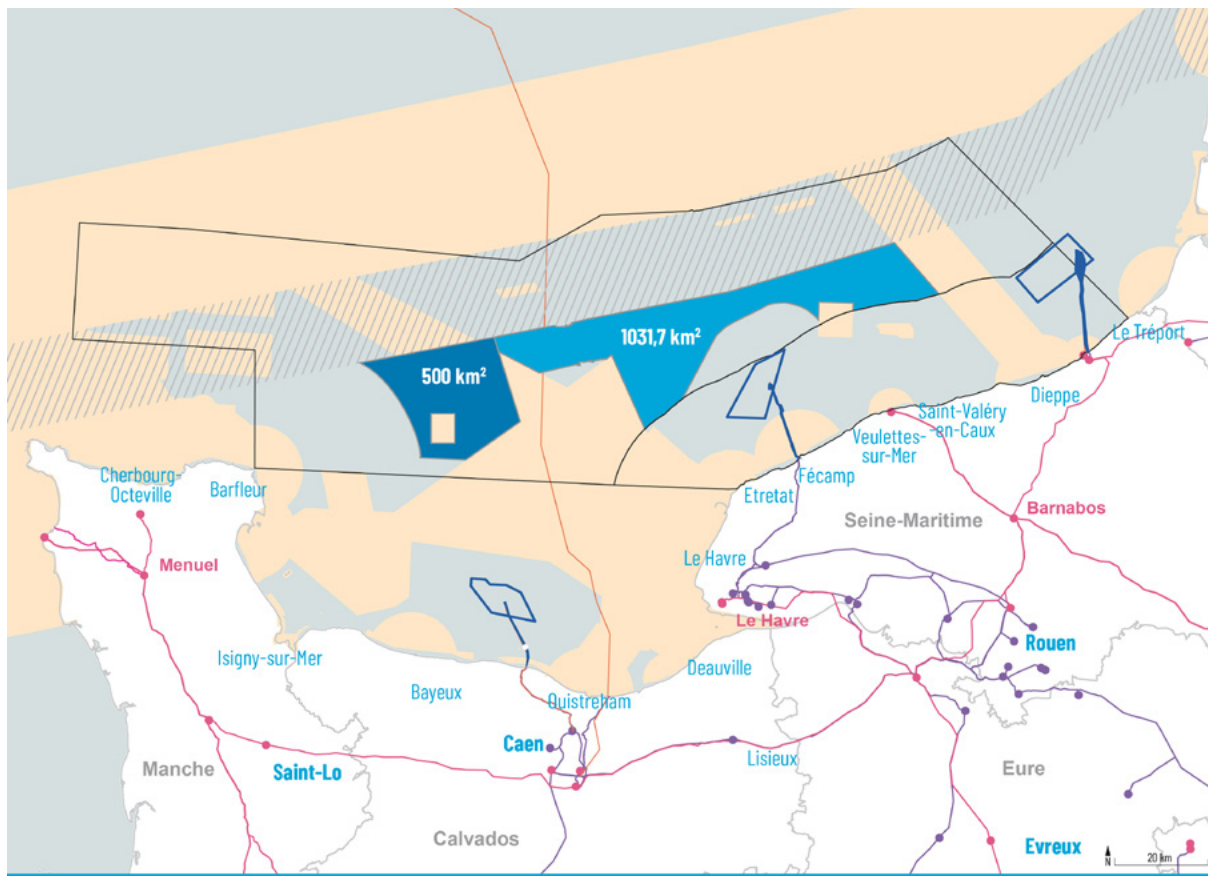
Cette zone préférentielle Centre Manche, très éloignée des côtes, ouvre deux possibilités de raccordement terrestre : une première au poste de Manuel dans le Cotentin et une seconde dans la zone du Havre. Ces deux points de raccordement, déjà identifiés par RTE en amont du débat public, sont situés de 30 à 40 km de la côte et nécessiteraient entre 60 et 70 km de liaison sous-marine pour rejoindre le barycentre de la zone. La distance

totale (en mer et à terre) de chacun de ces raccordements serait ainsi comprise entre 100 et 110 km.

La seconde zone complémentaire de moindre impact au large de la Seine-Maritime, dite zone Seine-Maritime, ouvre également deux possibilités de raccordement terrestre, soit dans la zone du Havre (identique à celle identifiée pour le raccordement de la zone de moindre impact Centre Manche) pour une distance totale d'environ 70 km, soit dans la zone du poste électrique de Barnabos pour une distance totale d'environ 95 km, avec deux tracés possibles contournant le parc éolien de Fécamp par l'ouest ou par l'est.

L'ensemble de ces possibilités ont été débattues pendant le débat public.

ZONES DE MOINDRE IMPACT RETENUES PAR L'ÉTAT

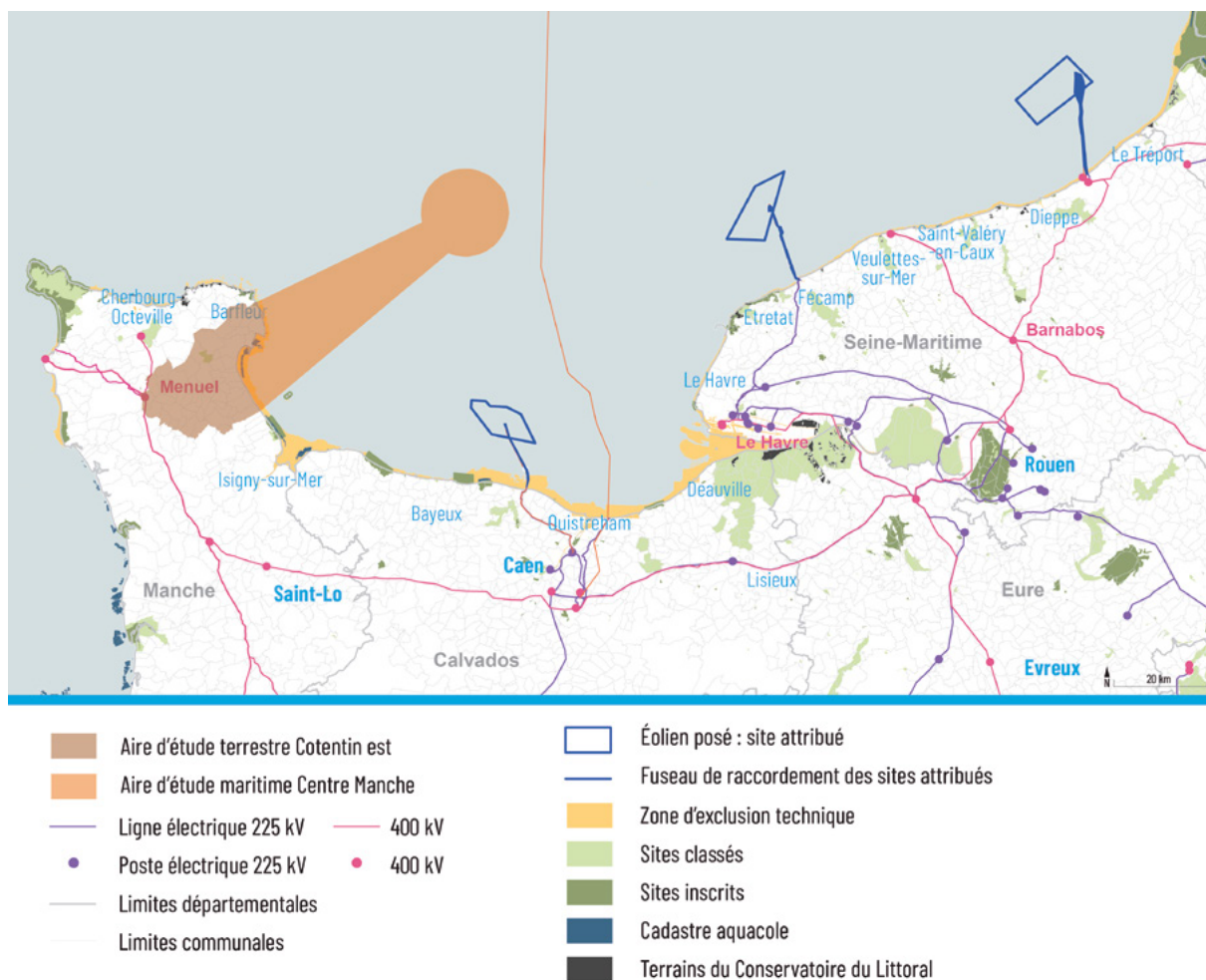


- | | | | | | |
|--|--|--|---------------------------|--|-------------------------|
| | Macro-zone soumise au débat public | | Ligne électrique 225 kV | | 400 kV |
| | Zone préférentielle retenue par l'État | | Poste électrique 225 kV | | 400 kV |
| | Zone de moindre impact complémentaire retenue par l'État | | Zone de sécurité maritime | | Limites départementales |
| | Éolien posé : site attribué | | | | |
| | Fuseau de raccordement des sites attribués | | | | |
| | Zone d'exclusion réglementaire | | | | |

4.2. ZONE DE RACCORDEMENT CENTRE MANCHE / COTENTIN EST⁷

Le territoire étudié pour la définition de l'aire d'étude de ce raccordement s'étend du nord du département de la Manche (Pointe de Barfleur) à une limite sud au droit de la commune de Sainte-Mère-Église et inclut le poste électrique de Manuel, poste électrique le plus proche de la côte est du Cotentin ayant une capacité d'accueil suffisante. Il est situé sur la commune de l'Étang-Bertrand, à une quinzaine de kilomètres au sud de Cherbourg-en-Cotentin.

AIRE D'ÉTUDE



4.2.1. Zone d'implantation du raccordement

La **limite nord de l'aire d'étude** débute sur le littoral au niveau de la limite communale entre Barfleur et Saint-Pierre-Église en excluant les terrains du Conservatoire du littoral définis dans cette dernière ainsi que le site classé de la pointe de Barfleur.

En direction de l'ouest, l'aire d'étude longe par le sud les limites communales depuis Barfleur jusqu'au poste électrique de Manuel situé sur la commune de l'Étang-Bertrand, ce qui permet d'exclure certains captages d'alimentation en eau potable et de limiter le nombre de communes incluses dans l'aire d'étude.

⁷ La description des enjeux associés à chaque zone constitue une synthèse des éléments déjà publiés dans le Dossier du Maître d'Ouvrage et les études bibliographiques mises à disposition pour le débat public : <https://eolmnormandie.debatpublic.fr/>

La **limite sud de l'aire d'étude** débute sur le littoral au niveau de la commune de Ravenoville, ce qui permet d'exclure les sites du conservatoire du littoral situés à partir de la commune de Saint-Germain-de-Varreville ainsi que le site classé d'Utah Beach.

L'aire d'étude en mer trace une ligne droite depuis les deux extrémités de l'aire d'étude terrestre sur le littoral jusqu'à la zone propice de 300 km² identifiée, celle-ci étant totalement incluse dans l'aire d'étude.

La délimitation sud permet ainsi d'exclure de l'aire d'étude le site classé des Îles Saint-Marcouf situé au large de Ravenoville. La délimitation nord permet d'exclure les secteurs en mer de plus forts courants (supérieurs à 2,5 m/s).

Le **territoire terrestre** se compose de quatre grands types de paysage :

- ▶ à l'est, les paysages littoraux se développent sur quelques kilomètres de profondeurs. On retrouve des côtes plates au sud ou des falaises, au nord ;
- ▶ au centre, les paysages de bocage, typiques de la Basse-Normandie ;
- ▶ au nord, un paysage boisé, situé entre 12 et 160 mètres d'altitude, constitue un écrin intimiste dans les vallées profondes du réseau de la Saire ;
- ▶ au nord-est, un paysage de campagne découverte où se sont développées les cultures légumières.

L'occupation humaine se manifeste par un nombre limité de centres urbains ; ils se présentent sous forme de taches urbaines auxquelles sont associés plusieurs hameaux au sein d'un maillage agricole assez dense. Seules trois communes (Valognes, Montebourg et Saint-Vaast-la-Hougue) ont une densité de population supérieure à 251 habitants au km² (mais inférieure à 500 habitants au km²). Ces taches urbaines sont reliées entre elles par un réseau principal de routes départementales puis par un réseau secondaire déployé dans

l'ensemble du territoire. Ces axes routiers peuvent apparaître comme des opportunités pour la mise en œuvre du projet. Des portions de territoire, au nord de l'aire d'étude, sont la propriété du Conservatoire du littoral. Sur la côte, la zone est voisine du prolongement des falaises de la zone du Havre, avec une alternance de vallées étroites et de zones urbanisées. Quelques plages sableuses favorables à l'atterrage des câbles existent néanmoins.

4.2.2. Principaux enjeux environnementaux de l'aire d'étude

Les principaux enjeux spécifiques à la zone de raccordement du Cotentin et à prendre en compte dans le cadre de l'élaboration de l'aire d'étude puis de l'identification d'un ou plusieurs atterrages et fuseaux de raccordement sont les suivants :

Zones humides : l'aire d'étude comprend une zone humide Ramsar « Marais du Cotentin et du Vexin, Baie des Veys ». Elle ne présente quasiment aucune discontinuité et est largement ouverte sur le domaine maritime. Son caractère exceptionnel tient à sa vaste superficie, à la mosaïque d'habitats végétaux et à la tranquillité qu'ils offrent durant la période de reproduction des oiseaux. Ces marais sont aussi caractérisés par une surface importante de prairies tourbeuses et de tourbières (2 000 ha), et de tourbe affleurante (7 000 à 8 000 ha). Deux autres zones humides (Tatihou et la Hougue) sont également identifiées par la DREAL de Normandie. Enfin, une grande partie du territoire est considérée comme potentiellement humide.

La présence de 32 périmètres de protection rapprochée et 27 périmètres de protection éloignée.

Zones naturelles protégées à terre et en mer : de manière générale, le Pays du Cotentin est peu concerné par l'étalement urbain et sa part en espaces naturels est élevée (19 %). Ainsi, l'aire d'étude présente une grande diversité d'habitats et fait l'objet de nombreux

périmètres de protections, réglementaires à terre comme en mer, dont les principaux sont :

- ▶ un site Natura 2000 au titre de la directive Oiseaux : Basses Vallées du Cotentin et Baie des Veys ;
- ▶ quatre sites Natura 2000 au titre de la directive Habitats : Marais du Cotentin et du Bessin – Baie des Veys, Baie de Seine occidentale, Tatihou – Saint-Vaast-la-Hougue et récifs et marais arrière-littoraux du Cap Lévi à la Pointe de Saire ;
- ▶ le parc naturel régional des Marais du Cotentin et du Bessin : le marais de l'est Cotentin constitue l'un des secteurs les plus intéressants d'un point de vue écologique ;
- ▶ d'autres espaces de superficie plus réduite mais plus diffuse sont également présents sur le territoire. Ils concernent notamment le secteur du Val de Saire.

Agriculture : la zone d'étude du Cotentin est occupée à 89 % par des terrains agricoles et à 6,5 % par des forêts et des milieux semi-naturels. Le nombre d'exploitations au km² est élevé (1,5 à plus de 2), résultant en une Surface agricole utile (SAU) par exploitation faible (< 40 ha pour une majorité de la zone, le reste étant inférieur à 60 ha). Il s'agit principalement (à plus de 50 %) de prairies, certains cantons ayant plus de 70 % de leurs parcelles en herbe. L'agriculture est la principale composante de l'activité économique de l'aire d'étude.

Trafic routier : les axes majeurs de la zone d'étude sont la route nationale N13 et les deux routes départementales D901 et D902. Les ouvrages électriques projetés étant souterrains, leur exploitation n'engendrera pas de contraintes sur la circulation routière. En revanche, la réalisation des travaux pourra générer des perturbations lorsqu'ils seront effectués sous voirie ou en accotement (mise en place de déviations, circulation alternée...).

Conchyliculture : la conchyliculture correspond à l'élevage des coquillages. Elle comprend majoritairement l'ostréiculture (élevage des huîtres) et la mytiliculture (élevage

des moules). En baie de Seine, la production conchylicole se concentre principalement dans la baie des Veys et le long de la côte est du Cotentin.

Enjeux paysage-patrimoine : des sites classés et inscrits sont situés près du littoral (comme la pointe de Barfleur) ainsi que les tours Vauban de l'île de Tatihou, classées au patrimoine mondial de l'Unesco.

Habitats benthiques : des habitats particuliers sont identifiés dans le document stratégique de façade : bancs de moules, salicornes et récifs intertidaux.

L'implantation de nouveaux équipements devra respecter les exigences de la réglementation littorale qui impose une **extension de l'urbanisation en continuité** avec les agglomérations et villages existants et interdit toute nouvelle construction en espaces remarquables du littoral, très nombreux au niveau du littoral est Cotentin, notamment au sud de l'aire d'étude et en espaces proches du rivage.

4.2.3. Principaux enjeux technico-économiques

En mer, le tracé des liaisons sous-marines traversera des zones de forts courants, relativement rocheuses (rendant incertain l'ensouillage des câbles sur l'intégralité du tracé), ainsi que des paléo-vallées, qui devront être évitées pour le poste en mer.

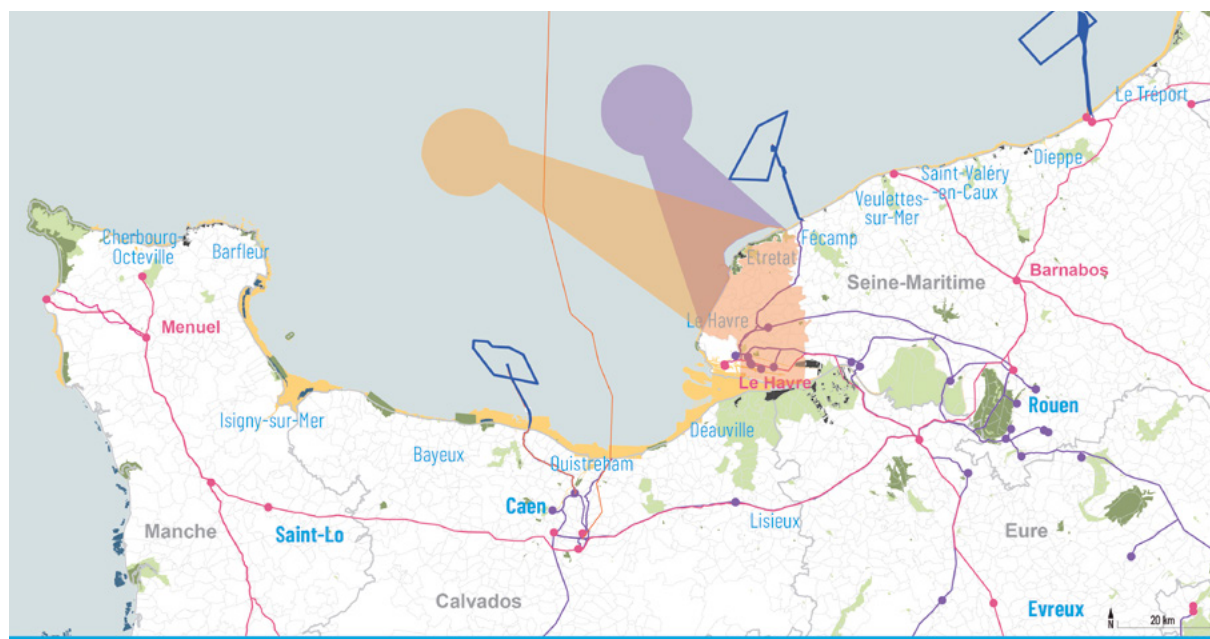
À l'atterrage, des techniques visant à éviter ou réduire l'impact sur les zones de conchyliculture seront mises en œuvre.
















Entre l'atterrage et le poste électrique de Menuel, la liaison terrestre devra emprunter des routes secondaires dans un environnement de haies bocagères, avec des traversées de la voie ferrée Paris-Cherbourg et de la Nationale 13. Le raccordement au réseau de transport d'électricité sera effectué via l'extension du poste de Menuel.

4.3. ZONES DE RACCORDEMENT SEINE-MARITIME OUEST / LE HAVRE ET CENTRE MANCHE / LE HAVRE

Le territoire étudié pour la définition de l'aire d'étude est situé dans l'ouest de la Seine-Maritime. Il s'étend du Havre à Fécamp et inclut le réseau 400 kV (Le Havre Rougemontier) et 225 kV du secteur, lieu de raccordement possible au réseau de transport d'électricité⁸.

AIRE D'ÉTUDE DU HAVRE



	Aire d'étude terrestre du Havre		Éolien posé : site attribué
	Aire d'étude maritime Seine-Maritime ouest		Fuseau de raccordement des sites attribués
	Aire d'étude maritime Centre Manche		Zone d'exclusion technique
	Ligne électrique 225 kV		Sites classés
	Poste électrique 225 kV		Sites inscrits
	400 kV		Cadastre aquacole
	Limites départementales		Terrains du Conservatoire du Littoral
	Limites communales		

4.3.1. Zone d'implantation du raccordement

L'aire d'étude terrestre est située dans une zone relativement plane, à l'exception des côtes qui présentent des falaises abruptes et des vallées encaissées. La côte est généralement formée de falaises abruptes, dont l'altitude varie entre 30 à 60 m environ.

Le territoire terrestre se compose de deux grands types de paysage :

- ▶ le Caux maritime, qui représente un territoire d'une dizaine de kilomètres de

profondeur le long de la côte, est constitué de plateaux en pente douce vers la mer, qui apparaissent de plus en plus distinctement quand on se rapproche du trait de côte ;

- ▶ la pointe de Caux, entaillée par les vallées affluentes de la Seine et celles qui se jettent dans la Manche. La pointe de Caux est un plateau creusé par de nombreux petits talwegs. Elle se distingue par une répartition diffuse des zones habitées dans la plaine agricole.

⁸ Comme rappelé dans le dossier de maître d'ouvrage du débat, un raccordement au poste électrique de 400 kV du Havre n'est pas envisageable, le poste étant situé au cœur de la zone portuaire, encerclé par des installations industrielles.

L'occupation humaine se manifeste par une forte densité autour des centres urbains du Havre et de Fécamp puis d'un habitat diffus sur toute la pointe de Caux. Ces taches urbaines sont reliées entre elles par un réseau principal de routes départementales puis par un réseau secondaire déployé dans l'ensemble du territoire. Ces axes routiers peuvent apparaître comme des opportunités pour la mise en œuvre du projet. De plus, il est à noter que plusieurs sites classés sont répertoriés sur le littoral entre Étretat et Fécamp.

La limite sud de l'aire d'étude débute sur le littoral en excluant la ville du Havre, densément urbanisée et industrialisée. Cela permet également d'exclure de l'aire d'étude de nombreux sites et sols pollués liés à l'activité très industrielle de la zone.

En direction de l'est, l'aire d'étude longe la limite communale du Havre et englobe la ligne électrique 400 kV du Havre Rougemontier ainsi que le réseau 225 kV proche qui sont les secteurs envisagés pour la construction du poste électrique de raccordement au réseau de transport d'électricité.

La limite est de l'aire d'étude prend appui sur les limites communales depuis Saint-Vigor d'Ymonville jusqu'à Saint Léonard au niveau du littoral, ce qui permet d'exclure certains captages d'alimentation en eau potable et de limiter le nombre de communes incluses dans l'aire d'étude. La commune de Fécamp est exclue de l'aire d'étude étant donné la présence de l'ouvrage du raccordement du parc éolien en mer de Fécamp.

Au niveau du littoral, les sites classés de la valleuse de Bruneval et de la côte d'Albâtre à Bénouville, Étretat, les Loges, la Poterie-cap-d'Antifer, Saint-Léonard, le Tilleul, Vattetot-sur-Mer, Yport sont exclus. Ils présentent par ailleurs des enjeux environnementaux forts (sites du conservatoire du littoral, ZNIEFF de type I et II...) ce qui justifie d'autant plus leur exclusion de l'aire d'étude.

L'aire d'étude en mer trace une ligne droite depuis les deux extrémités de l'aire d'étude terrestre sur le littoral jusqu'à la zone propice de 300 km² identifiée, celle-ci étant totalement incluse dans l'aire d'étude.

4.3.2. Principaux enjeux environnementaux de l'aire d'étude

Les principaux enjeux spécifiques à la zone à prendre en compte dans le cadre de l'élaboration de l'aire d'étude puis de l'identification d'un ou plusieurs atterrages et fuseaux de raccordement sont les suivants :

Topographie et relief : la côte entre Fécamp et le Havre est formée de falaises abruptes, d'une altitude variant de 30 à 60 m environ où l'atterrage est inenvisageable. Quelques vallées entrecoupent les falaises mais elles sont souvent étroites, densément urbanisées ou font l'objet de protections environnementales renforcées.

Zones humides : bien qu'aucune zone humide Ramsar n'ait été identifiée dans cette aire d'étude, une forte probabilité de présence de zones humides est pressentie. La DREAL Normandie a mené un travail de recensement de ces zones. Il convient néanmoins de souligner que l'ensemble du territoire n'a pas été inventorié. La plupart des zones humides recensées se situent le long des axes majeurs du réseau hydrographique (formations forestières et/ou marécageuses à proximité de la rivière de la Lézarde ; estuaire de la Seine composé de prairies humides et d'eaux de surface : canal de Tancarville, port du Havre, etc.). L'intérêt patrimonial de ces milieux, lié à leur grande diversité et à la forte richesse biologique qu'ils renferment, entraîne une sensibilité forte vis-à-vis du projet de raccordement.

On note la présence de 29 périmètres de captages rapprochés et 25 périmètres de captages éloignés.

Zones naturelles protégées à terre et en mer : seule une faible proportion de la zone d'étude du Havre est comprise dans le périmètre d'un espace naturel protégé. Sur la partie nord, le trait côtier est protégé (zone Natura 2000 du Littoral Cauchois protégée au titre de la directive Habitats), et on retrouve également des zones d'inventaires le long des cours d'eau. La partie sud est quant à elle quasiment vierge d'espace protégé, mis à part l'estuaire de la Seine. L'enjeu pour les continuités écologiques est fort sur le territoire. Deux sites Natura 2000 sont identifiés dans la zone au titre de la directive Oiseaux : le site Estuaire et marais de la Basse Seine et le site Littoral seino-marin.

Agriculture : la zone d'étude du Havre est occupée à 80 % par des terrains agricoles et à 7,4 % par des forêts et des milieux semi-naturels. La densité d'exploitation y est plus faible (entre 0,5 sur la côte et 1,25 à l'intérieur des terres par km²), comparée à celle du reste du territoire, la Surface agricole utile (SAU) par exploitation est donc plus élevée que sur le reste de la région (de 60 à 100 hectares par exploitation). La principale culture est celle du blé. Les cultures du lin et de la betterave sont aussi très représentées, ce dont témoigne l'existence d'une sucrerie sur la zone d'étude. Les productions agricoles de la zone d'étude sont dominées par les grandes cultures avec 20 % de la SAU en prairies. La production laitière est importante en ce qui concerne la production des zones périphériques.

Trafic : Des axes majeurs traversent la zone d'étude comme l'autoroute A29 ou l'A131 ainsi que sept routes départementales. Les ouvrages électriques projetés étant souterrains, leur exploitation n'engendrera pas de contraintes sur la circulation routière. En revanche, la réalisation des travaux pourra générer des perturbations lorsqu'ils seront effectués sous voirie ou en accotement (mise en place de déviations, circulation alternée...).

Risques naturels : Le risque de mouvements de terrain se traduit dans l'aire d'étude par le risque d'affaissement de cavités souterraines (lié à la présence de marnières) et à l'effondrement des falaises (dont chutes de blocs) essentiellement localisées sur le littoral. L'évolution naturelle des falaises et des versants rocheux est à l'origine de chutes de pierres, de blocs ou d'éboulements en masse. Les risques engendrés par les éboulements et les chutes de pierres et de blocs sont particulièrement importants par leur caractère soudain et destructeur.

Habitats benthiques : présence d'habitats particuliers identifiés dans le document stratégique de façade : communautés calcaires du littoral. L'implantation du poste de compensation intermédiaire devra respecter les exigences de la réglementation littorale qui impose une **extension de l'urbanisation** en continuité avec les agglomérations et villages existants et interdit toute nouvelle construction en espace remarquable du littoral, nombreux au niveau du littoral seino-marin et en espaces proches du rivage.

4.3.3. Principaux enjeux technico-économiques

En mer, les enjeux sont similaires à ceux du raccordement du parc de Fécamp.

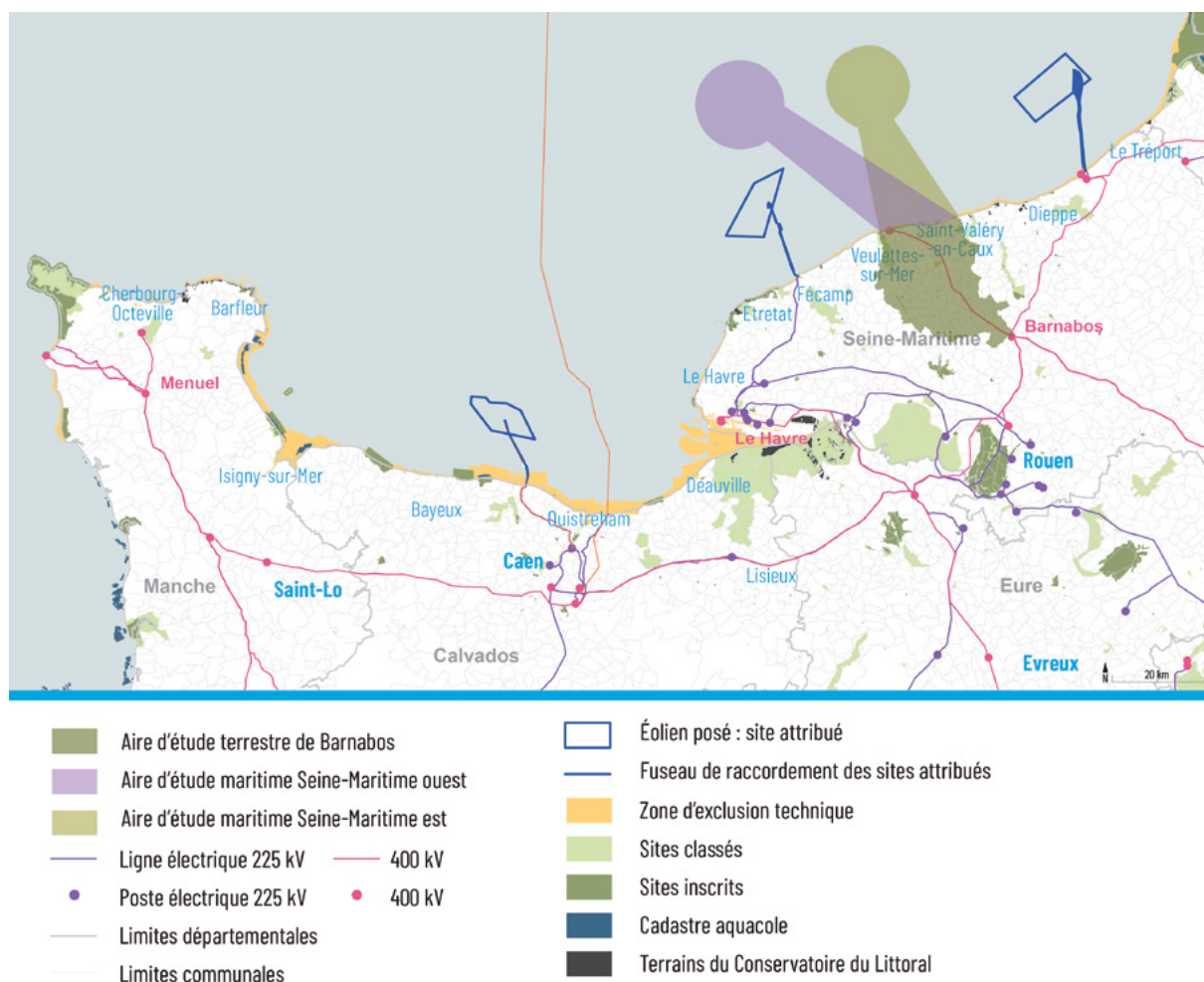
À l'atterrage, les opportunités sont très limitées à cause de la topographie particulière du littoral (falaises entrecoupées de valleuses protégées ou densément habitées). Le terminal pétrolier d'Antifer représente néanmoins une opportunité, avec la possibilité d'installer jusqu'à trois chambres de jonction au niveau de la plage au nord du site, et d'implanter le cas échéant un poste de compensation de l'énergie réactive en extension du poste haute tension existant situé à proximité.

Ces deux points devront être reliés par une ou plusieurs liaisons souterraines, soit directement via la « trouée » dans la falaise créée pour les canalisations d'hydrocarbures, soit sous la chaussée de la route d'accès au terminal pétrolier.

4.4. ZONE DE RACCORDEMENT SEINE-MARITIME (OUEST ET EST) / BARNABOS

Le territoire étudié pour la définition de l'aire d'étude est situé dans la partie est de la Seine-Maritime. Il s'étend de Veulette-sur-Mer (site d'atterrage) jusqu'au poste électrique de Barnabos. Ce dernier est situé à cheval sur les communes de Bertrimont et de Gueuteville, à une vingtaine de kilomètres au nord de Rouen.

AIRE D'ÉTUDE DE BARNABOS



4.4.1. Implantation de la zone de raccordement

Au niveau du littoral, l'aire d'étude a été réduite pour retenir des sites d'atterrage techniquement réalisables qui offrent un espace suffisant, évitent les zones naturelles et réduisent la distance de raccordement en mer. Un atterrage plus à l'est vers Pourville ou Dieppe serait techniquement réalisable mais augmenterait significativement la distance de la liaison en mer et par conséquent le coût du projet.

Ainsi, **l'aire d'étude terrestre** prend appui sur les limites communales de Veulette-sur-Mer à l'ouest et Veules-les-Roses à l'est, pour aller jusqu'au poste électrique de Barnabos situé sur la commune de Bertrimont, ce qui permet d'exclure certains captages d'alimentation en eau potable et de limiter le nombre de communes incluses dans l'aire d'étude.

L'aire d'étude en mer trace une ligne droite depuis les deux extrémités de l'aire d'étude terrestre sur le littoral jusqu'à la zone propice de 300 km² identifiée, en excluant au sud le parc éolien en mer de Fécamp actuellement en construction.

Le territoire terrestre se compose des mêmes types de paysage que ceux de la zone du Havre, à savoir le Caux maritime et le Pays de Caux.

L'aire d'étude terrestre est située dans une zone relativement plane, à l'exception des côtes qui présentent des falaises abruptes et des vallées encaissées. La côte est généralement formée de falaises abruptes, dont l'altitude varie de 30 à 60 m environ.

L'occupation humaine se manifeste par une densité de population relativement faible, inférieure à 250 habitants au km².

Sur la côte, la zone est voisine du prolongement des falaises de la zone du Havre, avec une alternance de vallées étroites et de zones urbanisées. Quelques plages sableuses favorables à l'atterrissage des câbles existent néanmoins.

4.4.2. Principaux enjeux environnementaux de l'aire d'étude

Les principaux enjeux spécifiques à la zone et à prendre en compte dans le cadre de l'identification d'un ou plusieurs atterrages et fuseaux de raccordement sont les suivants :

La topographie : la zone d'étude est située dans une zone relativement plane, à l'exception des côtes qui présentent des falaises abruptes et des vallées encaissées. Ainsi, l'identification d'un site d'atterrissage techniquement acceptable peut s'avérer complexe.

Zones humides : en Seine-Maritime, la DREAL Normandie a mené un travail de recensement des zones humides. Il convient néanmoins de souligner que l'ensemble du territoire n'a pas été inventorié. La plupart des zones humides recensées se situent le long des axes du réseau hydrographique. Bien que l'ensemble

du territoire n'ait pas été inventorié, une forte probabilité de présence de zones humides est pressentie sur une grande partie de la zone d'étude.

Zones naturelles protégées à terre et en mer : les espaces naturels protégés de la zone d'étude concernent majoritairement le trait côtier (zone Natura 2000 du Littoral Cauchois protégée au titre de la directive Habitats). Les zones d'inventaires suivent majoritairement les vallées du réseau hydrographique. Les zones côtières de l'aire d'étude concentrent des milieux d'intérêt écologique majeur fondés sur leur valeur patrimoniale et leur utilité en termes de fonctionnalités écologiques. Un site Natura 2000 est identifié dans la zone au titre de la directive Oiseaux : le site Littoral seino-marin.

Tourisme, industrie et agriculture : le tourisme (randonnées le long de l'embellie de la côte d'Albâtre, sports nautiques...), l'industrie (centrales nucléaires, zone industrialo-portuaire du Havre) et l'agriculture (85 % du territoire occupé par des sols agricoles, cultures importantes de lin et de betterave) occupent tous une place importante dans le tissu économique de la zone.

Trafic routier : La zone n'est pas traversée par des voies de circulation importantes. Seules deux départementales et une voie ferrée sont localisées directement sur la zone. L'enjeu est donc limité. Les ouvrages électriques projetés étant souterrains, leur exploitation n'engendrera pas de contraintes sur la circulation routière. En revanche, la réalisation des travaux pourra générer des perturbations lorsqu'ils seront effectués sous voirie ou en accotement (mise en place de déviations, circulation alternée...).

4.4.3. Principaux enjeux technico-économiques

Les enjeux sont similaires à ceux de l'aire d'étude Seine-Maritime ouest. À l'atterrissage, les opportunités sont très limitées en raison de la topographie particulière du littoral (falaises entrecoupées de vallées protégées ou densément habitées).

5. Planification à long terme permettant d'optimiser le volume de production éolienne en mer sur le périmètre de la façade maritime normande

Le besoin de planification a été un thème récurrent pendant le débat public, incitant la CPDP à organiser une réunion spécifique sur ce thème, le 15 juillet 2020 à Rouen. Cet atelier a notamment fait apparaître l'intérêt d'avoir une vision de la trajectoire à long terme du développement de l'éolien en mer.

Par ailleurs, de nombreux cahiers d'acteurs soulèvent l'importance d'une planification engageante afin :

- ▶ de donner de la visibilité aux citoyens ;
- ▶ d'améliorer les connaissances du milieu marin ;
- ▶ d'offrir à l'industrie et au monde de la recherche de la visibilité sur le pipeline de projets et l'opportunité d'avoir une vision stratégique du développement de leurs activités.

Plusieurs acteurs ont également souligné l'importance d'une planification pour optimiser le raccordement électrique.

Le débat public a fait ressortir que les ressources rares, dont il faudra optimiser l'utilisation, sont

les zones d'atterrage et le foncier pour installer les postes de raccordement voire les stations de conversion dans l'hypothèse d'une technologie en courant continu.

Sans une planification d'ensemble, les premiers raccordements utiliseront les meilleurs sites, sans rechercher à en optimiser l'utilisation dans le cadre d'une vision-cible à long terme. Cela risque de rendre beaucoup plus difficile, voire impossible dans certaines situations, le raccordement des parcs suivants, et donc d'obtenir les volumes de production éolienne en mer compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Le débat public a également souligné l'importance de la planification du développement des énergies marines pour permettre une conciliation des différents usages de la mer dans la durée.

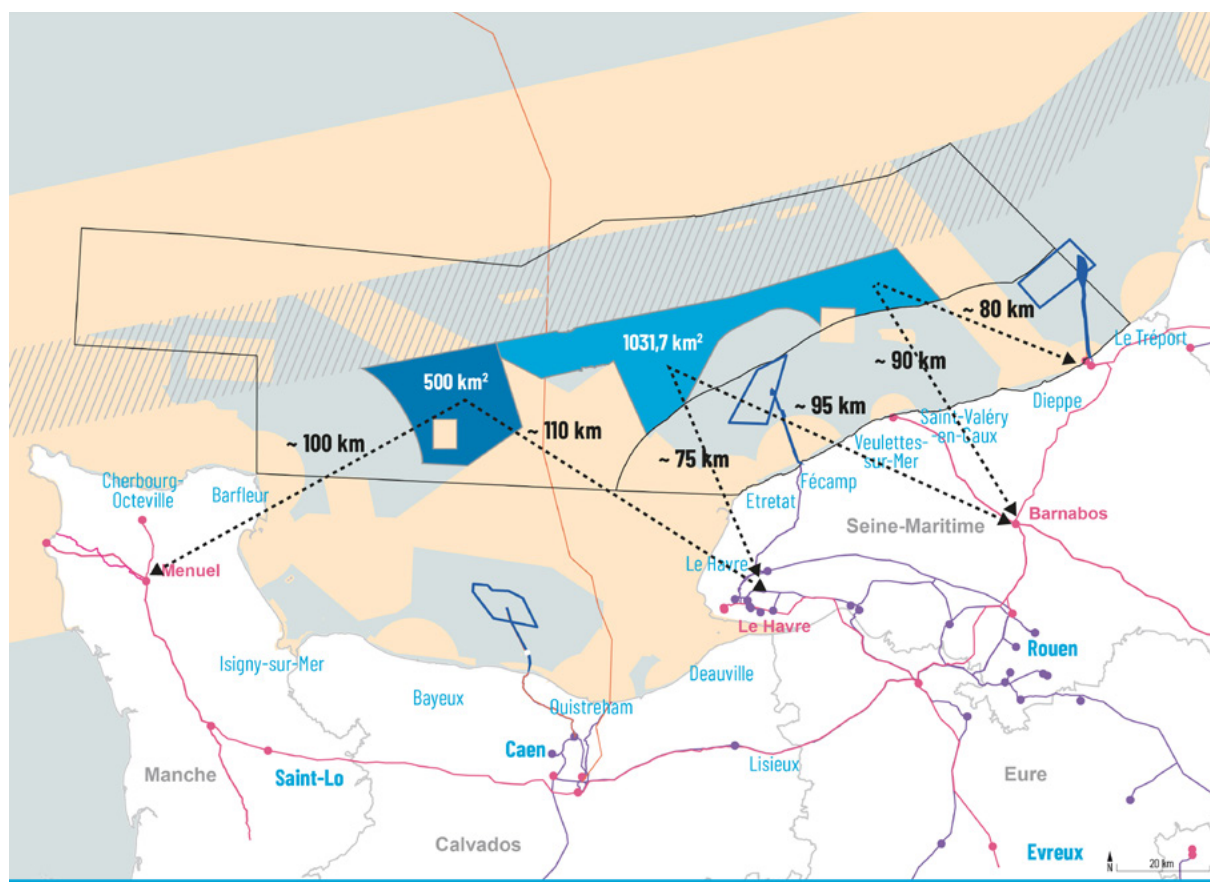
Dans cette perspective et sans préjudice des décisions ultérieures de l'État sur les implantations des futurs parcs, RTE a réalisé une évaluation préliminaire de huit programmes de développement de l'éolien en mer permettant de développer un volume cible sur la façade normande pouvant aller jusqu'à 6 GW à l'horizon 2035.

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

Ce volume se situe probablement en-deçà de ce qui serait être nécessaire pour atteindre l'ambition de neutralité carbone en 2050 (une interrogation que les travaux engagés sur les scénarios de mix électrique à horizon 2050 permettront de clarifier d'ici 2021). Il permet

néanmoins de raisonner sur un volume déjà significatif et de projeter une valorisation possible à terme des zones maritimes proposées dans le cadre du débat public afin d'en tirer des enseignements utiles pour le raccordement des futurs parcs.

HYPOTHÈSES DE LOCALISATION DES RACCORDEMENTS À PARTIR DES ZONES DE MOINDRE IMPACT DÉFINIES PAR L'ÉTAT



- | | | |
|--|---------------------------|--------|
| Macro-zone soumise au débat public | Ligne électrique 225 kV | 400 kV |
| Zone préférée retenue par l'État | Poste électrique 225 kV | 400 kV |
| Zone de moindre impact complémentaire retenue par l'État | Zone de sécurité maritime | |
| Éolien posé : site attribué | Limites départementales | |
| Fuseau de raccordement des sites attribués | | |
| Zone d'exclusion réglementaire | | |
| Axes envisagés de raccordement électrique | | |

Les fondamentaux de ces différents programmes sont les suivants :

- ▶ une optimisation de l'utilisation de l'espace maritime pour concilier les usages maritimes tout en maximisant le potentiel de production permettant de valoriser à terme un potentiel de production d'au moins 2 GW sur chacune des trois zones maritimes Centre Manche, Seine-Maritime ouest et Seine-Maritime est ;
- ▶ des hypothèses prudentes sur l'accessibilité des zones d'atterrage et les possibilités d'implantation de postes électriques de compensation à proximité du littoral ;
- ▶ une combinaison de solutions de raccordement optimisées (0,9 ou 1,2 GW en courant alternatif ou ~2 GW en courant continu) mises en œuvre jusqu'à saturation des possibilités d'atterrages et de tracés en Normandie ;
- ▶ l'ajout, lorsque cela est nécessaire pour arriver à planifier un volume global de 6 GW, d'une zone de raccordement terrestre complémentaire autour de Penly. Cette zone n'avait pas été proposée initialement au débat public et n'avait donc pas été analysée par RTE. Son éventuelle exploitation demandera des investigations et des concertations complémentaires et tout programme incluant un raccordement à Penly comporte donc plus d'incertitudes que les autres ;
- ▶ une évaluation économique, environnementale, sociétale et technique globale de chaque programme.

Programme

Un programme avec a minima quatre atterrages en courant alternatif sur les zones maritimes Centre Manche, Seine-Maritime ouest et une zone de raccordement terrestre supplémentaire en courant continu à Penly pour valoriser la zone maritime Seine-Maritime est (**programme A**)

Un programme avec un volume de production d'environ 3 GW en zone maritime Centre Manche comprenant un raccordement en courant continu d'environ 2 GW au Havre (**programme B**)

Un programme mixte avec a minima trois atterrages en courant alternatif et un atterrage en courant continu sur les zones maritimes Centre Manche et Seine-Maritime ouest et une zone de raccordement terrestre supplémentaire en courant continu à Penly pour valoriser la zone maritime Seine-Maritime est (**programme C**)

Un programme avec un volume de production d'environ 3 GW en zone maritime Centre Manche comprenant un raccordement en courant continu d'environ 2 GW au Havre (**programme D**)

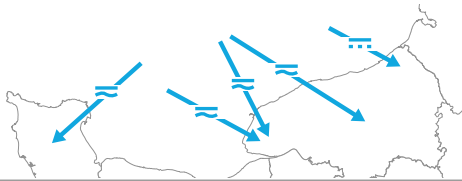
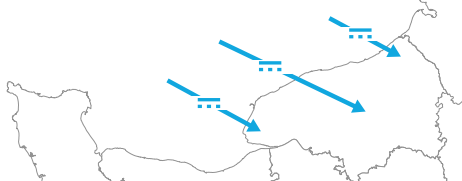
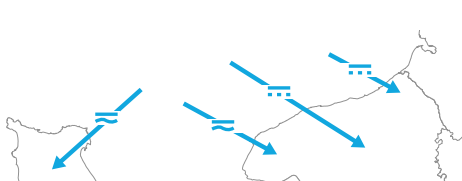
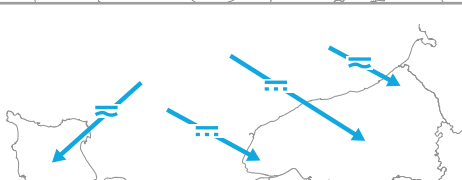
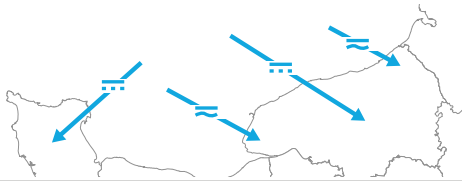

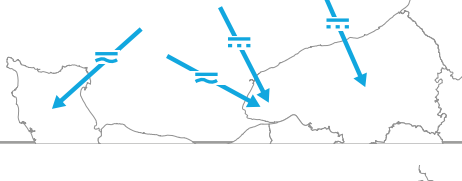
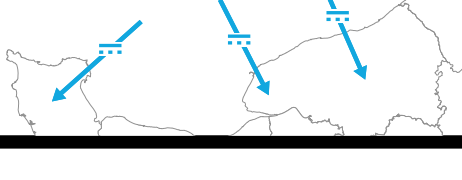
Un programme avec un volume de production d'environ 3 GW en zone maritime Centre Manche comprenant un raccordement en courant continu d'environ 2 GW à Menuel (**programme E**)

Un programme mixte avec a minima deux atterrages en courant alternatif et a minima deux atterrages en courant continu sur les trois zones maritimes (**programme F**)

Un programme mixte avec a minima deux atterrages en courant alternatif et deux atterrages en courant continu sur les trois zones maritimes avec l'accueil de 3 GW sur la zone de raccordement terrestre du Havre (**programme G**)

Un programme de trois atterrages en courant continu et de raccordements mutualisés sur les trois zones maritimes (**programme H**)

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

	Volume de GW raccordés		Nombre de zones de raccordement terrestre utilisées	Consistances de raccordement utilisées		
	Dans la zone du débat public	En dehors de la zone du débat public		HVAC 0,9 GW	HVAC 1,2 GW	HVDC 2 GW
	3,6	2,0	4	4 fois	-	1 fois
	4	2,0	3	-	-	3 fois
	4,1	2,0	4	1 fois	1 fois	2 fois
	4,9	0,9	4	2 fois	-	2 fois
	4,9	0,9	4	2 fois	-	2 fois
	5,2	0,9	4	1 fois	1 fois	2 fois
	5,8	-	3	2 fois	-	2 fois
	6,0	-	3	-	-	3 fois

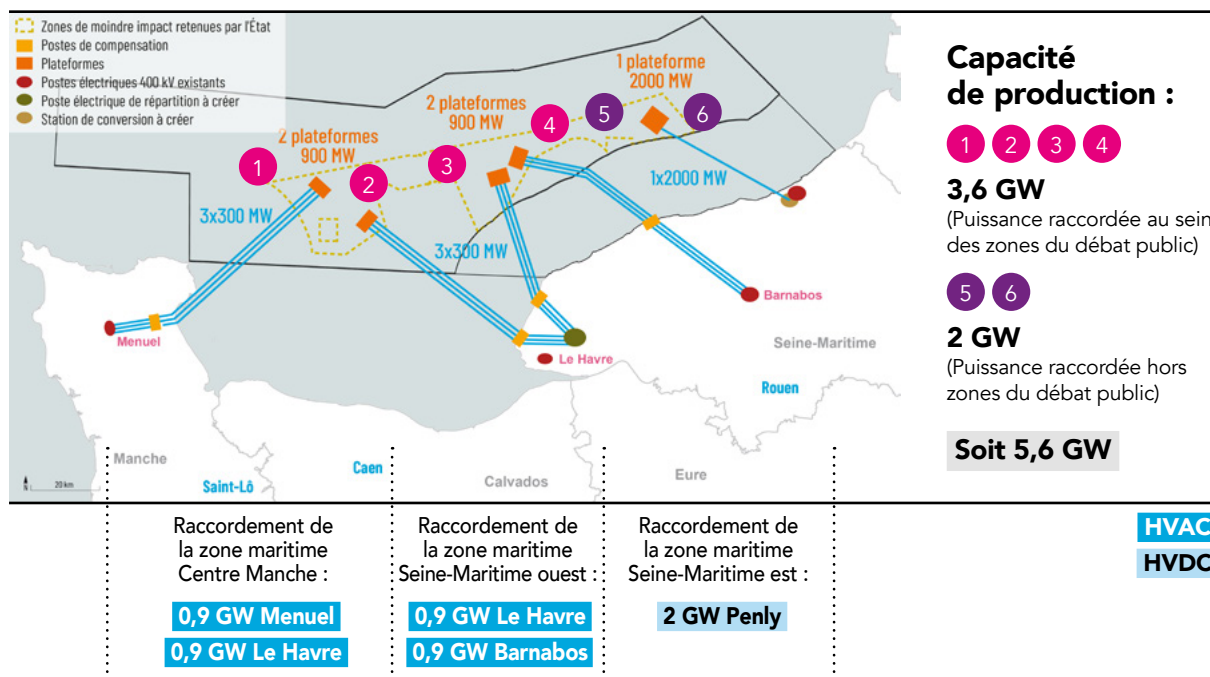
5.1. PROGRAMME A : A MINIMA QUATRE ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF SUR LES ZONES MARITIMES CENTRE MANCHE, SEINE-MARITIME OUEST ET UNE ZONE DE RACCORDEMENT TERRESTRE SUPPLÉMENTAIRE EN COURANT CONTINU À PENLY POUR VALORISER LA ZONE MARITIME SEINE-MARITIME EST

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant alternatif de 1,8 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers les zones terrestres Cotentin est (pour 0,9 GW) et du Havre (pour 0,9 GW) ;
- le raccordement en courant alternatif de 1,8 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers les zones terrestres du Havre (pour 0,9 GW) et de Barnabos (pour 0,9 GW).

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 3,6 GW (avec des risques sur le dernier GW associés à la faisabilité des atterrages pour 6 câbles dans la zone du Havre), une zone de raccordement complémentaire est rajoutée avec :

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers une zone de raccordement terrestre à proximité de Penly ;
- la prise en compte de la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone, le réseau 400 kV de la zone étant potentiellement contraint en fonction des scénarios de mix électrique long terme.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
A	21 à 24	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	116	86	Concentration de liaisons courant alternatif dans la zone du Havre, programme le plus impactant	Liaison courant alternatif grande longueur, en première étape

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

5.2. PROGRAMME B : RACCORDEMENT MUTUALISÉ EN COURANT CONTINU SUR LES TROIS ZONES MARITIMES AVEC UNE ZONE DE RACCORDEMENT TERRESTRE SUPPLÉMENTAIRE À PENLY

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers la zone terrestre du Havre ;

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers la zone terrestre de Barnabos.

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 4 GW, une zone de raccordement complémentaire est rajoutée avec :

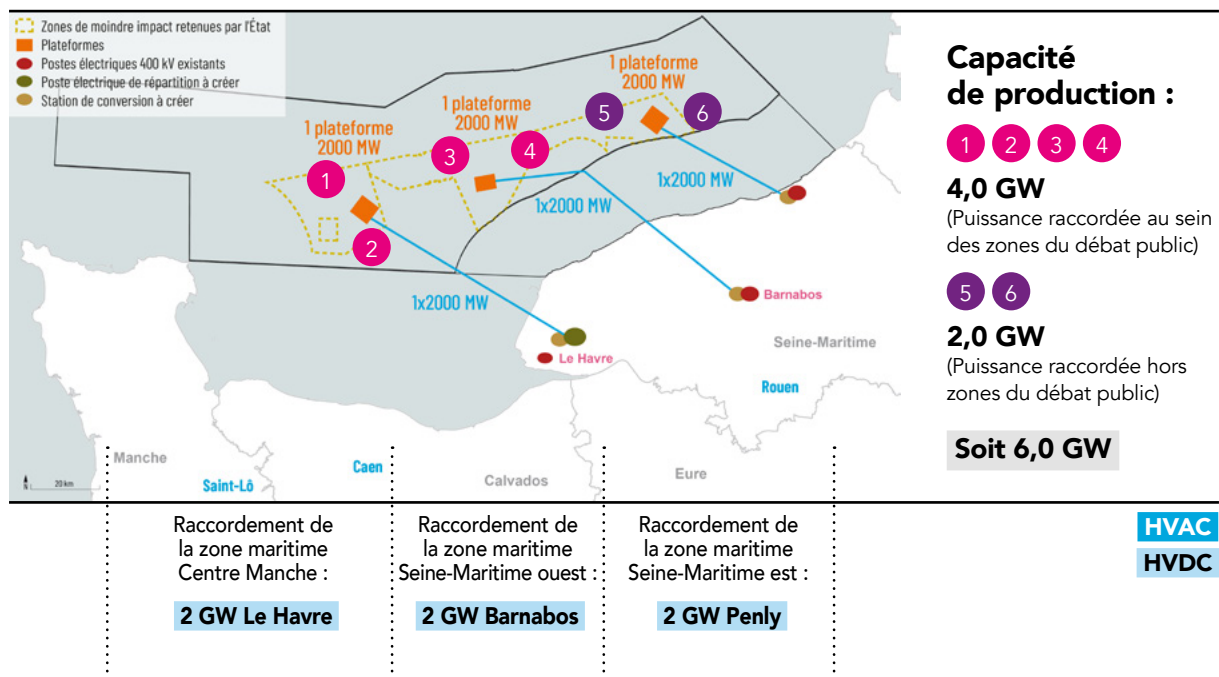
- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers une zone de raccordement terrestre à proximité de Penly ;

- la prise en compte de la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la

Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone, le réseau 400 kV de la zone étant potentiellement contraint en fonction des scénarios de mix électrique long terme.

Ce programme permet de préserver la capacité d'accueil du Cotentin pour de futures énergies marines.

Il présente le risque de devoir engager d'emblée un programme industriel de long terme fondé sur le standard européen pour les grands parcs éoliens en mer (plateformes de 2 GW et câbles 525 kV), pour lequel il n'existe aujourd'hui aucun retour d'expérience industriel.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
B	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	49	39	Moindre impact mais concentration Seine-Maritime	Programme complet en courant continu

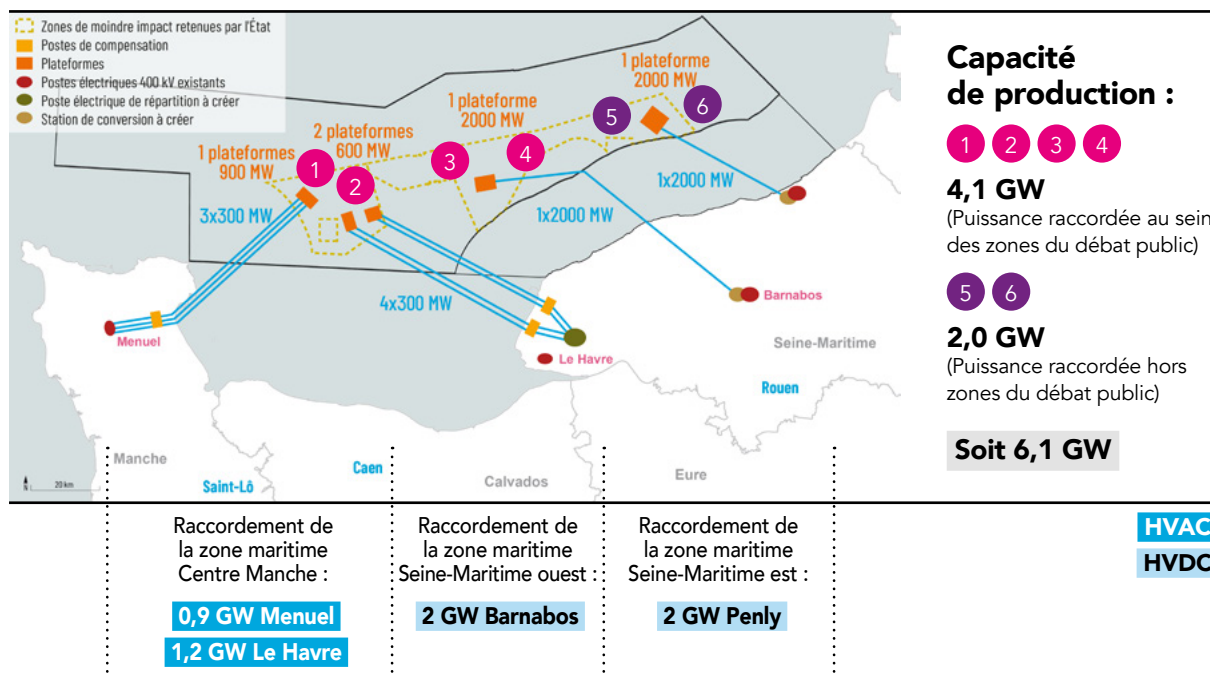
5.3. PROGRAMME C : A MINIMA TROIS ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF ET UN ATERRAGE EN COURANT CONTINU SUR LES ZONES MARITIMES CENTRE MANCHE ET SEINE-MARITIME OUEST ET UNE ZONE DE RACCORDEMENT TERRESTRE SUPPLÉMENTAIRE EN COURANT CONTINU À PENLY POUR VALORISER LA ZONE MARITIME SEINE-MARITIME EST

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant alternatif de 2,1 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers les zones terrestres de Manuel (pour 0,9 GW) et du Havre (pour 1,2 GW) ;
- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers la zone terrestre de Barnabos.

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 4,1 GW, une zone de raccordement complémentaire est rajoutée avec :

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone Seine-Maritime est vers une zone de raccordement terrestre à proximité de Penly ;
- la prise en compte de la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone, le réseau 400 kV de la zone étant potentiellement contraint en fonction des scénarios de mix électrique long terme.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
C	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	90	64	Liaison courant alternatif réalisée en première étape	Liaison courant alternatif grande longueur en première étape

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

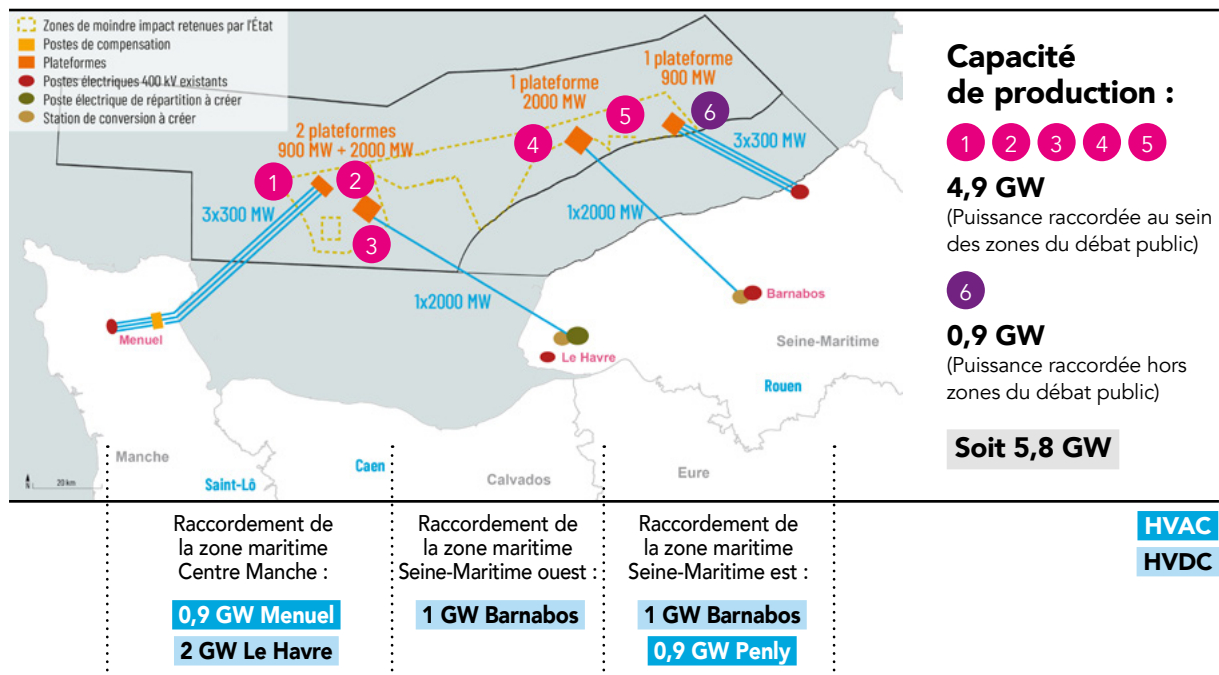
5.4. PROGRAMME D : DEUX ATERRAGES EN COURANT CONTINU ET A MINIMA 2 ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF ET UNE ZONE DE RACCORDEMENT TERRESTRE SUPPLÉMENTAIRE EN COURANT ALTERNATIF À PENLY POUR VALORISER LA ZONE MARITIME SEINE-MARITIME EST

Le développement de la production en mer jusqu'à 5,8 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement depuis la zone maritime Centre Manche selon un ordre à définir :
 - de 2 GW en courant continu vers la zone terrestre du Havre ;
 - de 0,9 GW en courant alternatif vers la zone terrestre de Manuel ;
- le raccordement en courant continu combiné, mutualisant 1 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest et 1 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers la zone terrestre de Barnabos.

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 4,9 GW, une zone de raccordement complémentaire est rajoutée avec :

- le raccordement en courant alternatif de 0,9 GW depuis la zone Seine-Maritime est vers une zone de raccordement terrestre à proximité de Penly ;
- l'étude de l'opportunité d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
D	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	83	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape

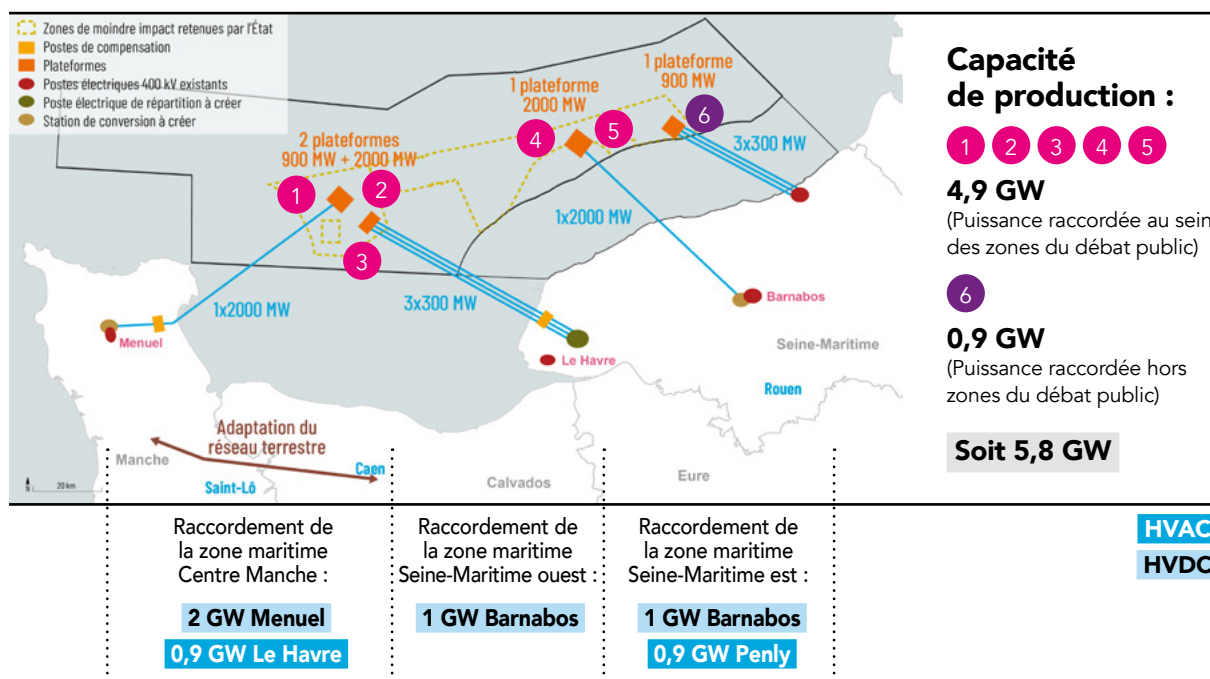
5.5. PROGRAMME E : A MINIMA DEUX ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF ET DEUX ATERRAGES EN COURANT CONTINU ET UN VOLUME DE PRODUCTION DE 3 GW EN ZONE MARITIME CENTRE MANCHE

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement depuis la zone maritime Centre Manche selon un ordre à définir :
 - ▶ de 2 GW en courant continu vers la zone terrestre Cotentin est ;
 - ▶ de 0,9 GW en courant alternatif vers la zone terrestre du Havre ;
- le raccordement en courant continu combiné, mutualisant 1 GW depuis la zone Seine-Maritime ouest et 1 GW depuis la zone Seine-Maritime est vers la zone terrestre de Barnabos.

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 4,9 GW, une zone de raccordement complémentaire est rajoutée, avec :

- le raccordement en courant alternatif de 0,9 GW depuis la zone Seine-Maritime est vers une zone de raccordement terrestre à proximité de Penly ;
- l'étude de l'opportunité d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
E	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	80	60	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

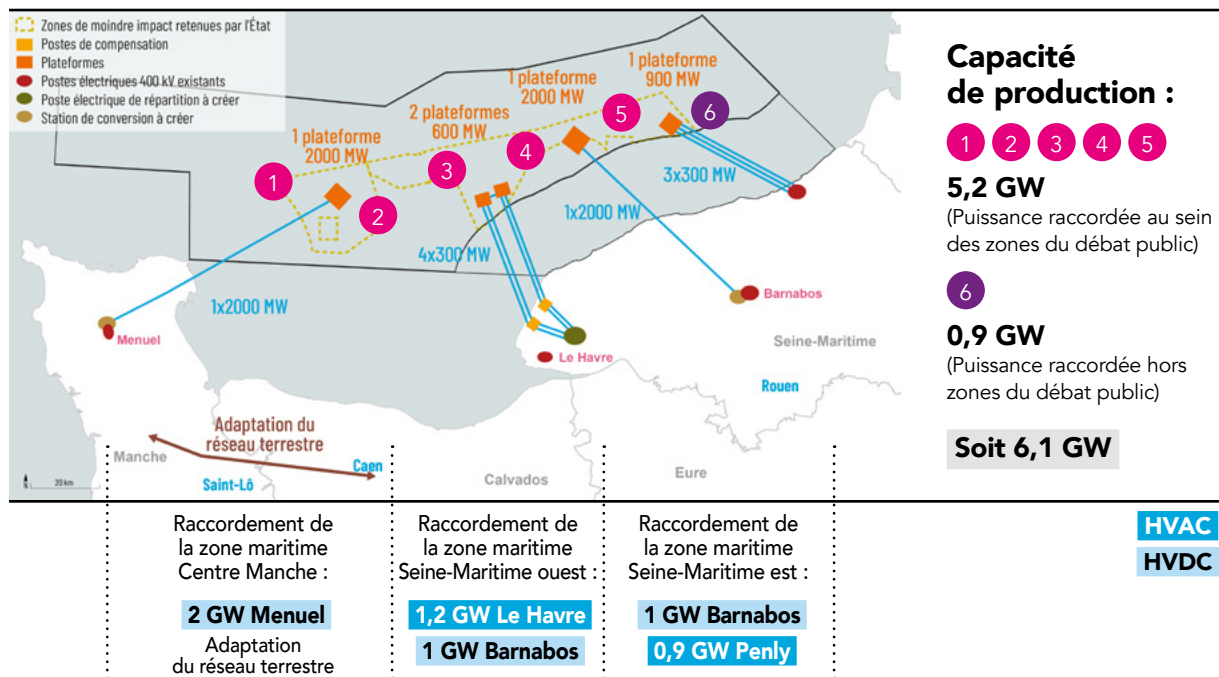
5.6. PROGRAMME F : A MINIMA DEUX ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF ET A MINIMA DEUX ATERRAGES EN COURANT CONTINU SUR LES TROIS ZONES MARITIMES

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers la zone terrestre Cotentin est ;
- la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre Saint-Lô et Caen, axe de fragilité du SDDR, à l'horizon de la mise en service des parcs de la zone maritime Centre Manche ;
- le raccordement en courant alternatif de 1,2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers la zone terrestre du Havre ;
- le raccordement en courant continu de 1 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest et 1 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers la zone terrestre de Barnabos.

Les zones de raccordement initiales étant épuisées à 5,2 GW, une zone de raccordement complémentaire est rajoutée, avec :

- le raccordement en courant alternatif de 0,9 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers une zone d'atterrage à proximité de Penly ;
- l'étude de l'opportunité d'une adaptation du réseau terrestre entre la Seine-Maritime et la Somme à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
F	21 à 24	Adaptation d'une liaison existante	72	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant continu en première étape

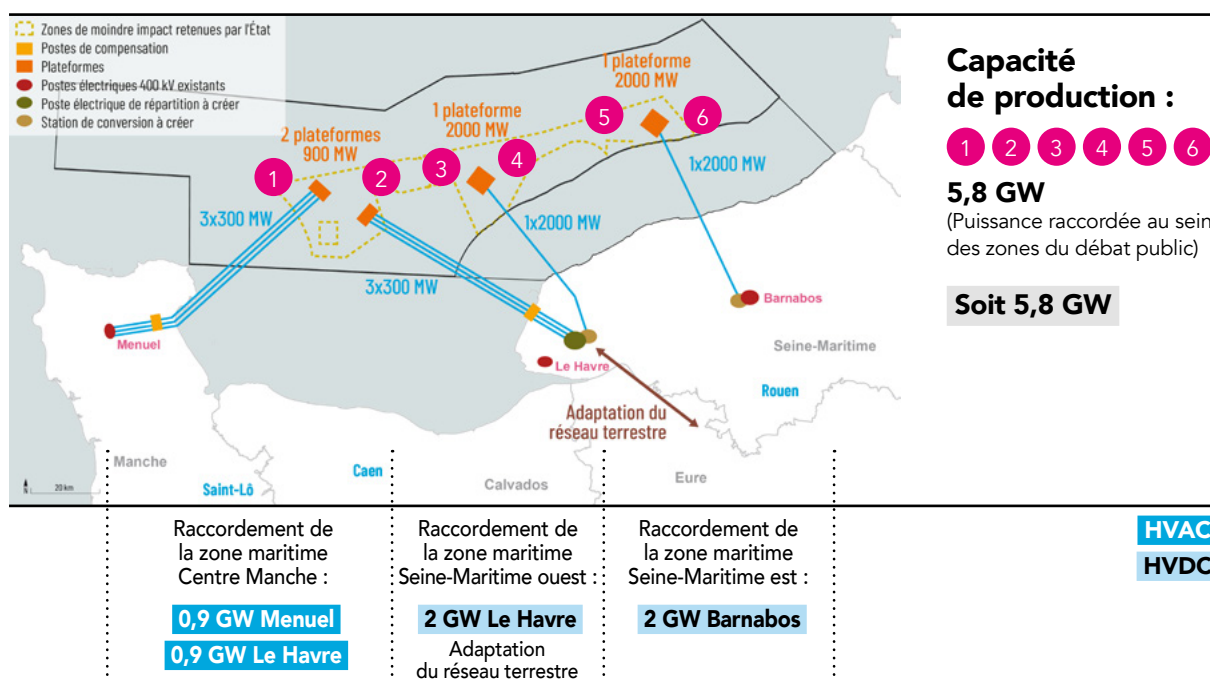
5.7. PROGRAMME G : A MINIMA DEUX ATERRAGES EN COURANT ALTERNATIF ET DEUX ATERRAGES EN COURANT CONTINU SUR LES TROIS ZONES MARITIMES AVEC L'ACCUEIL DE 3 GW SUR LA ZONE DE RACCORDEMENT TERRESTRE DU HAVRE

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant alternatif de 1,8 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers les zones terrestres Cotentin est (pour 0,9 GW) et du Havre (pour 0,9 GW) ;
- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers la zone terrestre du Havre ;
- la planification d'un renforcement du réseau terrestre en Seine-Maritime à l'horizon de la mise en service des parcs de la zone maritime Seine-Maritime ouest ;

— le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime est vers la zone terrestre de Barnabos.

Si ce programme de 5,8 GW est réalisable dans les zones envisagées initialement, il présente des flux d'injection déséquilibrés entre les territoires qui doivent faire l'objet d'études de faisabilité complémentaires.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
G	22 à 25	Renforcement structurant à analyser	96	69	Concentration Le Havre	Faisabilité 3 GW au Havre à analyser

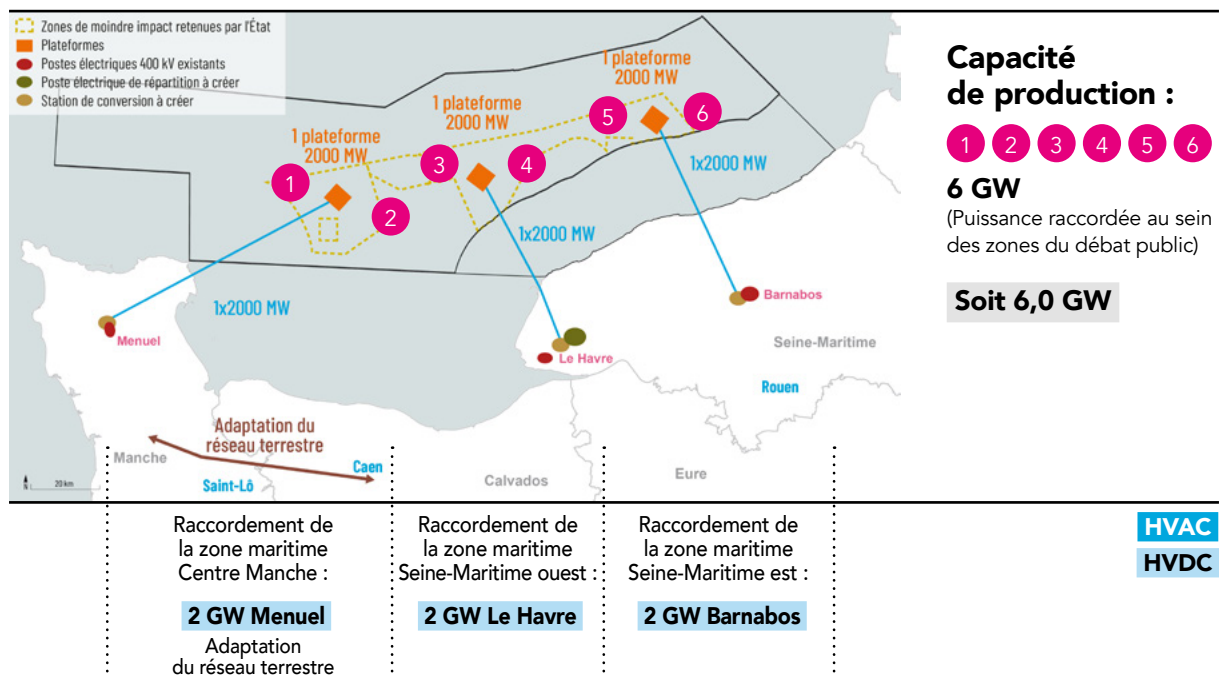
5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

5.8. PROGRAMME H : TROIS ATTERRAGES EN COURANT CONTINU ET RACCORDEMENTS MUTUALISÉS SUR LES TROIS ZONES MARITIMES

Le développement de la production en mer jusqu'à 6 GW dans ce programme est réalisé par :

- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Centre Manche vers la zone terrestre Cotentin est ;
- la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre Saint-Lô et Caen, axe de fragilité du réseau déjà identifié, à l'horizon de la mise en service des parcs de cette zone ;
- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone maritime Seine-Maritime ouest vers la zone terrestre du Havre ;
- le raccordement en courant continu de 2 GW depuis la zone Seine-Maritime est vers la zone terrestre de Barnabos.

Si ce programme de 6 GW est réalisable dans les zones envisagées initialement, il présente le risque de devoir engager d'emblée un programme industriel de long terme fondé sur le standard européen pour les grands parcs éoliens en mer (plateformes de 2 GW et câbles 525 kV), pour lequel il n'existe aujourd'hui aucun retour d'expérience industriel.



Programme	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
H	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	54	45	Moindre impact et préférence exprimée lors du débat public	Programme complet en courant continu

SYNTHÈSE DE L'ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES PROGRAMMES DE DÉVELOPPEMENT DE 6 GW D'ÉOLIEN EN MER SUR LA FAÇADE NORMANDE

Sur ces bases, les principaux enseignements des études préliminaires sont les suivants :

- la décision prise sur le premier gigawatt normand est susceptible d'orienter la vision-cible du développement sur la zone soumise au débat public. En particulier, une décision qui semble optimale à l'échelle d'un seul appel d'offres ne l'est pas nécessairement à la lumière d'une vision long terme de l'évolution de la production dans la zone ;
- pour atteindre les 6 GW à l'horizon 2035 :
 - le franchissement, à un moment, du palier technologique vers le courant continu au standard européen en cours de qualification (plateformes mutualisées de 2 GW et câbles de 525 kV) est nécessaire ;
 - la réalisation, à un moment, d'adaptations plus ou moins conséquentes des liaisons terrestres participant à l'axe « Manche-Normandie-Paris », l'une des zones de fragilité nationale identifiées dans le SDDR 2019 de RTE, sera nécessaire ;
 - la réalisation de certains programmes nécessite d'étendre la zone d'étude et d'envisager une zone de raccordement terrestre complémentaire à Penly.

Les principaux résultats de ces programmes sont repris dans le tableau ci-contre.

5. PLANIFICATION À LONG TERME PERMETTANT D'OPTIMISER LE VOLUME DE PRODUCTION ÉOLIENNE EN MER SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA FAÇADE MARITIME NORMANDE

Progr.	Puissance en GW raccordée au sein de la zone du débat public	Puissance en GW raccordée en dehors de la zone du débat public	Économie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
					totale	zones sensibles		
A	3,6	2,0	21 à 24	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	116	86	Concentration de liaisons courant alternatif dans la zone du Havre, programme le plus impactant	Liaison courant alternatif grande longueur en première étape
B	4,0	2,0	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	49	39	Moindre impact mais concentration Seine-Maritime	Programme complet en courant continu
C	4,1	2,0	22 à 25	À évaluer en fonction de l'évolution du mix	90	64	Liaison courant alternatif réalisée en première étape	Liaison courant alternatif grande longueur en première étape
D	4,9	0,9	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	83	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape
E	4,9	0,9	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	80	60	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant alternatif grande longueur ou liaison courant continu en première étape
F	5,2	0,9	21 à 24	Adaptation d'une liaison existante	72	59	Équilibre territoires et technologies	Liaison courant continu en première étape
G	5,8	-	22 à 25	Renforcement structurant à analyser	96	69	Concentration Le Havre	Faisabilité 3 GW au Havre à analyser
H	6,0	-	22 à 25	Adaptation d'une liaison existante	54	45	Moindre impact et préférence exprimée lors du débat public	Programme complet en courant continu

6. Solutions préférentielles de raccordement pour un premier gigawatt

L'État a retenu une zone d'appel d'offres située au sein de la zone Centre Manche. Il s'agit de la zone globalement de moindre impact pour le projet global (parc et raccordement). Néanmoins, cette zone est la plus éloignée du réseau, et constitue donc la zone la plus contrainte du point de vue du raccordement électrique seul. La zone de moindre impact vu du raccordement seul est la zone de Seine-Maritime ouest.

6.1. POUR LA ZONE MARITIME CENTRE MANCHE

Pour un premier parc d'un gigawatt localisé dans la zone maritime Centre Manche, deux zones de raccordement terrestres sont possibles (Menuel et Le Havre).

Plusieurs solutions de raccordement sont envisageables.

Les deux postes électriques concernés (Menuel dans la Manche, Le Havre en Seine-Maritime) sont à peu près équidistants de la zone Centre Manche (entre 100 et 110 km).

Chacune de ces options offre des possibilités de développement différentes dans la perspective d'un programme d'ensemble pour atteindre 6 GW.

6.1.1. Raccordement en courant alternatif vers la zone du Havre pour 1,2 GW (option 1) ou 0,9 GW (option 2)

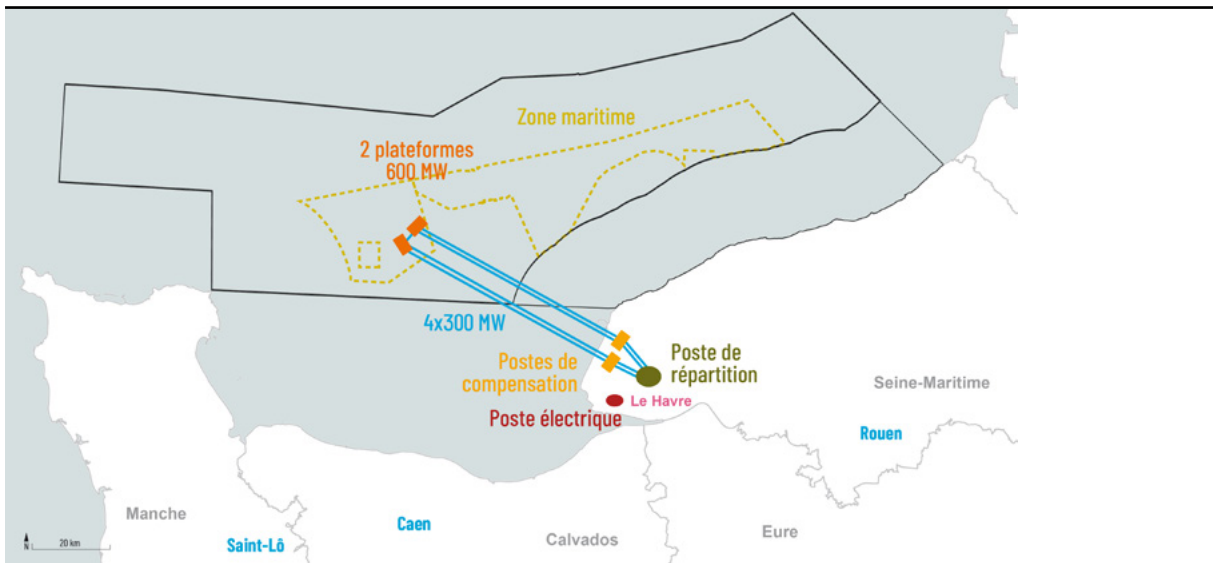
Le raccordement est long (plus de 100 km) et la stratégie de compensation de l'énergie réactive devra être précisée en fonction des conditions thermiques rencontrées. En revanche, des atterrages sont identifiés et il n'y a pas de limitations à l'injection identifiées. En termes de structure, la solution à 1,2 GW est plus efficace économiquement que celle à 0,9 GW, mais elle présente une emprise plus importante.

Ces deux solutions offrent les possibilités de développement à long terme suivantes :

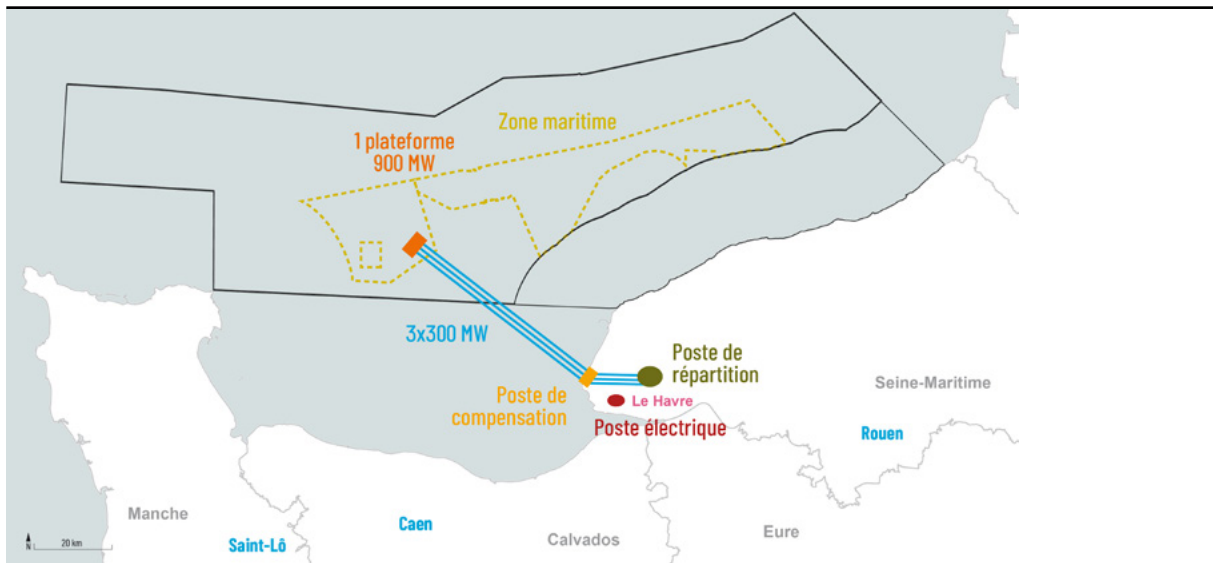
- ▶ l'option à 1,2 GW est compatible avec le programme C ;
- ▶ l'option à 0,9 GW est compatible avec les programmes A, E et G.

6. SOLUTIONS PRÉFÉRENTIELLES DE RACCORDEMENT POUR UN PREMIER GIGAWATT

OPTION 1



OPTION 2



Solution	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
Option 1 : Solution courant alternatif optimisée à 1200 MW	20,5 à 23	Capacité suffisante	39	19	Création de poste 225 kV, a minima 2 atterrages nécessaires	Liaison courant alternatif grande longueur
Option 2 : Solution courant alternatif optimisée à 900 MW	22 à 24	Capacité suffisante	32	17	Création d'un poste 225 kV	

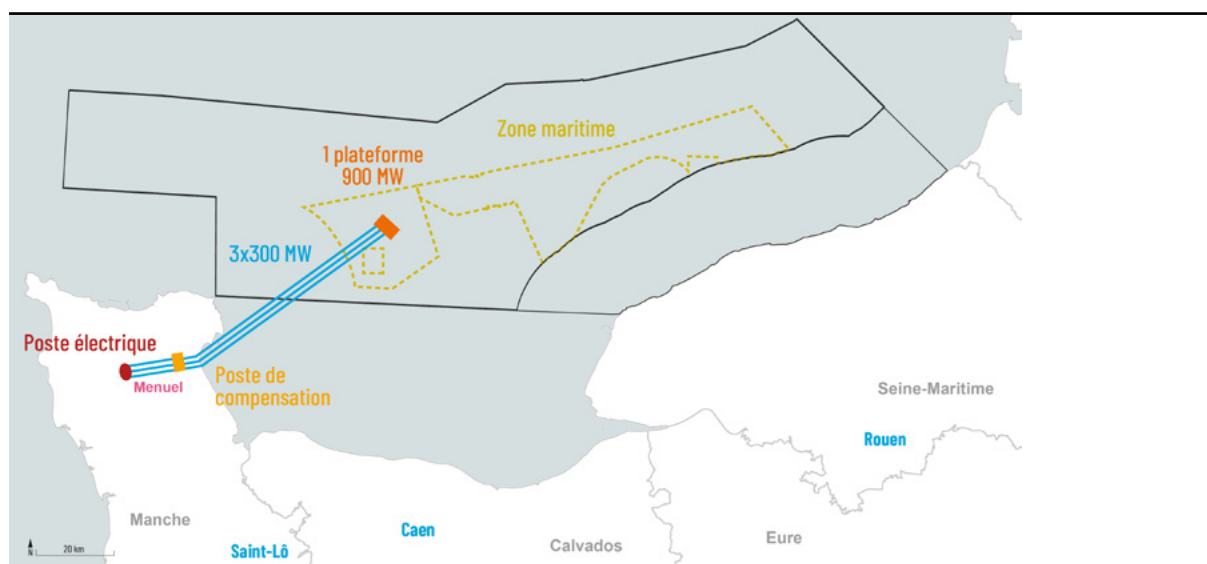
6.1.2. Raccordement en courant alternatif vers Menuel (option 3) pour 0,9 GW

Un raccordement en courant alternatif vers Menuel suppose *a priori* de retenir une solution de 0,9 GW du fait des exigences de la réglementation littorale, dans la mesure où une grande partie des zones littorales sont classées comme espaces remarquables et que la conchyliculture y est largement pratiquée. En outre, la longueur des tracés terrestres supérieure à 30 km ne permet pas de garantir une puissance d'évacuation au-delà de 1 GW avec 4 câbles.

Cette solution présente un bilan économique équivalent à l'option 2 et moins favorable que l'option 1 mais elle permet d'équilibrer les raccordements entre les territoires. Elle interdit par la suite un nouveau raccordement à Menuel et conduit - sauf en cas d'extension de la zone - à raccorder le second parc de la zone maritime Centre Manche au Havre.

De ce fait, en fonction de l'option de raccordement retenue au Havre pour un deuxième parc, cette solution est compatible avec quatre programmes de développement (A, C, D et G).

OPTION 3



Solution	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
Option 3 : Solution courant alternatif optimisée à 900 MW	21,5 à 24	Quelques limitations	28	20	Postes de compensation en zone sensible	Liaison courant alternatif grande longueur

6.1.3. Raccordement mutualisé en courant continu vers Menuel (option 4) ou Le Havre (option 5) dans la perspective de l'attribution rapprochée de deux gigawatts

Dans la perspective d'une décision engageante de l'État relative à une puissance-cible de deux gigawatts située en zone maritime Centre Manche, le raccordement en courant alternatif vers une seule zone de raccordement ne semble pas envisageable du fait de la concentration des infrastructures nécessaires.

La solution « répartie » (raccordement d'un parc vers Menuel et du second vers Le Havre) est envisageable et permet de réaliser les projets de manière échelonnée en combinant les options 1 et 3 ou les options 2 et 3 présentées *infra*.

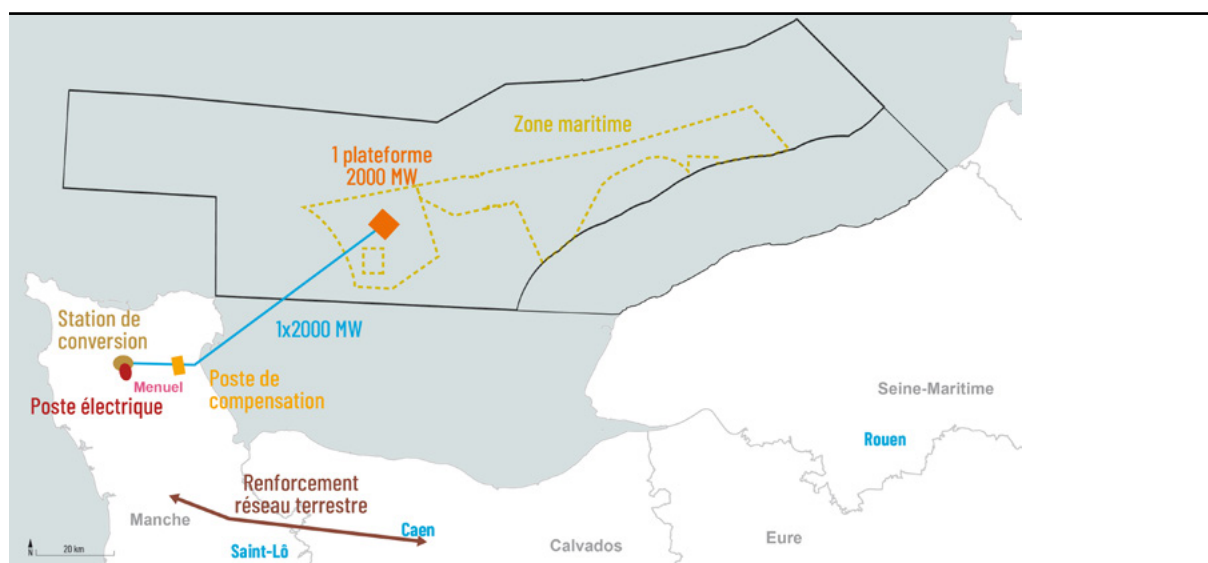
Pour un coût similaire, la solution mutualisée en courant continu permet de limiter très fortement l'empreinte environnementale. Cette solution constituerait en outre une réponse logique au débat public, qui a vu apparaître une expression en faveur des raccordements mutualisés en courant continu. Une solution en

courant continu implique néanmoins de devoir engager d'emblée un programme industriel de long terme fondé sur le standard européen pour les grands parcs éoliens en mer (plateformes de 2 GW et câbles 525 kV), pour lequel il n'existe aujourd'hui aucun retour d'expérience industriel. Elle présente en outre un risque de coûts échoués élevé pour la collectivité si un deuxième projet de 1 GW sur cette même zone en mer ne voit pas le jour.

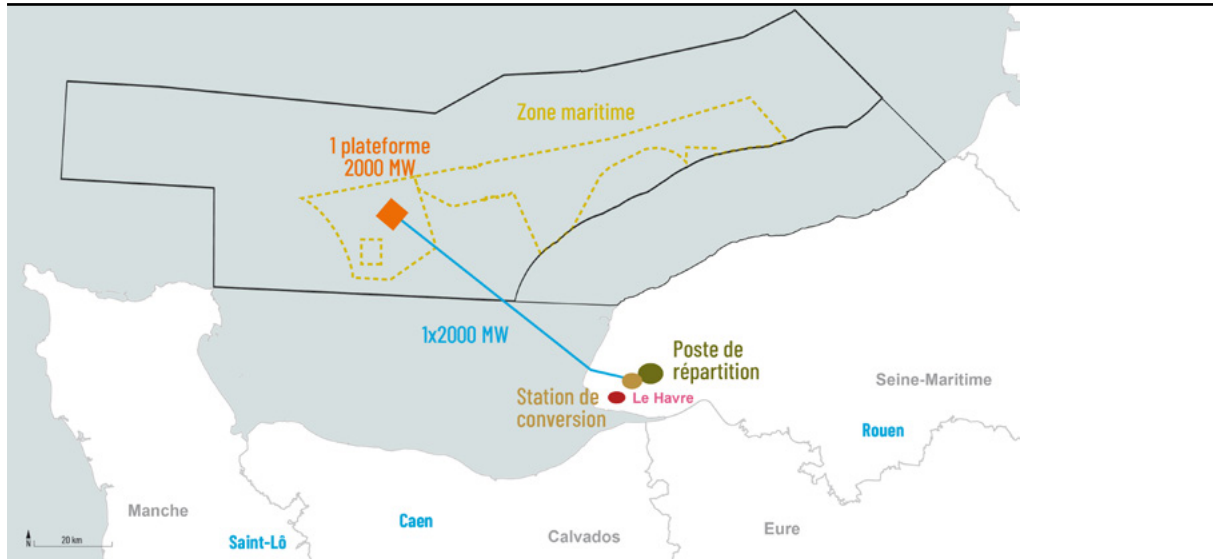
Le raccordement dans la zone Cotentin est (option 4) nécessite la planification d'une adaptation du réseau terrestre entre la Manche et le Calvados qui doit également être étudiée. Le raccordement dans la zone du Havre (option 5) est intéressant dans une perspective d'accueil à terme de 3 GW sur la zone maritime Centre Manche.

L'option 4 est compatible avec les programmes E, F et H. L'option 5 est compatible avec les programmes B et D.

OPTION 4



OPTION 5



Solution	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
Option 4 : Solution courant continu vers Manuel	22 à 24	Adaptation liaison existante	18	12	Moindre impact	Maturité liaison courant continu 525 kV
Option 5 : Solution courant continu vers Le Havre	23 à 26	Capacité suffisante	19	14	Création poste 400 kV site vierge	Maturité liaison courant continu 525 kV
Option liaison courant alternatif répartie	21 à 23	Quelques limitations	60 à 66	38 à 40	Empreinte globale significative	Liaison courant alternatif grande longueur

6.2. POUR LA ZONE MARITIME SEINE-MARITIME OUEST

L'optimum technico-économique de court terme consiste à raccorder en courant alternatif un premier parc dans la zone maritime B (Seine-Maritime ouest) vers la zone de raccordement terrestre du Havre.

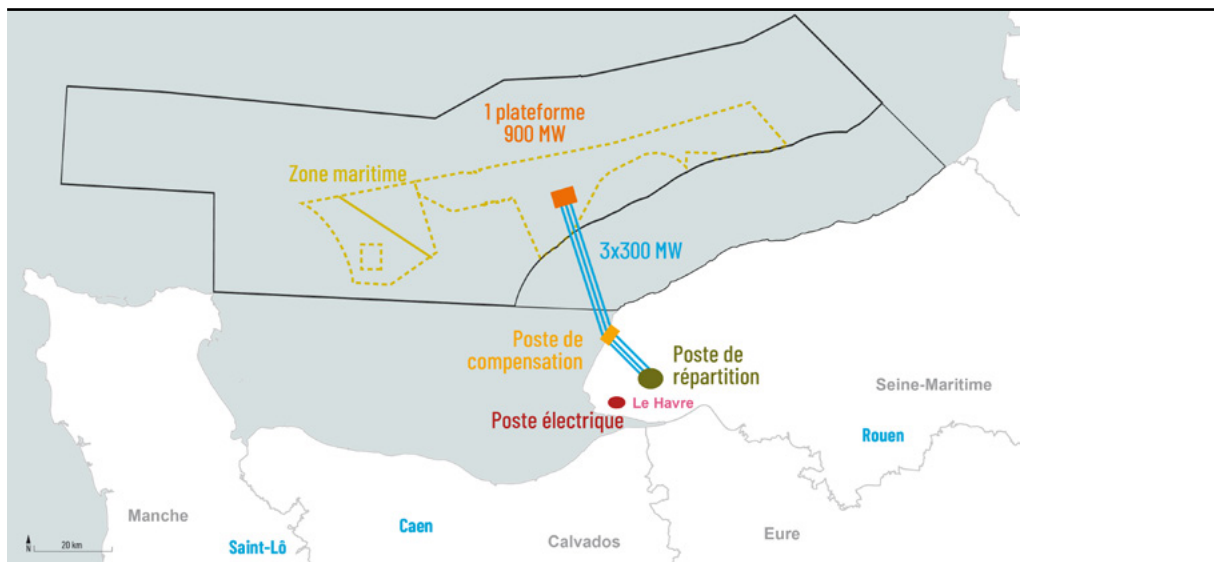
Deux solutions sont proposées : (1) une plateforme unique en mer d'une capacité de 900 MW couplée à trois liaisons sous-marines de 300 MW ou (2) deux plateformes en mer d'une capacité unitaire de 600 MW avec un lien inter-poste et quatre liaisons sous-marines de 300 MW.

Outre leur bon positionnement en termes de coûts, ces deux solutions présentent les avantages suivants :

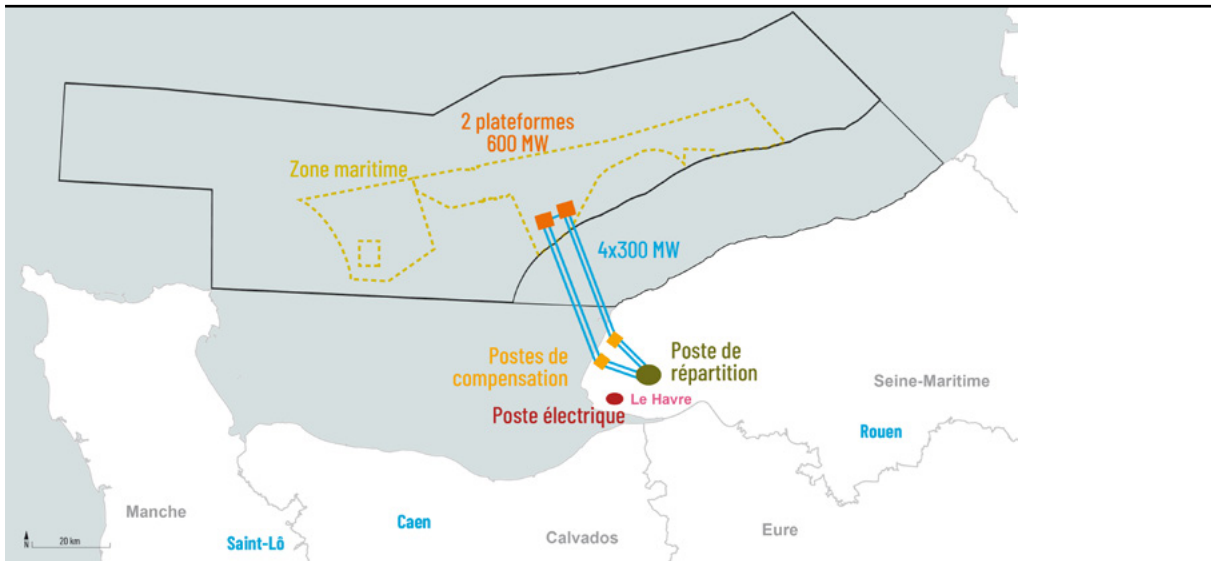
- ▶ elles ne sont pas tributaires de la maîtrise d'un nouveau palier technologique en courant continu ;
- ▶ elles répondent à certaines demandes du débat public en intervenant là où le potentiel d'accueil terrestre (capacité d'accueil du réseau, opportunité d'atterrage à proximité d'un site industriel) et les possibilités de flexibilité (production d'hydrogène, notamment) sont les plus importants.

En revanche, ces solutions ne répondent pas à d'autres demandes exprimées lors du débat public : préférence de la zone maritime Centre Manche, préférence pour des raccordements mutualisés, vision sur le long terme, demande d'étude de la technologie basée sur le courant continu.

SOLUTION 1



SOLUTION 2



Solution	Économie du raccordement		Empreinte environnementale (ha)		Robustesse sociétale	Robustesse technique
	Coûts complets (€/MWh)	Impact réseau terrestre	totale	zones sensibles		
Solution courant alternatif optimisée à 900 MW	18 à 20	Capacité suffisante	22	17	Création de poste 225 kV	Liaison courant alternatif de longueur standard (environ 75 km)
Solution courant alternatif optimisée à 1200 MW	16,5 à 18,5	Capacité suffisante	25	19	Création de poste 225 kV, 2 atterrages nécessaires	Liaison courant alternatif de longueur standard (environ 75 km)

7. Conclusions générales

En fonction de la zone maritime choisie pour le premier grand parc (Centre Manche ou Seine-Maritime ouest) dans le cadre de l'AO4 et de la zone de raccordement terrestre proposée par RTE (soit Manuel, soit Le Havre), certaines possibilités de développement de l'éolien en mer sur la façade normande seront ouvertes ou fermées.

Sans une planification d'ensemble, les premiers raccordements utiliseront les meilleurs sites, sans chercher à en optimiser l'utilisation dans le cadre d'une vision-cible de long terme. Cela risque de rendre beaucoup plus difficile, voire impossible dans certaines situations, le raccordement des parcs suivants, et donc d'obtenir les volumes de production éolienne en mer compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

Le débat public a souligné l'importance de cette planification du développement des énergies marines pour permettre une conciliation des différents usages de la mer dans la durée.

Dans ce contexte, RTE propose de raisonner par rapport à un programme d'ensemble (vision-cible) visant à attribuer jusqu'à une cible de 6 GW d'ici 2035 sur la façade normande. Ce volume est probablement en deçà de ce qui pourrait être nécessaire pour atteindre l'ambition de la neutralité carbone en 2050. Il permet néanmoins de raisonner sur un volume déjà significatif et de projeter une valorisation possible à terme des zones maritimes proposées dans le cadre du débat public.

Les huit programmes de développement de l'éolien en mer étudiés pour attribuer un volume-cible de production éolienne en mer sur la façade normande de 6 GW à l'horizon 2035 présentent les caractéristiques suivantes :

- ▶ le franchissement, à un moment, du palier technologique vers le courant continu au standard européen en cours de qualification (plateformes mutualisées de 2 GW et câbles de 525 kV) ;
- ▶ la nécessité, pour certains programmes, de réaliser des adaptations plus ou moins conséquentes des liaisons terrestres participant de l'axe « Manche-Normandie-Paris », zone de fragilité nationale identifiée dans le SDDR 2019 de RTE ;
- ▶ la nécessité, pour certains programmes, d'étendre la zone d'étude et d'envisager une zone de raccordement terrestre complémentaire à Penly pour atteindre les 6 GW.

Ces études préliminaires n'ont porté que sur un sous-ensemble des possibilités et sont encore évolutives en fonction des scénarios 2040-2050 qui seront confortés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2050 qui doit être publié par RTE mi-2021. Elles doivent également être consolidées sur les plans technique, économique et environnemental.

Elles permettent néanmoins d'apprécier, en fonction de la localisation des premiers parcs décidés, de leur puissance, de la zone de raccordement et du volume global de production envisagé au sein de la zone maritime, le degré de compatibilité des solutions de raccordement avec des programmes de développement à long terme.

La solution de raccordement préférentielle qui sera retenue pour un premier gigawatt en zone maritime Centre Manche oriente les possibilités de réalisation d'un programme de développement de long terme.

Dans l'hypothèse de l'attribution à court terme d'un seul parc d'un gigawatt à raccorder en zone maritime Centre Manche sans perspective d'élargissement de la capacité d'accueil, la solution la plus efficace consiste à raccorder une puissance garantie de 1,2 GW depuis la zone maritime du Havre en courant alternatif, en proposant une possibilité d'optimisation de la puissance installée du parc au-delà de la puissance garantie par le raccordement. Cette solution permet de mettre en œuvre le programme de long terme C qui présente le bilan global le moins favorable.

Dans l'hypothèse d'une attribution rapprochée de deux parcs d'un gigawatt à raccorder en zone maritime Centre Manche, il existe une opportunité de réaliser un raccordement mutualisé de 2 GW depuis le poste de Manuel ou la zone du Havre en courant continu. Cette mutualisation permettrait une diminution nette de l'empreinte environnementale à coûts approximativement équivalents par rapport à deux raccordements distincts en courant alternatif.

Dans l'hypothèse d'une extension de la zone maritime Centre Manche permettant de raccorder environ 3 GW à terme dans cette zone maritime, il existe une opportunité de combiner un premier raccordement à une puissance garantie de 0,9 GW en courant alternatif suivi d'un second raccordement mutualisé d'environ 2 GW en courant continu. Cet ordonnancement permettrait de prendre le temps de dérisquer la solution mutualisée en courant continu dans ses différentes composantes tout en donnant une perspective claire sur le lancement d'un premier projet de raccordement mutualisé, par exemple sur les AO8 et AO9.

Quelles que soient la zone de raccordement terrestre et la technologie retenues, les conditions de mise en œuvre techniques et industrielles et l'acceptabilité sociétale des différentes solutions de raccordement nécessitent d'être approfondies.

Pour une solution de raccordement en courant alternatif d'environ 1 GW, il n'existe aujourd'hui qu'un seul parc en exploitation avec une distance de raccordement excédant 100 km. Globalement, la technologie en courant alternatif longue distance implique une gestion complexe de l'énergie réactive et des harmoniques. Elle présente en outre des risques d'acceptabilité associés à la multiplication des infrastructures nécessaires, à terre comme en mer.

S'agissant de la technologie en courant continu, la structure de raccordement mutualisée de référence sur laquelle les acteurs européens convergent se compose d'une plateforme d'une puissance d'environ 2 GW et d'une paire de câbles +/- 525 kV. Malgré l'absence de retour d'expérience industriel à ce jour, l'Allemagne et les Pays-Bas ont d'ores et déjà retenu cette structure de raccordement pour les projets de raccordement mis en service à partir de 2028. Outre l'appréciation des délais de mise en œuvre industrielle de ce standard européen, la mise en œuvre de telles solutions de raccordement en France ne pourra s'envisager que dans un cadre explicitement approuvé par l'État et la Commission de régulation de l'énergie pour ce qui est de la couverture des coûts du raccordement, dans la perspective d'un programme de long terme permettant de donner de la visibilité aux industriels et équipementiers souhaitant investir sur le développement de ce standard. Cette solution nécessite également pour RTE de disposer d'une régulation adaptée à des anticipations d'investissement très importantes.

Dans ce cadre, les premiers éléments à approfondir concernent :

- ▶ les conditions d'acceptabilité territoriale des deux options de raccordement et la qualification des conditions d'implantation des infrastructures, notamment au niveau du littoral (zones d'atterrage et de postes de compensation) ;
- ▶ les éléments à fournir dans le cadre du dialogue concurrentiel pour les deux technologies de raccordement et les études techniques préliminaires nécessaires :
 - pour le courant alternatif, notamment en approfondissant le retour d'expérience des parcs raccordés par des liaisons en courant alternatif de grande longueur ;
 - pour le courant continu, notamment en analysant les besoins de qualifications complémentaires pour les câbles XLPE 525 kV et les interfaces avec le producteur sur la plateforme ;
- ▶ l'évaluation des conditions de mise en œuvre industrielle de la solution en courant continu à l'horizon de ces premiers projets en lien avec la filière industrielle et les équipementiers ;
- ▶ la consolidation des scénarios de développement de l'éolien en mer à long terme sur la façade normande dans le cadre des travaux sur le Bilan Prévisionnel 2050 réalisé par RTE ;
- ▶ les différentes solutions d'adaptation du réseau terrestre incluant les possibilités offertes par les perspectives de développement de l'hydrogène.

Sur la base de ces premiers résultats, RTE propose :

- ▶ **d'entamer conjointement avec l'État les démarches de concertation post débat public prévues notamment par la circulaire relative au développement des réseaux publics (circulaire Fontaine) en parallèle sur les zones Cotentin est et du Havre et sur les deux technologies envisageables. L'objectif serait d'approfondir, en concertation avec les territoires concernés et les acteurs de la filière industrielle, la perspective d'un raccordement en courant continu mutualisé pour deux parcs d'un gigawatt par rapport à la perspective de deux raccordements en courant alternatif d'un gigawatt chacun sur la zone maritime Centre Manche ;**
- ▶ **d'arrêter, au plus tard à la publication du cahier des charges final de l'AO4 et en intégrant le résultat des actions précédentes, la solution de raccordement pour un premier gigawatt la plus appropriée.**

8. Annexe 1 : comparaison courant alternatif et courant continu

Pourquoi le réseau électrique est-il en courant alternatif et non en courant continu ?

Plusieurs raisons, historiques et techniques, ont concouru au développement du réseau électrique en courant alternatif (HVAC). Ainsi le réseau électrique a été créé par et pour les industriels dans le but notamment d'alimenter des moteurs électriques triphasés alternatifs, plus efficaces que les moteurs à courant continu. L'autre avantage est la possibilité de transformer aisément la tension, condition indispensable pour le transport de l'électricité. En outre, la coupure du courant alternatif haute tension est plus facile (passage par 0 du courant). Ainsi, l'exploitation d'un réseau maillé en courant alternatif est maîtrisée et assure la robustesse du système électrique.

En revanche, la capacité de transport d'une liaison en courant alternatif (HVAC) est limitée en distance contrairement à une liaison en courant continu (HVDC).

Qu'est-ce qu'une station de conversion et à quoi sert-elle ?

La station de conversion abrite tous les appareils électriques qui permettent de transformer un courant alternatif en un courant continu (et inversement). Très petites pour les faibles tensions (cf. chargeur de portable), ces infrastructures ont des dimensions conséquentes pour les tensions qui sont envisagées par RTE (plusieurs hectares de surface au sol).

Des liaisons HVDC existent-elles déjà ?

De nombreuses liaisons sous-marines HVDC ont été créées en Europe et dans le monde : en France, l'interconnexion IFA 2000 (2000 MW) existe entre la France et l'Angleterre depuis 1986, INELFE (2000 MW) entre la France et l'Espagne depuis 2015, et le projet IFA 2 entre la France et l'Angleterre (1000 MW) est en cours de mise en service et est en cours de construction.

Comment est fait le choix entre la technologie HVAC et la technologie HVDC ?

Il n'existe pas de réponse standard, chaque projet devant faire l'objet d'une étude technico-économique dès lors que les puissances et les longueurs de raccordement atteignent un certain seuil.

La technologie en HVAC est mature et est très largement la plus utilisée pour le raccordement de parcs éoliens en mer. De nouveaux records en matière de longueur de raccordement en 225 kV HVAC ont été battus successivement par le projet Gemini aux Pays-Bas en 2017 (110 km) puis par le projet Hornsea One au Royaume-Uni en 2020 (150 km) et prochainement par le projet Hornsea Two (180 km). En effet, si la combinaison de fortes puissances et de longues distances engendre une diminution de la capacité de transmission de l'électricité des câbles⁹, les possibilités de compensation de l'énergie réactive générée sont mieux

⁹ L'énergie réactive est générée ou consommée par les composants mêmes du réseau en réaction à la variation périodique des grandeurs électriques. Elle peut être consommée ou produite par des groupes de production ou des compensateurs de puissance réactive, consommée par des bobines (selfs ou autres composants inductifs), ou produite par des condensateurs (ou autres composants capacitifs, comme les câbles).

maîtrisées, avec des installations soit à terre, soit sur la plateforme hébergeant le poste en mer (Gemini) et/ou sur une plate-forme intermédiaire (Hornsea).

Le raccordement de parcs éoliens en mer en courant continu est plus récent : le premier parc a été raccordé en 2010. Aujourd'hui, 9 parcs ont été déjà mis en service en Allemagne, et plusieurs sont en cours de construction ou de développement au Royaume-Uni, en Allemagne et aux Pays-Bas.

Le projet de R&D PROMOTioN¹⁰, financé par l'UE, a publié en 2020 une « feuille de route pour le développement de l'éolien en mer ». La réalisation de cette feuille de route passe par sur des raccordements standardisés en courant continu 525 kV 2 GW.

En résumé, le choix de l'utilisation de la technologie HVAC ou HVDC est dicté par plusieurs éléments parmi lesquels :

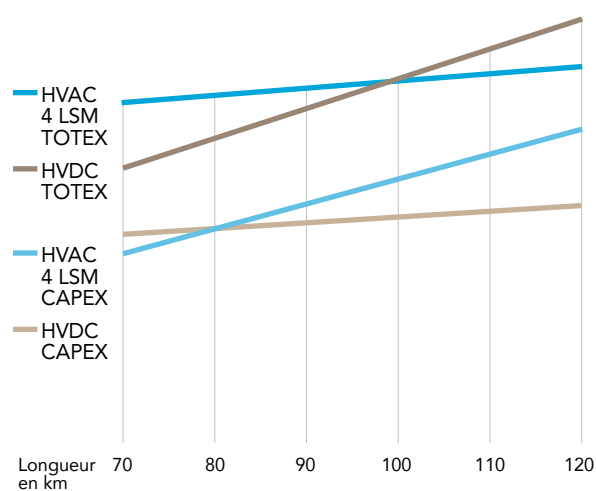
- ▶ la puissance à transporter ;
- ▶ la longueur de la liaison ;
- ▶ le coût d'investissement et d'exploitation ;
- ▶ les pertes électriques ;
- ▶ les contraintes environnementales.

Compte tenu du coût fixe des stations de conversion et leur complexité supérieure, cette technologie est réservée à des distances de raccordement de plus de 100 km, avec une puissance supérieure à 1 GW.

Quel est l'équilibre économique pour la Normandie ?

L'étude de RTE sur la Normandie montre que pour environ 2 GW, en comparant une structure 225 kV HVAC à une structure 525 kV HVDC, les coûts s'équilibrent à 100 km de distance de raccordement en considérant à la fois les coûts d'investissement et d'exploitation (TOTEX) et à 80 km en considérant les coûts d'investissement seuls (CAPEX).

INFLUENCE DE LA LONGUEUR DU RACCORDEMENT



10 <https://www.promotion-offshore.net/>

9. Annexe 2 : les impacts potentiels sur le milieu marin d'un raccordement en mer

Les ouvrages de raccordement (liaisons électriques sous-marines (LSM) et plateforme en mer) sont susceptibles de générer des impacts potentiels (i) temporaires liés aux travaux d'installation ou à certains travaux de maintenance ; (ii) permanents liés à la présence ou à l'exploitation des installations.

Impacts temporaires

Les impacts temporaires potentiels sont liés au bruit généré par les travaux, au relargage éventuel de contaminants, à la modification du substrat (fond marin) et de la turbidité. Ils sont relativement bien étudiés, sont limités dans le temps et dans l'espace et font facilement l'objet de dispositions d'évitement et de réduction. L'installation des ouvrages ne modifie le substrat que très localement. L'impact du raccordement est temporaire et faible sur le benthos (organismes qui vivent sur le fond marin). Les habitats marins sensibles (herbiers marins, bancs de maërl, récifs d'hermelles, coraux...) sont facilement évités dans la majorité des cas grâce à la prise en compte des aires marines protégées dans le tracé du câble mais aussi grâce à un travail bibliographique et à des prélèvements in situ. La période de travaux peut également être adaptée, dans la mesure du possible, afin de prendre en compte le cycle de vie des espèces vivant sur le fond marin et dans la colonne d'eau.

Le bruit généré par la mise en place du poste en mer est susceptible de porter atteinte aux poissons et mammifères marins présents dans la zone au moment des travaux. Des études bibliographiques, si nécessaire complétées par des campagnes en mer, ont lieu afin d'éviter les zones ou périodes les plus sensibles pour ces organismes. Des mesures de réduction comme le démarrage progressif de travaux et la présence d'un observateur spécialiste des mammifères marins permettent de favoriser un comportement de fuite et de s'assurer de l'absence d'espèces à enjeu avant le lancement des opérations.

Impacts permanents potentiels

Une liaison électrique n'influe pas significativement sur la ressource halieutique en dehors des phases de travaux. C'est ce qu'affirment les conclusions de la grande majorité des études environnementales ainsi que le retour d'expérience des quelque 22 000 MW d'éolien et 110 parcs en déjà installés en Europe. C'est également ce que confirme la [récente synthèse bibliographique](#) réalisée à la demande de RTE par l'Ifremer, à partir notamment de 40 rapports et 86 articles scientifiques parus entre 1982 et 2019.

Les impacts permanents potentiels des liaisons sous-marines sont liés aux champs électriques et magnétiques, à la température et à l'effet récif. Ils sont encore l'objet d'incertitudes mais les connaissances scientifiques progressent. **RTE participe et mène plusieurs projets de recherche pour mieux caractériser les effets et impacts potentiels des ouvrages sur l'environnement.**

L'impact de la modification de la température au voisinage du câble est très localisé et jugé globalement négligeable. Quant aux champs magnétiques, leur intensité décroît très rapidement avec la distance au câble et les études menées en conditions réelles ne montrent, à ce jour, pas d'impact significatif. Sur ce point, une étude récente menée par France Énergies Marines et Ifremer a montré que le comportement des juvéniles de homard européen n'est pas affecté par un champ magnétique d'une intensité similaire à celle mesurée et modélisée à un mètre de certaines interconnexions de très grande puissance (1 GW).

Les impacts permanents potentiels d'un poste en mer concernent quant à eux le paysage, la dynamique hydro-sédimentaire, l'émission de métaux par les dispositifs anticorrosion et également l'effet récif.

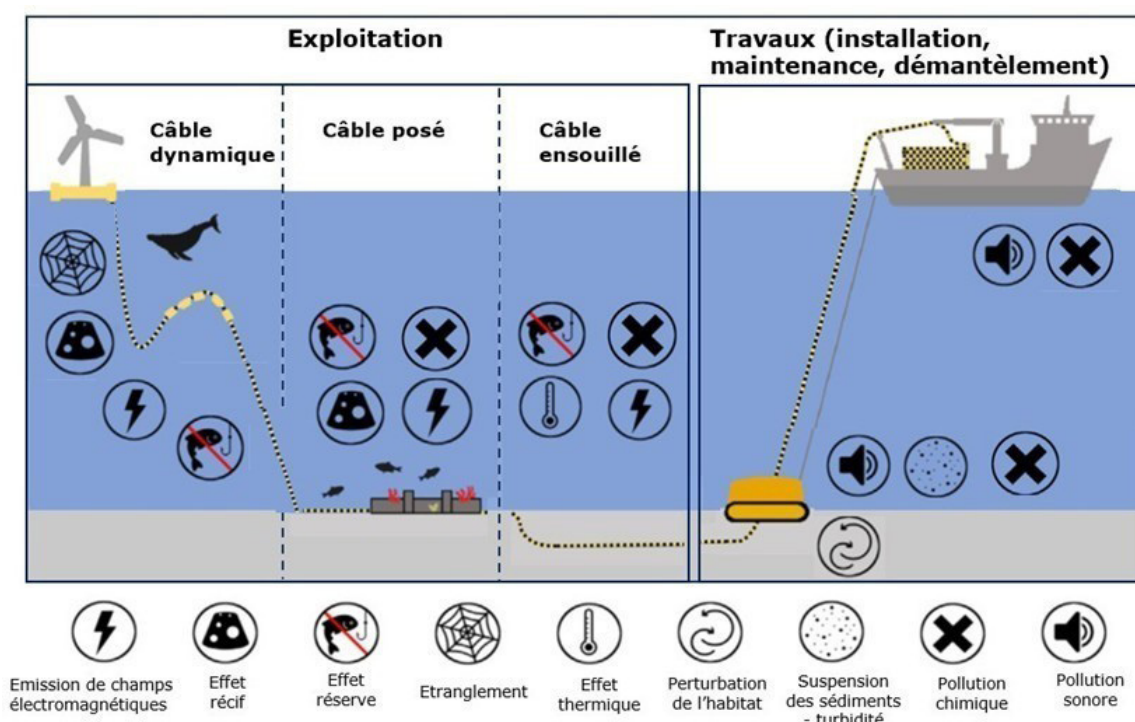
L'impact paysager est variable en fonction de la distance à la côte, des points d'observation, de la météo et de l'emplacement du poste au sein du parc.

La modification de l'hydrodynamisme et de la dynamique sédimentaire est très localisée. Des protections anti-affouillement peuvent être installées si nécessaire. **RTE participe à un projet de recherche pour améliorer les connaissances sur les dunes hydrauliques, zones à forte dynamique hydro-sédimentaire.**

Concernant l'émission de métaux dans l'environnement, notamment l'aluminium, par des dispositifs anticorrosion tels que des anodes sacrificielles, des premières modélisations montrent que les apports naturels (notamment par les fleuves) peuvent être bien plus importants. Enfin, un poste en mer peut potentiellement impacter des oiseaux et chauve-souris, en raison notamment de comportements d'attraction ou d'évitement. Ces impacts sont **à étudier au cas par cas et en lien avec le parc éolien.**

L'effet récif, lié à la présence d'une plateforme en mer ou d'un câble posé sur le fond et protégé, peut également engendrer un impact qualifié de positif sur le milieu. La synthèse réalisée par Ifremer fait état d'impacts qualifiés de moyens et allant dans le sens d'une amélioration de la qualité écologique des fonds.

CARTOGRAPHIE SIMPLIFIÉE DES EFFETS ENGENDRÉS PAR UN CÂBLE SOUS-MARIN PENDANT LES PHASES DE TRAVAUX ET D'EXPLOITATION (ADAPTÉ DE TAORMINA ET AL 2018)





Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com