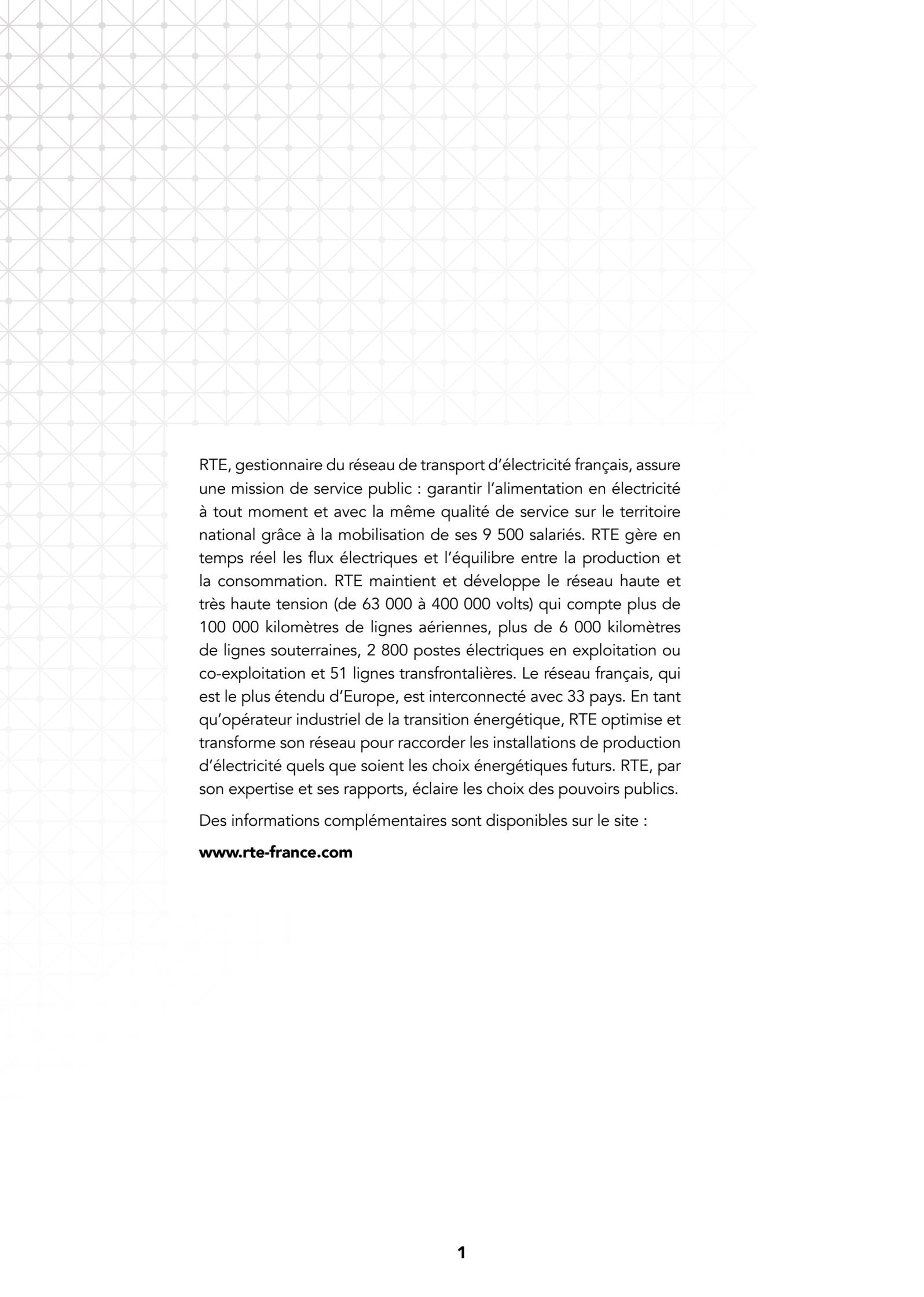


Perspectives de développement des réseaux électriques en mer sur la façade normande

JANVIER 2022

.....
Mise à jour technique de la contribution de RTE à la réponse du maître d'ouvrage à la suite du débat public relatif à l'éolien en mer en Normandie du projet AO4 à la suite des orientations prises par l'État concernant les futurs parcs éoliens en zone « Centre Manche » et en vue de la concertation sur le nouveau projet éolien d'une capacité pouvant aller jusqu'à environ 1,5 GW situé dans cette même zone Centre-Manche (projet dit « AO8 »)
.....





RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, assure une mission de service public : garantir l'alimentation en électricité à tout moment et avec la même qualité de service sur le territoire national grâce à la mobilisation de ses 9 500 salariés. RTE gère en temps réel les flux électriques et l'équilibre entre la production et la consommation. RTE maintient et développe le réseau haute et très haute tension (de 63 000 à 400 000 volts) qui compte plus de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, plus de 6 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 800 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 51 lignes transfrontalières. Le réseau français, qui est le plus étendu d'Europe, est interconnecté avec 33 pays. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

Des informations complémentaires sont disponibles sur le site :

www.rte-france.com

Préambule

Le présent document est une publication volontaire de RTE qui présente :

- ▶ des perspectives de développement du réseau électrique pour raccorder des futurs projets de production d'énergie renouvelable en mer sur la façade normande ;
- ▶ les solutions optimisées de raccordement au réseau de transport d'électricité.

Ce document vise à éclairer les orientations que pourrait prendre l'État afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone que s'est fixé la France à l'horizon 2050, mais ne préjuge en aucun cas des décisions de l'État en matière de développement des énergies renouvelables en mer sur la façade normande.

Il constitue une mise à jour technique du Document de perspectives constituant une partie de la contribution de RTE à la réponse du maître d'ouvrage à la suite du débat public relatif à l'éolien en mer en Normandie (projet dit « AO4 ») publiée en décembre 2020. Cette mise à jour s'avère en effet nécessaire au regard des décisions prises par l'État et des concertations en cours pour le développement des parcs éoliens en zone « Centre Manche » (AO4 et AO8) pour une puissance totale d'environ 2,5 GW, avec deux raccordements en courant continu ayant chacun une capacité d'export de 1 250 MW (un vers le Cotentin et l'autre vers le Calvados ou la Seine-Maritime).

Le périmètre d'étude reste inchangé, les perspectives sont établies dans l'optique de raccorder jusqu'à 6 GW à l'horizon 2035 sur l'ensemble de la façade normande, en s'appuyant sur différentes structures de raccordement possibles¹.

Ce document est publié en accompagnement du dossier mis à disposition du public par l'État et RTE dans le cadre de la concertation préalable sous l'égide d'un garant qui débute en janvier 2022 pour un nouveau projet éolien d'une capacité pouvant aller jusqu'à 1,5 GW dans la zone Centre-Manche (projet dit « AO8 »), ainsi que sur son raccordement en courant continu partiellement mutualisé avec celui du parc éolien déjà décidé en zone « Centre Manche » (AO4).

1 Avec introduction d'un niveau de tension complémentaire pour les solutions en courant continu : le 320 kV.



Sommaire

1. Synthèse exécutive	4
2. Contexte et finalités	12
3. Éléments de méthode d'évaluation et d'optimisation des solutions de raccordement	17
4. Stratégies de raccordement des zones de moindre impact	26
5. Planification à long terme permettant d'optimiser le volume de production éolienne en mer sur le périmètre de la façade maritime normande	40
6. Conclusions générales	56
7. Annexe 1 : comparaison courant alternatif et courant continu	58
8. Annexe 2 : les impacts potentiels sur le milieu marin d'un raccordement en mer	60

1. Synthèse exécutive

La France s'est fixé pour objectif d'atteindre 33% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique en 2030 et 40 % d'électricité renouvelable dans le mix électrique. L'éolien en mer, posé et flottant, est une énergie importante pour l'atteinte de ces objectifs dans un contexte d'accroissement de la demande en électricité à l'horizon de la fin de la décennie, notamment liée à l'électrification de nouveaux usages.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) détermine la localisation et la puissance des prochains projets éoliens en mer, ainsi que l'année de désignation du lauréat des procédures de mise en concurrence, jusqu'en 2023, puis prévoit un rythme de déploiement de 1GW/an à compter de 2024. Les objectifs de capacités de production d'éolien en mer mis en service sont de 2,4 GW en 2023 et de 5,2 à 6,2 GW pour 2028. La PPE prévoit le lancement en 2020 d'un projet d'un gigawatt au large de la Normandie, ainsi que la désignation en 2023 du lauréat d'un parc éolien en mer dont la localisation n'est pas précisée.

Aux fins de la réalisation du parc d'un gigawatt à attribuer en 2020, le ministre en charge de l'énergie a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) le 21 mars 2019 sur une zone de 10 500 km² au large de la Normandie, en posant deux questions à destination du public : la première sur la localisation d'un parc d'un gigawatt, la seconde sur la localisation de projets ultérieurs. La CNDP a décidé le 3 avril 2019 d'organiser un débat public, qui s'est terminé en août 2020 après avoir réuni plus de 2700 participants et suscité plus de 18 000 visites du site internet. A l'issue de ce débat public, en tenant compte des recommandations formulées par la CNDP, l'État a décidé le 4 décembre 2020 de lancer la procédure de mise en concurrence pour ce projet d'un gigawatt et de le localiser au sein d'une zone

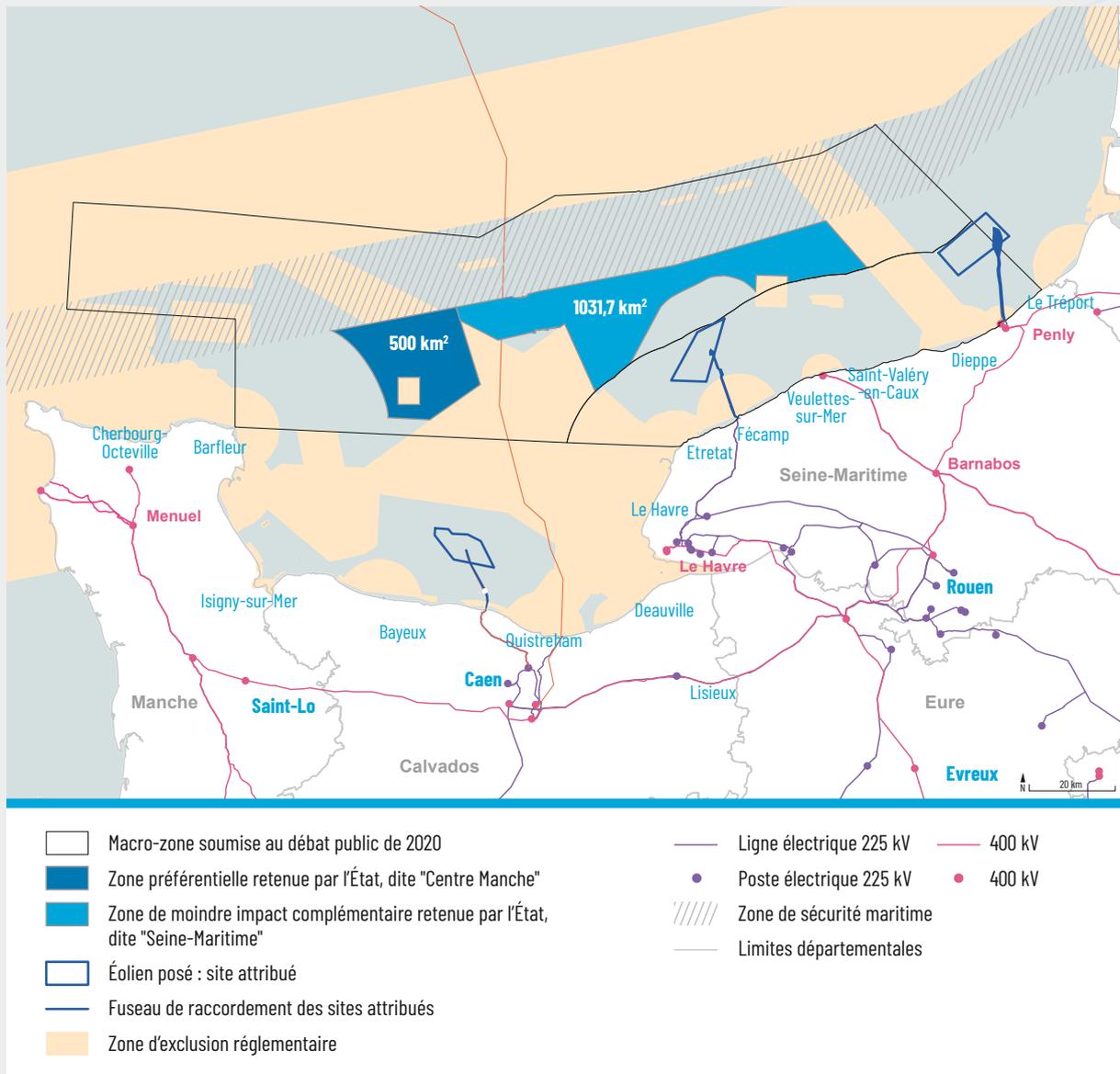
de 500 km² appelée « Centre Manche » (projet dit « AO4 »). Il a aussi décidé d'étudier, conformément aux conclusions du débat, la possibilité de mettre en place un raccordement électrique mutualisé pour deux parcs éoliens, afin de limiter les impacts environnementaux et économiques.

Les contours de la zone de 500 km² appelée « Centre Manche » ont été arrêtés en prenant en compte les contributions formulées pendant le débat public relatives notamment à la minimisation des impacts du projet en termes d'usages pour la pêche, d'impacts environnementaux et paysagers, ainsi qu'au regard de la recommandation de la Commission particulière du débat public (CPDP) de questionner les zones d'intangibilité réglementaire. Les études en cours vont permettre de définir la zone d'environ 200 km² nécessaire au projet d'un gigawatt objet du débat public de 2019-2020. Les études menées pour le débat public et postérieurement à celui-ci confirment que cette zone de moindre impact dénommée « Centre Manche » peut accueillir de nouvelles capacités éoliennes.

Ainsi, compte tenu des enseignements tirés du débat public ayant précédé la définition de la zone « Centre Manche » de 500 km² et des attentes exprimées par le public à cette occasion, le ministre de la Transition écologique a saisi la CNDP en septembre 2021 pour lancer une concertation préalable avec garant pour un second projet éolien, d'une capacité pouvant aller jusqu'à environ 1,5 GW, dans cette même zone Centre Manche (projet dit « AO8 »).

Au regard des résultats de la concertation et des études technico-économiques, industrielles et réglementaires menées par RTE, la solution de raccordement retenue par l'État pour le premier parc de la zone (projet AO4) est un raccordement en courant continu

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



320 kV d'une capacité maximale d'export de 1 250 MW vers le poste électrique de Manuel dans la Manche (zone du Cotentin). Le choix d'une capacité d'export de 1 250 MW se justifie par la volonté de la ministre de la Transition écologique de prévoir une capacité d'export plus importante que celle prévue pour le parc au large de Barfleur (1 050 MW maximum), en

prévision de nouveaux projets de production d'électricité via des sources d'énergies marines renouvelables.

Avec ces deux projets AO4 et AO8, la zone « Centre Manche » accueillera des projets éoliens pour une capacité totale pouvant aller jusqu'à 2,5 GW, avec deux raccordements en

SYNTHÈSE EXÉCUTIVE

courant continu de 1 250 MW en technologie 320 kV, l'un vers le Cotentin et l'autre vers le Calvados ou la Seine-Maritime.

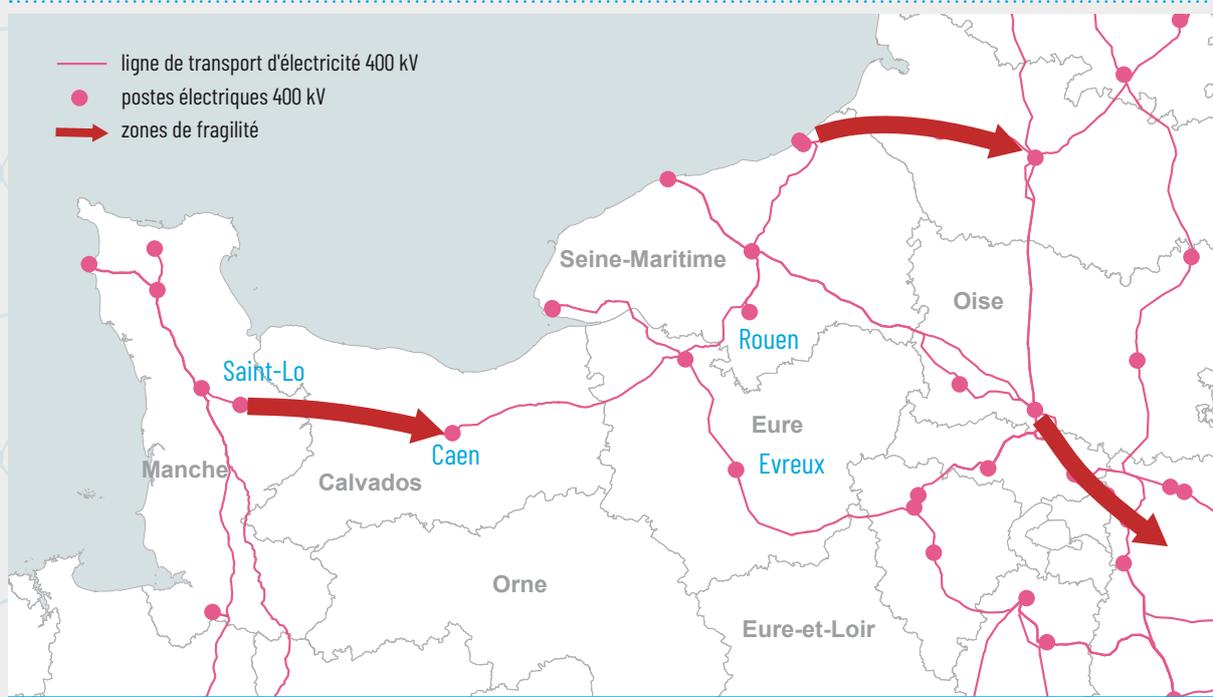
Dans ce cadre, la concertation sur le projet AO8 qui débute en janvier 2022 a notamment pour objectif de permettre aux acteurs du territoire de se prononcer sur les options de localisation du raccordement du second parc vers le Calvados ou vers la Seine-Maritime.

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 (SNBC) impliquent de développer de manière importante la production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre. Les travaux menés par RTE sur l'évolution des systèmes électriques, intitulés « Futurs énergétiques 2050 » et publiés en octobre 2021, montrent que pour atteindre la neutralité carbone en 2050, quels que soient les scénarios envisagés, un développement significatif des énergies marines renouvelables est nécessaire, dans une fourchette comprise entre 22 et 62 GW. À l'échelle de la façade Manche est Mer du Nord, ce développement se traduirait par une production électrique par l'éolien en mer comprise entre 8 et 12 GW (scénario 22 GW) jusqu'à une production comprise entre 15 et 21 GW (scénario 62 GW).

Ces projections rejoignent celles de la Commission européenne, qui prévoit de porter à 60 GW la capacité installée d'éolien en

ZONES DE FRAGILITÉ DU RÉSEAU 2030-2040



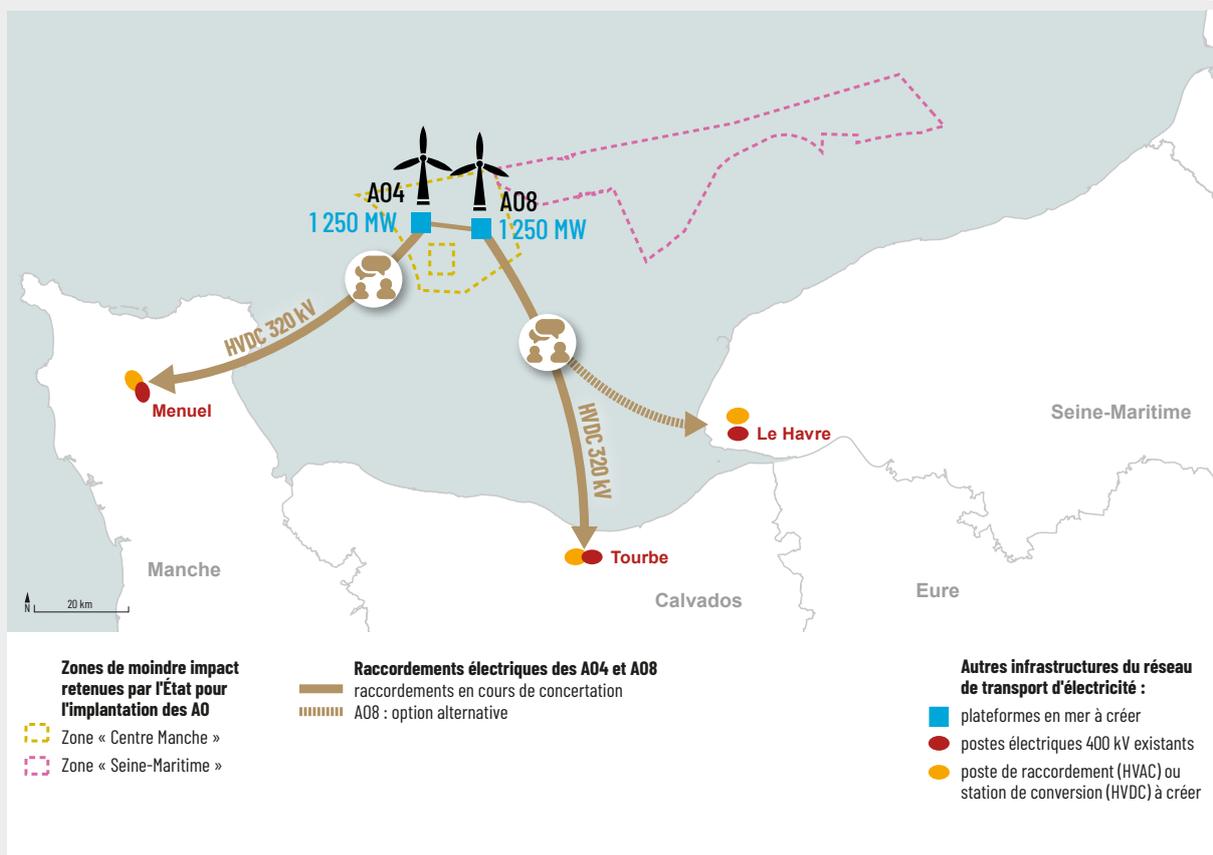
mer dans les eaux de l'Union européenne d'ici 2030 et à 300 GW en 2050, et impliquent de planifier le développement d'un volume significatif en France.

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.

Compte tenu des décisions prises par l'État et des concertations en cours sur l'implantation de deux parcs éoliens en zone « Centre Manche » pour une puissance maximale d'environ 2,5 GW (AO4 et AO8), la mise à jour technique de ce document de perspective consiste à réaliser l'évaluation préliminaire de programmes de développement de l'éolien en mer permettant d'attribuer un volume-cible complémentaire de 3,5 GW sur la zone « Seine-Maritime », seconde zone de production renouvelable en mer de

OPTIONS DE RACCORDEMENT DES AO4 ET AO8



moins impact retenue par l'État à l'issue du débat public de 2020, afin d'actualiser les projections d'un volume-cible global d'environ 6 GW sur la façade normande à l'horizon 2035.

Le volume de 6 GW se situe probablement en-deçà de ce qui serait nécessaire pour atteindre l'ambition de neutralité carbone à terme et répondre aux ambitions de l'Europe à l'horizon 2050. Il a été établi à partir du potentiel de production éolien des deux zones retenues par l'État à l'issue du débat public AO4². Il permet de raisonner sur un volume déjà significatif, intégrant les décisions prises par l'État concernant la zone « Centre Manche ».

Les fondamentaux des différents programmes étudiés dans le cadre de cette étude sont les suivants :

- ▶ une optimisation de l'utilisation de l'espace maritime permettant de valoriser à terme un potentiel de production d'au moins 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » et de totaliser ainsi un programme d'au moins 6 GW pour l'ensemble de la façade normande (zone « Centre Manche » incluse) ;
- ▶ une hypothèse de raccordement du parc de l'AO8 vers la zone préférentielle du Calvados. Du point de vue du réseau électrique, ce choix se révèle plus favorable qu'un raccordement vers la Seine Maritime pour deux raisons :
 - il présente un meilleur optimum technico-économique puisqu'il permet en principe d'éviter, contrairement à un raccordement vers la Seine Maritime, la création d'un poste électrique 400 kV avec les incidences inhérentes en termes de coûts et de potentiels impacts environnementaux ;
 - il permet d'atténuer les contraintes sur le réseau terrestre et en particulier sur l'axe Manche-Normandie-Paris identifié comme une zone de fragilité.

Toutefois, la concertation à venir pouvant conduire au choix d'un raccordement vers la Seine-Maritime (zone du Havre), une analyse des conséquences associées est présentée pour chaque programme étudié ;

- ▶ des hypothèses prudentes sur l'accessibilité des zones d'atterrage et les possibilités d'implantation de postes électriques de compensation à proximité du littoral et l'ajout, lorsque cela est nécessaire pour arriver à planifier un volume global de 3,5 GW au sein de la zone maritime « Seine Maritime », d'une zone de raccordement terrestre complémentaire autour de Penly. Cette zone n'ayant pas été proposée initialement au débat public, son éventuelle exploitation demandera des investigations et des concertations complémentaires et tout programme incluant un raccordement à Penly comporte plus d'incertitudes que les autres ;
- ▶ une combinaison de solutions de raccordement optimisées (0,9 ou 1,2 GW en courant alternatif et 1,25 ou 2,0 GW en courant continu) mises en œuvre selon deux logiques :
 - industrialisation : les cinq programmes de cette famille font appel à une unique structure de raccordement pour l'ensemble des futurs parcs de la zone « Seine Maritime » permettant d'optimiser les délais des raccordements par des stratégies industrielles répétées et de contenir les coûts par des économies d'échelle et des effets de standardisation ;
 - panachage : les quatre programmes de cette famille font appel à des solutions de raccordement de technologies différentes en fonction des zones de raccordement terrestre étudiées ;
- ▶ une évaluation économique, environnementale, sociétale et technique globale de chaque programme.

² Soit 500 km² en « Centre Manche » et 1032 km² en zone complémentaire « Seine-Maritime », en appliquant le taux de densité de 5 MW/km² préconisé par la filière et en appliquant une diminution de 20% au titre de la conciliation des usages.

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

- ▶ pour le raccordement du parc AO8 d'une puissance maximale de 1,5 GW en zone « Centre Manche », la solution de raccordement qui obère le moins les perspectives de développement de l'éolien en mer sur la façade normande est un raccordement vers le Calvados plutôt qu'un raccordement vers la Seine Maritime³ ;
- ▶ pour atteindre jusqu'à 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » les avantages et inconvénients des programmes étudiés sont directement liés à ceux des technologies de raccordement qui les composent, à savoir :
 - du point de vue du coût, compte tenu des distances envisagées pour les raccordements en Seine Maritime (55 à 95 km de liaisons au total en mer et à terre), les solutions en courant alternatif et les programmes panachés présentent des fourchettes de coûts plus compétitives que les solutions en courant continu et les programmes industriels en technologie HVDC ;
 - du point de vue de l'empreinte environnementale, les solutions en courant alternatif ont un impact plus important, puisqu'elles conduisent à une démultiplication des infrastructures, en particulier au niveau du littoral. En particulier, de 4 à 6 zones de raccordement terrestre pourraient être nécessaires sur les sites du Havre, de Barnabos et de Penly pour réaliser des programmes industriels en technologie courant alternatif permettant de raccorder 3,6 GW ;

- du point de vue de l'acceptabilité sociale, les solutions en courant alternatif présentent des risques plus importants car elles nécessitent d'implanter des postes de compensation à proximité des lieux d'atterrage, se heurtant ainsi aux prescriptions de la Loi Littoral pour toute construction à proximité de la côte et aux potentielles oppositions locales ;
- enfin, du point de vue de la robustesse technique, les limitations des solutions en courant alternatif sont liées à la longueur du raccordement et concerneront principalement les raccordements vers Barnabos (95 km de raccordement environ) et dans une moindre mesure du Havre (75 km de raccordement environ). Pour les solutions en courant continu, les limitations sont liées au manque de maturité de la solution en technologie 525 kV/2 GW pour laquelle aucun retour d'expérience industriel n'a encore été réalisé.

Les principaux résultats de l'analyse multicritères de ces programmes sont repris dans le tableau page suivante.

³ L'intégration du nouveau site de raccordement vers le Calvados permet par ailleurs de disposer de 5 programmes de raccordement qui atteignent autour de 6 GW sur l'ensemble de la façade normande (5,75 GW et plus) contre seulement 2 programmes en 2020 lorsque la zone de raccordement vers le Calvados n'était pas identifiée.

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

Programme et description	Puissance raccordée dans la zone maritime "Seine Maritime" issue du débat public AO4		Economie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha/GW)		Robustesse sociétale	Robustesse technique	Puissance totale raccordée si raccordement AO8 au Havre (1,25 GW)	
	dans le périmètre du débat public (GW)	au total (GW)			total	zones sensibles			(GW)	Commentaire
2A Panachage HVAC 900 MW et HVDC 2 GW	2,15	4,15	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	24	18	Un atterrage et un poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,15	Faisabilité raccordement 0,9 GW HVAC au Havre à confirmer
1B Industrialisation - 3 x HVAC 1,2 GW	2,40	3,60	17 à 21	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	40	32	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,40	Faisabilité raccordement 1,2 GW HVAC au Havre non confirmée
1C Industrialisation - 3 x HVDC 1,25 GW	2,50	3,75	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	8	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	-	3,75	Raccordement de 1,25 GW HVDC au Havre semble faisable
1A Industrialisation 4 x HVAC 0,9 GW	2,70	3,60	17 à 22	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	51	39	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,70	Faisabilité 2nd raccordement 0,9 GW HVAC au Havre non confirmée
2C Panachage hors 900 MW : HVAC 1200 MW	3,25	4,45	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	23	17	2 atterrages et 2 postes de compensation	Maturité HVDC 525	4,45	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos
2D Panachage hors 900 MW - tt HVDC	3,25	4,50	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	16	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,50	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos
2B Panachage : 900 MW et 4 racc	3,40	4,30	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	33	24	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	-	3,40	Faisabilité raccordement 0,9 GW + 1,25 GW au Havre non confirmée
1D Industrialisation 2 x HVDC 2 GW	4,00	4,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	18	14	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,00	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Penly
1E Industrialisation - 3 x HVDC 2 GW	4,00	6,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	6,00	Faisabilité raccordement 2 GW au Havre à confirmer

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

Les résultats des études préliminaires des programmes montrent que pour le raccordement d'un parc AO8 d'une puissance maximale de 1,5 GW en zone « Centre Manche », la localisation qui obère le moins les perspectives de développement de l'éolien en mer sur la façade normande est un raccordement vers le Calvados plutôt qu'un raccordement vers la Seine Maritime.

Du point de vue du réseau électrique, le raccordement du projet AO8 vers le Calvados est également considéré comme plus

favorable qu'un raccordement vers la Seine Maritime. En effet, un raccordement vers le Calvados :

- ▶ présente un meilleur optimum technico-économique puisqu'il permet en principe d'éviter, contrairement à un raccordement vers la Seine-Maritime, la création d'un poste électrique 400 kV avec les incidences inhérentes en termes de coûts et de potentiels impacts environnementaux ;
- ▶ permet d'atténuer les contraintes sur le réseau terrestre et en particulier sur l'axe Manche-Normandie-Paris identifié comme une zone de fragilité.

Sur ces bases, RTE proposera la localisation du raccordement du parc AO8 préférentiellement dans la zone du Calvados dans le cadre de la concertation qui va s'engager en janvier 2022.

2. Contexte et finalités

2.1. LES PROJETS ÉOLIENS EN COURS DE CONCERTATION SUR LA FAÇADE NORMANDE

La France s'est fixé pour objectif d'atteindre 33 % d'énergie renouvelable dans le mix énergétique en 2030 et 40 % d'électricité renouvelable dans le mix électrique. L'éolien en mer est une énergie importante pour l'atteinte de ces objectifs.

La PPE détermine la localisation et la puissance des prochains projets éoliens en mer, ainsi que l'année de désignation du lauréat des procédures de mise en concurrence, jusqu'en 2023, puis prévoit un rythme de déploiement de 1 GW par an à compter de 2024. La PPE prévoit le lancement en 2020 d'un projet d'1 GW au large de la Normandie (dit AO4), ainsi que la désignation en 2023 du lauréat d'un parc éolien en mer dont la localisation n'est pas précisée (dit AO8).

Le débat public sur le lancement d'un quatrième projet éolien en mer posé sur la façade Manche est - mer du Nord (AO4), mené dans un cadre de concertation renouvelé par la loi ESSOC du 10 août 2018, a été 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.

Par la décision du 4 décembre, l'État a lancé un premier projet de parc éolien en mer d'une puissance d'environ un gigawatt (AO4, 1 050 MW) en vue d'une attribution effective au premier semestre 2022 à l'issue de la procédure de dialogue concurrentiel et d'appel d'offres⁴.

Ce parc sera situé au large de Barfleur, dans la zone intitulée « Centre Manche » d'une surface de 500 km², située en zone économique exclusive. Les études en cours vont permettre de définir progressivement, dans les prochains mois, la zone d'environ 200 km² nécessaire au projet de 1 GW (AO4).

Compte tenu des résultats de la concertation et des études technico-économiques, industrielles et réglementaires menées par RTE sur les différentes solutions de raccordement de ce parc, la solution de raccordement retenue par l'État est un raccordement en courant continu 320 kV d'une capacité maximale d'export associée de 1 250 MW vers le poste électrique de Manuel (zone du Cotentin). Le choix d'une capacité d'export associée de 1 250 MW se justifie par la volonté de la ministre de la Transition écologique de prévoir une capacité d'export plus importante que celle prévue pour le parc au large de Barfleur (1 050 MW maximum), en prévision de nouveaux projets de production d'électricité via des sources d'énergies marines renouvelables.

4 Le 31 août 2021, le gouvernement a annoncé un report de la désignation du lauréat à fin 2022

En effet, les études menées pour le débat public et postérieurement à celui-ci confirment que la zone « Centre Manche » pourrait accueillir de nouvelles capacités éoliennes.

Ainsi, en septembre 2021, la ministre de la Transition écologique a saisi la CNDP pour lancer une concertation préalable avec garant pour un nouveau projet éolien d'une capacité pouvant aller jusqu'à environ 1,5 GW situé dans cette même zone « Centre Manche » (projet dit « AO8 »), ainsi que sur son raccordement en courant continu partiellement mutualisé avec le raccordement du parc éolien de 1 050 MW au large de Barfleur (AO4). En complément des options de raccordement déjà envisagées en Seine-Maritime lors du débat public de 2020, des options de raccordement vers le Calvados sont soumises à la concertation.

Avec ces deux projets, la zone « Centre Manche » accueillera des projets éoliens pour une capacité totale jusqu'à 2,5 GW maximum, avec deux raccordements en courant continu de 1 250 MW, un vers le Cotentin et l'autre vers le Calvados ou la Seine-Maritime.

2.2. LA PLANIFICATION LONG TERME DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN SUR LA FAÇADE NORMANDE

Compte tenu des décisions prises par l'État et des concertations en cours sur l'implantation de deux parcs éoliens en zone « Centre Manche » pour une puissance maximale d'environ 2,5 GW (AO4 et AO8), la mise à jour technique de ce document de perspective consiste à réaliser l'évaluation préliminaire de programmes de développement de l'éolien en mer permettant d'attribuer un volume-cible complémentaire de 3,5 GW sur la zone « Seine-Maritime », seconde zone de production renouvelable en mer de moindre impact retenue par l'État à l'issue du débat public de 2020, afin d'actualiser les projections d'un volume-cible global d'environ 6 GW sur la façade normande à l'horizon 2035.

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 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 réseau⁵ 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* ».

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

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 menés par RTE sur l'évolution des systèmes électriques, intitulés « **Futurs énergétiques 2050** » et publiés en octobre 2021, démontrent qu'atteindre la neutralité carbone en 2050 nécessite, quels que soient les scénarios, un développement significatif des énergies renouvelables. Ces dernières sont devenues des solutions compétitives, d'autant plus prononcées dans le cas de grands parcs solaires et éoliens à terre et en mer. Ainsi, les différents mix de production électrique envisagés à horizon 2050 comprennent entre 22 et 62 GW de production électrique par l'éolien en mer. À l'échelle de la façade Manche est Mer du Nord, ce développement se traduirait par une production électrique par l'éolien en mer comprise entre 8 et 12 GW (scénario 22 GW) jusqu'à une production comprise entre 15 et 21 GW (scénario 62 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 public⁶.

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.

6 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 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.

De plus, dans sa délibération n°2021-06, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) préconise que l'État (pour la partie dédiée au parc éolien en mer) et le gestionnaire du réseau de transport (pour la partie raccordement) obtiennent l'ensemble des autorisations nécessaires, purgées de tout recours, en amont de la procédure de mise en concurrence, afin de réduire les délais de construction et de limiter les risques susceptibles d'affecter la réalisation du projet.

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 ».

Dans ce contexte, RTE a publié en décembre 2020 le document « Perspectives de développement des réseaux électriques en mer sur la façade normande ». Ce document avait pour objectif d'actualiser et compléter les éléments présentés lors du débat public et d'en intégrer les résultats. En réponse au débat public et afin d'éclairer les décisions futures de l'État, il présentait également des scénarios de développement du réseau en mer sur la façade normande et explicitait que la décision prise sur le premier gigawatt normand était susceptible d'influencer les capacités de planification à long terme de l'évolution de la production dans la zone, nécessaire au regard de l'objectif de la France d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Le présent document est une publication volontaire de RTE qui présente :

- ▶ **des perspectives de développement du réseau électrique pour raccorder des futurs projets de production d'énergie renouvelable en mer sur la façade normande ;**
- ▶ **les solutions optimisées de raccordement au réseau de transport d'électricité.**

Ce document vise à éclairer les orientations que pourrait prendre l'État afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone que s'est fixé la France à l'horizon 2050, mais ne préjuge en aucun cas des décisions de l'État en matière de développement des énergies renouvelables en mer sur la façade normande.

Il constitue une mise à jour technique du Document de perspectives constituant une partie de la contribution de RTE à la réponse du maître d'ouvrage à la suite du débat public relatif à l'éolien en mer en Normandie (projet dit « AO4 ») publiée en décembre 2020. Cette mise à jour résulte notamment des décisions prises par l'État et des concertations en cours pour le développement des parcs éoliens en zone Centre Manche pour une puissance totale jusqu'à 2,5 GW, avec deux raccordements en courant continu ayant chacun une capacité d'export de 1 250 MW (un vers le Cotentin et l'autre vers le Calvados ou la Seine-Maritime).

Le périmètre d'étude reste inchangé, à savoir que les perspectives sont établies dans l'optique de raccorder jusqu'à 6 GW au total sur l'ensemble de la façade normande, en s'appuyant sur différentes structures de raccordement possibles⁷.

Il est publié en accompagnement du dossier de concertation mis à disposition du public par l'État et RTE dans le cadre de la concertation préalable sous l'égide d'un garant qui débute en janvier 2022 pour un nouveau projet éolien d'une capacité pouvant aller jusqu'à 1,5 GW dans la zone « Centre Manche » (projet dit « AO8 »), ainsi que sur son raccordement en courant continu partiellement mutualisé avec celui du parc éolien déjà décidé en zone « Centre Manche ».

⁷ Avec introduction d'un niveau de tension complémentaire pour les solutions en courant continu : le 320 kV.

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 programmes de raccordement entre eux, une **méthode d'évaluation multicritère** est mise en œuvre. La méthode retenue pour la mise à jour du rapport est très similaire à celle mise en œuvre pour le rapport de 2020. Cette dernière avait été concertée en Conseil 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) »⁸**, exprimé en €/MWh : estimation du coût de chaque programme, en considérant l'ensemble du cycle de vie d'un projet de raccordement (investissement initial et coûts en phase d'exploitation) ainsi que le coût de l'Énergie non évacuée (ENE) associée à la défaillance ;
- ▶ **le critère « empreinte environnementale »**, exprimé en ha/GW installé⁹ (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 sur les zones halieutiques (frayères, nourricières...) 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, évalué en se fondant sur l'emprise des travaux des liaisons souterraines et de l'implantation des postes de compensation, de raccordement et de conversion.
- ▶ **le critère « robustesse technique »**, exprimé de manière qualitative : il s'agit d'une évaluation à dire d'expert intégrant les risques liés à chaque technologie, à la maturité technique des équipements et au respect des délais.
 - ▶ **le critère « robustesse sociétale »**, exprimé de manière qualitative : il s'agit d'évaluer l'acceptabilité pressentie de la stratégie au vu des préoccupations exprimées aux différentes étapes de la concertation avec le public. Compte tenu du retour d'expérience sur l'AO4, il tient compte des

⁸ Les coûts du parc éolien en mer (installations éoliennes) ne sont pas intégrés.

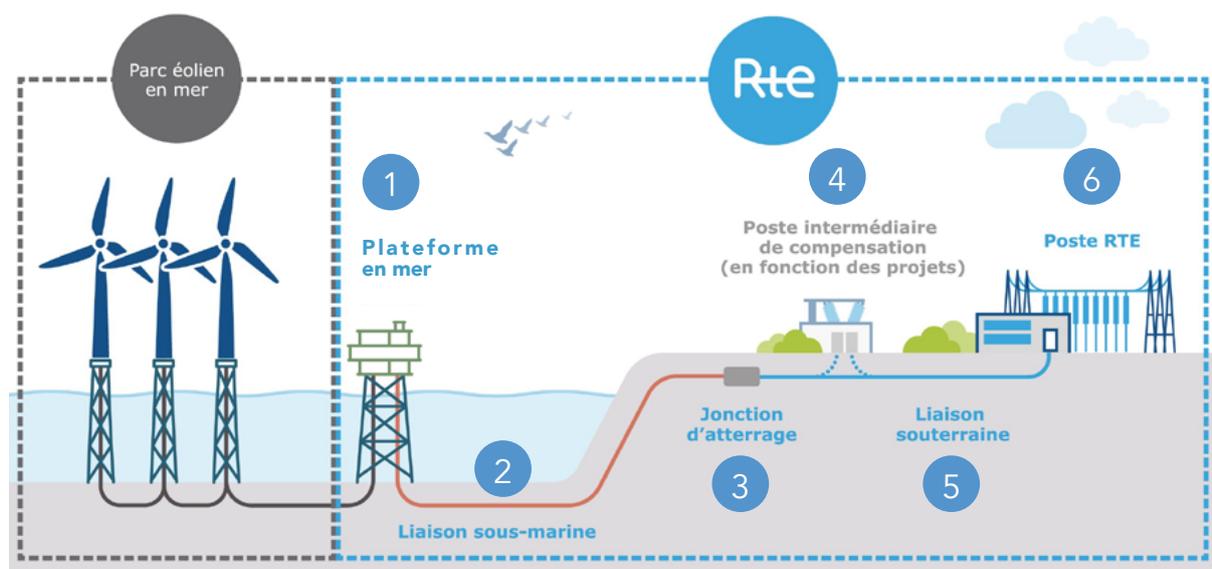
⁹ Dans le rapport de 2020, l'empreinte environnementale était exprimée en hectares. En 2021, il est fait le choix de l'exprimer en hectares par GW de production éolienne installée afin de pouvoir comparer plus directement les programmes entre eux.

contraintes législatives et réglementaires qui s'imposent aux constructions à implanter en bordure de littoral (compatibilité avec les différents régimes de la Loi Littoral). Cela concerne principalement les solutions en courant alternatif, qui comptent le plus grand nombre d'atterrages et impliquent la création de postes de compensation à faible distance de la côte.

Afin de disposer d'un champ de perspectives le plus large possible, les programmes sont analysés avec comme hypothèse un raccordement de l'AO8 vers la zone préférentielle du point de vue du réseau électrique, à savoir le Calvados. Toutefois, la concertation en cours pouvant conduire au choix d'un raccordement vers le Havre, **une analyse des conséquences associées à un raccordement de l'AO8 vers Le Havre est présentée pour chaque programme.**

3.2. CONSISTANCE DE RÉFÉRENCE DES RACCORDEMENTS EN COURANT ALTERNATIF

Compte tenu des technologies disponibles, deux puissances cibles semblent optimisées pour des raccordements en courant alternatif en Normandie : 900 MW ou 1200 MW.



La consistance de référence nécessaire pour raccorder une puissance de 900 MW / 1200 MW en courant alternatif comprend :

- 1** Une plateforme / deux plateformes en mer regroupant notamment les équipements électriques (transformateurs) nécessaires à l'élévation de la tension de 66 kV à 225 kV ;
- 2** Trois / quatre liaisons sous-marines 225 kV reliant les postes en mer à la côte ;
- 3** Trois / quatre jonctions d'atterrage souterraines ;
- 4** Un poste / deux postes de compensation de l'énergie réactive situés le plus près possible de la zone d'atterrage compte tenu d'une distance-type en mer supérieure à 40 km ;
- 5** Trois à quatre / 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.

En courant alternatif, la différence entre un raccordement pour une puissance de 900 MW et un raccordement pour une puissance de 1200 MW réside dans le nombre d'équipements nécessaires. En effet, pris unitairement, les équipements (plateforme en mer, câbles en mer, poste de compensation, câbles à terre) sont identiques pour les deux solutions de raccordement, seul leur nombre varie.

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.

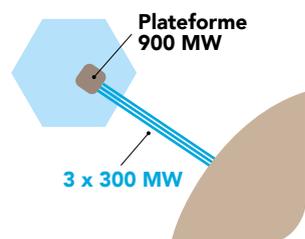
Aujourd'hui, compte tenu des technologies disponibles, RTE est en mesure de garantir une capacité de transit de 300 MW par câble en Normandie¹⁰. Au regard de cette capacité unitaire, il est optimal de proposer une puissance garantie de 900 ou 1200 MW.

Par ailleurs, le choix d'une ou deux plateformes en mer répond à de nombreux critères, dont le poids du topside (partie supérieure et émergée de la plateforme). 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 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.**

Il apparaît donc qu'une capacité garantie de 1 GW n'est pas optimale en technologie alternative. Elle conduit en effet à une consistance du raccordement identique à celle nécessaire pour une puissance garantie de 1200 MW.

LES VARIANTES DE CAPACITÉ UNITAIRE DES CÂBLES

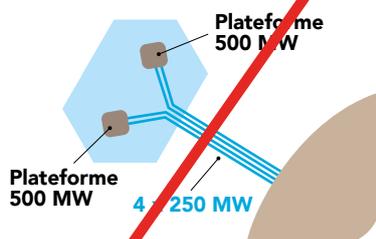
1 x 900 MW



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

► Capacité d'évacuation de 900 MW

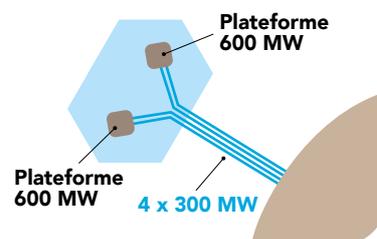
2 x 500 MW



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



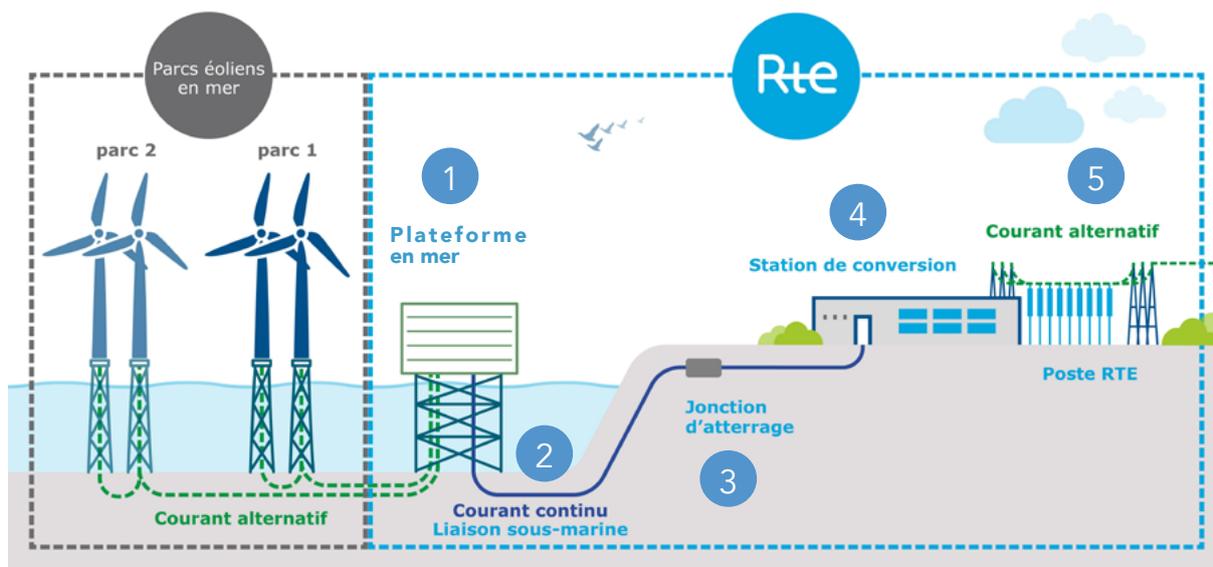
Deux plateformes de 600 MW, chacune raccordée à la terre par 2 câbles sous-marins de 300 MW

► Capacité d'évacuation de 1200 MW

¹⁰ 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 de 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.

3.3. CONSISTANCE DE RÉFÉRENCE DES RACCORDEMENTS EN COURANT CONTINU

Compte tenu des technologies disponibles, deux puissances cibles semblent optimisées pour des raccordements en courant continu en Normandie : 1250 MW ou 2000 MW.



La consistance de référence nécessaire pour raccorder une puissance de 1250 MW / 2000 MW en courant continu comprend :

- 1** Une plateforme unique en mer, regroupant à la fois les équipements électriques nécessaires à l'élévation de la tension de 66 kV vers 320 kV / 525 kV (transformateurs) et de conversion du courant alternatif (issues des turbines) vers le courant continu ;
- 2** Une liaison sous-marine 320 kV / 525 kV puis terrestre en courant continu reliant la station en mer à la côte¹¹ ;
- 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.

En courant continu, la différence entre un raccordement pour une puissance de 1250 MW et un raccordement pour une puissance de 2000 MW réside dans le niveau de tension des équipements nécessaires. En effet, le nombre d'équipements (plateforme en mer, câbles en mer, câbles à terre, station de conversion à terre) est identique pour les deux solutions de raccordement. Leur niveau de tension varie (320 kV ou 525 kV), ainsi que la taille des stations de conversion en mer et à terre (taille plus importante pour le 525 kV).

La technologie en courant continu basée sur un niveau de tension 525 kV est celle présentée par le projet européen PROMOTioN comme le « futur standard pour les raccordements en mer de grande puissance » et d'ores et déjà 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.

11 En mer, pour le niveau de tension 525 kV, les câbles composant la liaison pourraient être posés en 2 tracés ?

3.4. LEVIERS D'OPTIMISATION DU RACCORDEMENT

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

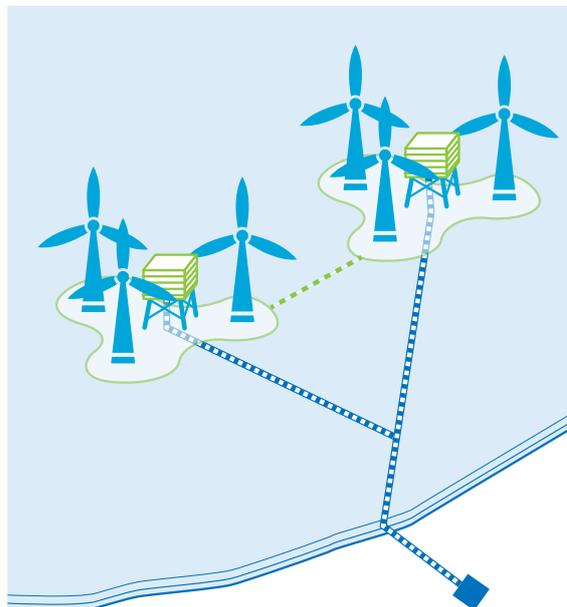
En courant alternatif comme en courant continu, deux variantes sont possibles :

- ▶ courant alternatif :
 - 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 environ 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 environ 1200 MW.
- ▶ courant continu :
 - installer des équipements 320 kV. La capacité garantie du raccordement s'établit alors à 1250 MW ;
 - installer des équipements 525 kV. La capacité garantie du raccordement s'établit alors à 2000 MW.

3.4.2. Deuxième levier d'optimisation : mutualiser le raccordement par un lien inter-poste

Le bouclage en 225 kV (courant alternatif), 320 kV ou 525 kV (courant continu) 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 sur l'un des raccordements.

PRINCIPE DE RACCORDEMENT AVEC UN LIEN INTER-POSTE



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 est économiquement justifié pour une distance maximale inter-poste d'environ 5 km en courant alternatif et jusqu'à plus de 10 km en courant continu. Il est mis en œuvre pour toutes les options de raccordement d'une capacité de 1,2 GW en courant alternatif décrites dans le document.

3.4.3. Troisième levier d'optimisation : 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'envisager une puissance du parc plus importante que celle du raccordement. En effet, un parc de production renouvelable en mer n'atteint pas à chaque instant la puissance maximale pour laquelle il est conçu (moindres conditions de vent, maintenance des éoliennes). Une optimisation intéressante consiste donc à autoriser une puissance éolienne légèrement

supérieure à celle du raccordement, le productible éolien pouvant être évacué la plupart du temps. Seules quelques périodes de l'année pourraient conduire à ce que le productible excède la capacité d'export du raccordement et donc à effacer la production pendant quelques heures. Cette mesure peut 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 des 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.

3.5. COMPARAISON COURANT ALTERNATIF ET COURANT CONTINU

Sur le plan de la robustesse, si la technologie en courant alternatif est déjà éprouvée en mer, elle implique une gestion complexe de l'énergie réactive et des harmoniques qui augmente avec la longueur du raccordement. Elle présente en outre des risques sociétaux et environnementaux associés à la multiplication des infrastructures nécessaires, avec notamment un nombre plus important de liaisons à terre comme en mer et donc un nombre plus important de jonctions d'atterrage, et la nécessité de créer un ou deux postes de compensation, à implanter le plus près possible de l'atterrage pour les raccordements de grande longueur. Ce dernier point est particulièrement sensible et se heurte aux exigences réglementaires de la Loi Littoral, qui vise à limiter l'urbanisation à proximité du littoral.

Un seul projet en courant alternatif avec une distance de raccordement excédant 100 km a déjà été mis en service, le projet Hornsea 1 au Royaume-Uni (130 km), qui présente la particularité de comprendre une plateforme de compensation intermédiaire en mer. Deux autres exemples de raccordements de parcs éoliens en mer atteignent 90 km, mais avec des niveaux de puissance inférieurs (respectivement 600 et 735 MW).

Le déploiement de la technologie en courant continu est plus récent. Cette technologie présente l'avantage de nécessiter moins de câbles et aucun poste à proximité immédiate de l'atterrage. Neuf projets raccordés avec un niveau de tension de +/- 320 kV sont en exploitation, et plusieurs 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 encore être vérifiées. En outre, à ce niveau de tension, si les stations de conversion sont disponibles, les câbles sous-marins en isolation synthétique doivent encore être qualifiés prochainement.

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.

Sur le plan économique, le courant continu reste plus cher pour un volume autour de 1,2 GW. Dès lors que la distance totale de raccordement à terre et en mer 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 2 GW 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, afin de ne pas générer de coûts échoués.

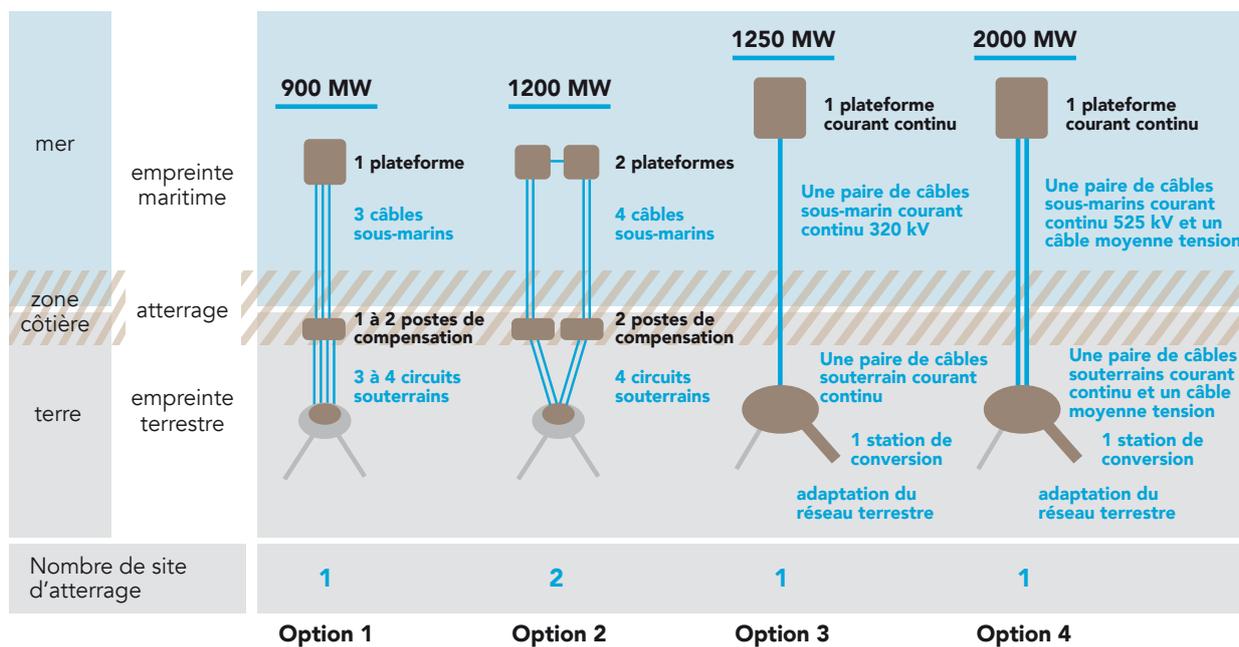
Sur le plan environnemental, les solutions en courant continu minimisent les impacts environnementaux marins et les emprises sur l'espace maritime et à l'atterrage du fait de l'effet du gain sur le nombre de câbles et la mutualisation de la plateforme pour le 2 GW. Si l'ajout de stations de conversion dans la consistance cible du raccordement accentue l'emprise spatiale terrestre, il permet de faire l'économie des postes de compensation intermédiaires, souvent situés à proximité du littoral donc en zone environnementale sensible et contrainte réglementairement.

3.6. LES CONSISTANCES OPTIMISÉES ANALYSÉES

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

- ▶ option 1 : solution en courant alternatif avec une capacité de 900 MW ;
- ▶ option 2 : solution en courant alternatif avec une capacité de 1200 MW ;
- ▶ option 3 : solution en courant continu avec une capacité de 1250 MW ;
- ▶ option 4 : solution en courant continu avec une capacité d'environ 2000 MW¹².

STRUCTURES DE RACCORDEMENT ANALYSÉES



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

3.7. 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 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.

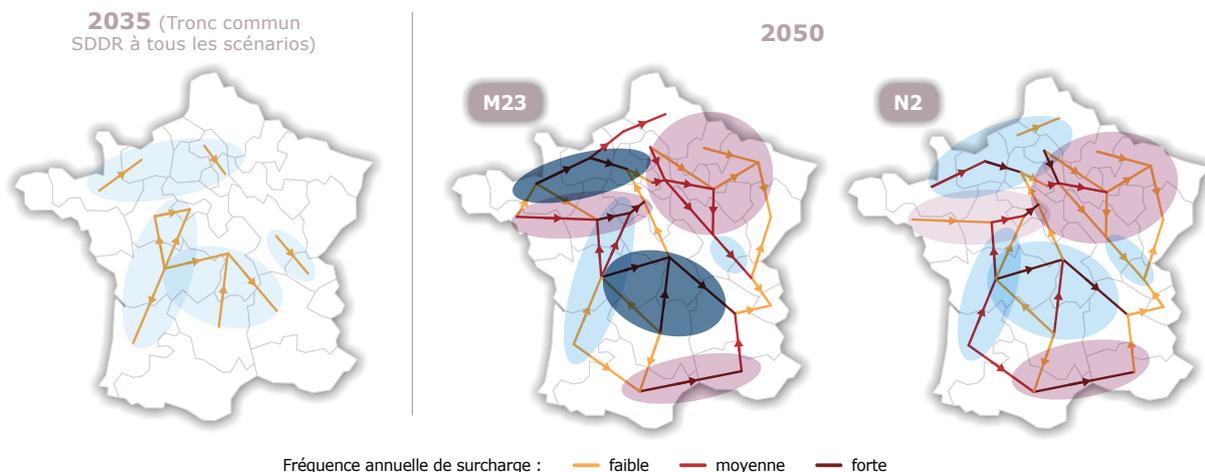
Sur le nord du littoral normand (Seine-Maritime et sur le nord du littoral Manche Est - mer du Nord), des congestions sur le réseau pourraient apparaître en cas d'arrivée d'installations de production d'électricité dans la région de Dieppe.

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.

Compte tenu des évolutions à prévoir dans le mix énergétique, le développement des productions décarbonées à terre et en mer ainsi que le renforcement des interconnexions à prévoir à horizon 2050, des contraintes apparaîtront sur le réseau terrestre à horizon 2050. Elles seront à préciser lors d'études ultérieures et sont globalement homogènes pour les trois zones de raccordement envisagées.

ÉVOLUTION

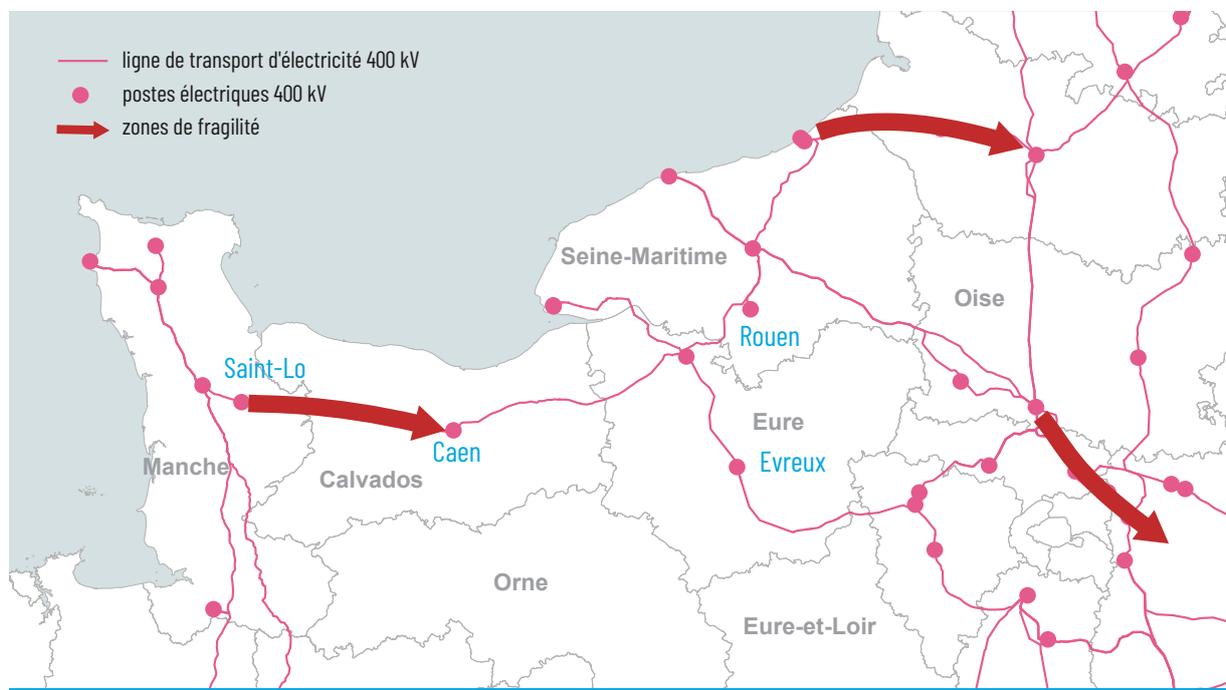
Évolution des zones de fragilité du SDDR dans les scénarios M23 et N2



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. Pour un volume de 2 GW, l'impact sur les congestions est plus significatif et renforce le besoin d'adaptation du réseau à très haute tension annoncé dans le SDDR et à réaliser, en tout état de cause, d'ici 2035. C'est pourquoi, pour raccorder le parc d'une puissance jusqu'à

1,5 GW actuellement en concertation dans la zone « Centre Manche » (AO8), une nouvelle option de raccordement vers le Calvados est privilégiée. Elle permet d'éviter d'avoir recours à des renforcements importants du terrestre dans le Cotentin sans occulter les capacités d'accueil du territoire havrais.

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



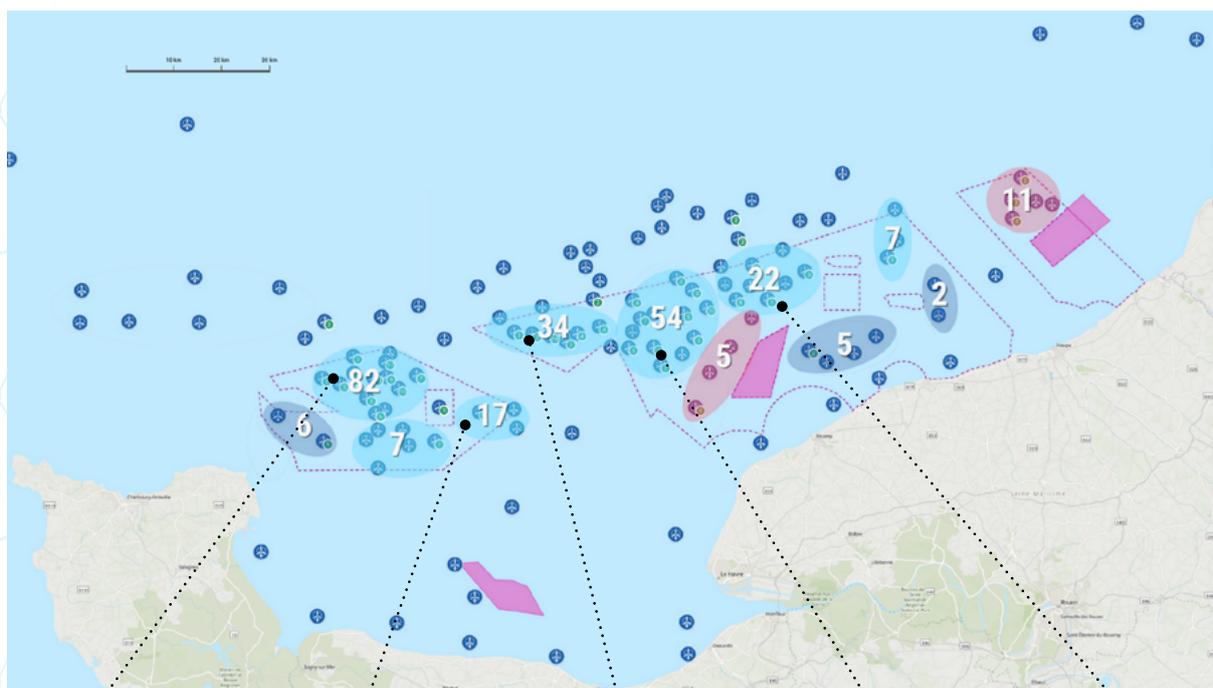
4. Stratégies de raccordement des zones de moindre impact

Le débat public normand de 2019-2020, 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

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, dite zone « Centre Manche », et prévue pour accueillir deux parcs pour une production jusqu'à 2,5 GW (AO4 et AO8), avec deux raccordements de chacun 1,25 GW en courant continu vers le Cotentin et le Calvados (zone préférentielle) ou la Seine-Maritime, avec une concertation en cours sur l'AO8.

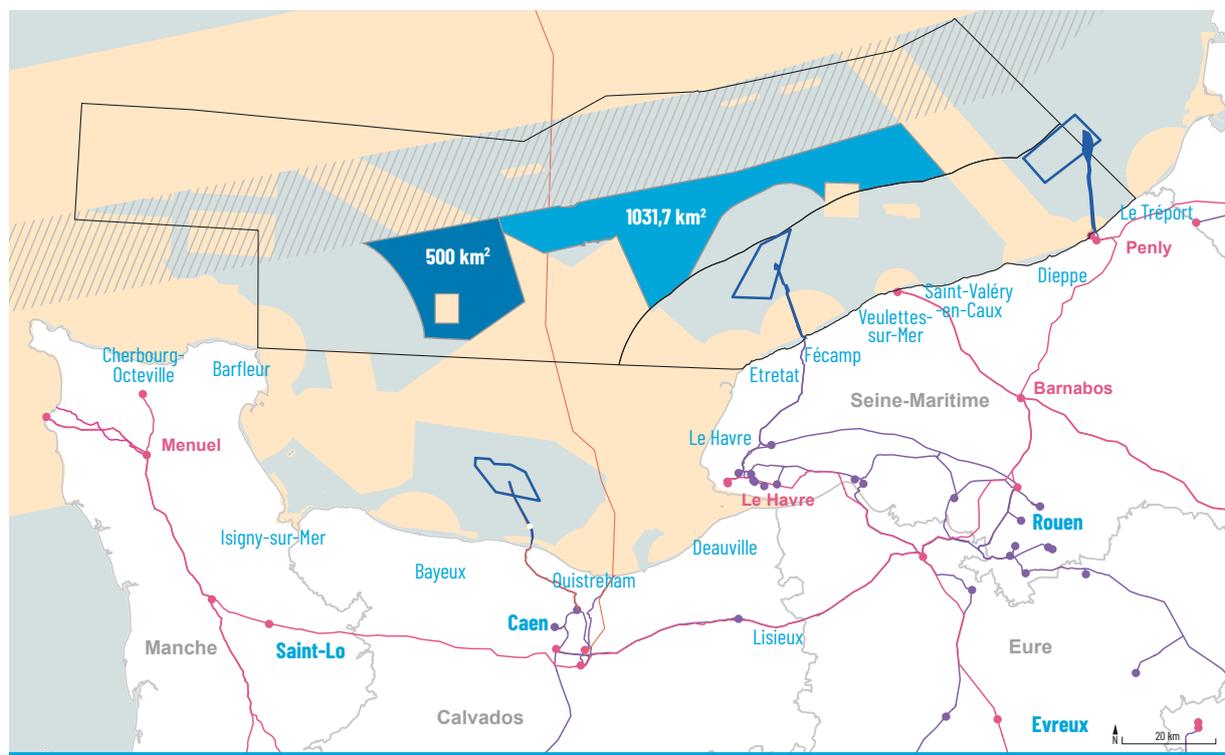
La seconde zone complémentaire de moindre impact au large de la Seine-Maritime, dite zone « Seine-Maritime », mesure un peu plus de 1 000 km², ouvre trois possibilités de raccordement terrestre, soit dans la zone du Havre,

pour une distance totale d'environ 75 km, soit dans la zone du poste électrique de Barnabos pour une distance totale d'environ 95 km, soit dans la zone du poste électrique de Penly pour une distance totale d'environ 55 km.

Seules les zones de raccordement du Havre et de Barnabos ont été débattues pendant le débat public de l'AO4 en 2020.

La zone complémentaire de Penly est proposée par RTE car elle offre des possibilités de raccordement de moindre impact terrestre et que le poste de Penly est situé à proximité immédiate du littoral, tout en étant situé à une distance équivalente de la zone « Seine-Maritime » et des points de raccordement de Barnabos ou du Havre pour la zone « Seine-Maritime ouest ».

ZONES DE MOINDRE IMPACT RETENUES PAR L'ÉTAT

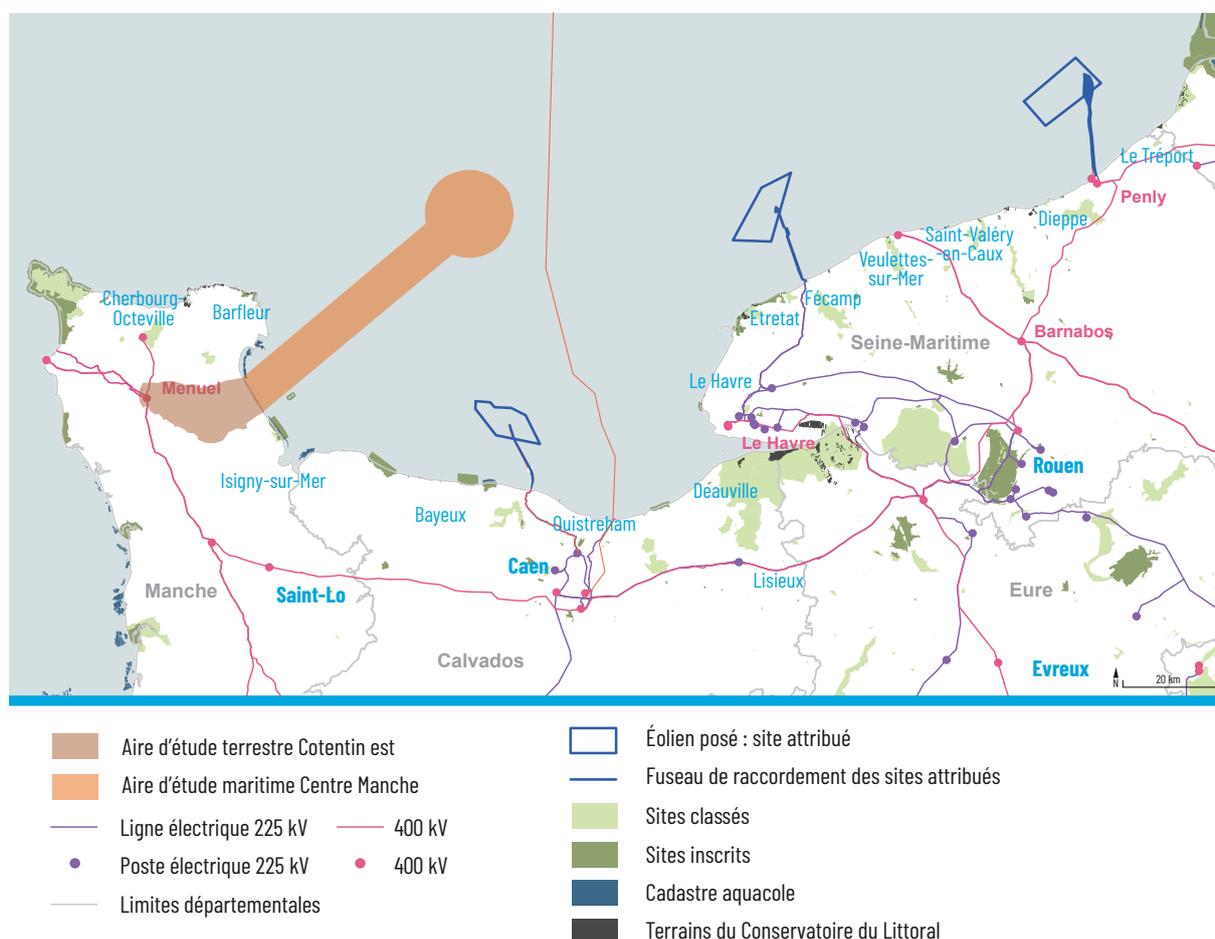


- | | | | | | |
|---|---|---|---------------------------|---|-------------------------|
|  | Macro-zone soumise au débat public de 2020 |  | Ligne électrique 225 kV |  | 400 kV |
|  | Zone préférentielle retenue par l'État, dite "Centre Manche" |  | Poste électrique 225 kV |  | 400 kV |
|  | Zone de moindre impact complémentaire retenue par l'État, dite "Seine-Maritime" |  | 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 EST

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.

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 500 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 profondeur. 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.

On compte 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 technicoéconomiques

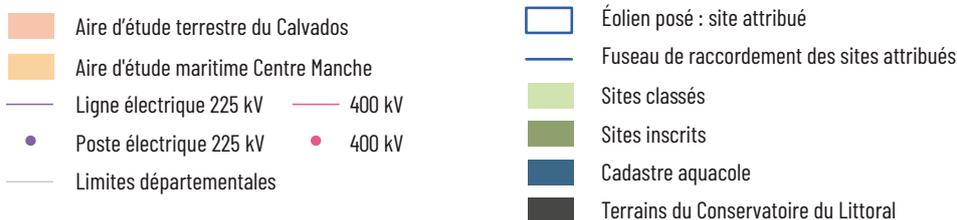
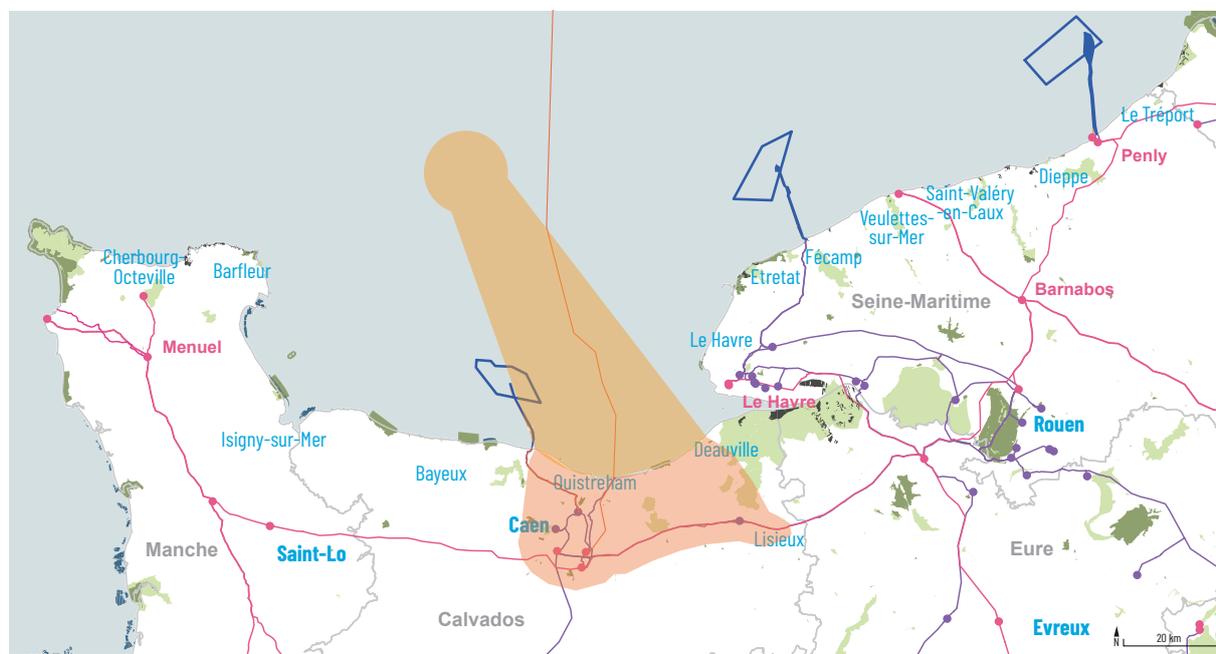
En mer, le tracé des liaisons sous-marines traversera des zones de forts courants, relativement rocheuses (rendant incertain l'ensouillage des câbles sur l'intégralité du tracé), ainsi que des paléo-vallées, qui devront être évitées pour le poste en mer.

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 Manuel, 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 Manuel.

4.3. ZONE DE RACCORDEMENT CENTRE MANCHE / CALVADOS¹³

AIRE D'ÉTUDE



4.3.1. Zone d'implantation du raccordement

La limite nord de l'aire d'étude terrestre débute sur le littoral au niveau de la limite communale entre Bernières-sur-Mer (commune d'atterrissage du raccordement du parc éolien en mer du Calvados) et Saint-Aubin-sur-Mer. Elle englobe toutes les communes de la Côte de Nacre et de la Côte Fleurie jusqu'à Deauville.

À l'est, l'aire d'étude suit le fleuve côtier de la Touques entre Deauville et le secteur de Coquainvilliers, où le réseau RTE est relativement dense.

Au sud, la limite de l'aire suit le tracé de la ligne aérienne existante Tourbe-Rougemontiers jusqu'à Caen puis remonte jusqu'à Saint-Aubin-sur-Mer.

Le territoire terrestre se compose de cinq unités paysagères :

- ▶ Un paysage entre terre et mer, pour les communes littorales
- ▶ Un paysage de campagne découverte, à l'ouest de l'aire d'étude
- ▶ Un espace périurbain principalement autour de l'agglomération de Caen
- ▶ Un espace de marais, aux abords et le long de la Touques
- ▶ Un paysage montueux et escarpé

¹³ 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/>

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

Plages du Débarquement : Le littoral de la zone d'étude présente un caractère historique particulier en regroupant deux des cinq plages du Débarquement des Alliés en 1944 (Juno et Sword Beach). La région Normandie porte depuis 2008 le projet d'inscrire les paysages du débarquement sur la liste du patrimoine mondial de l'Unesco.

Paysage et relief : La zone d'étude présente deux unités paysagères : d'une part la plaine de Caen, vaste plateau légèrement vallonné et, d'autre part, le pays d'Auge, composé de paysages montueux et escarpés. Sur la Côte de Nacre (portion de littoral entre Courseulles-sur-Mer et Luc-sur-Mer), les falaises calcaires renferment des fossiles remarquables (éponges, coquillages, oursins) qui ont justifié l'inscription des falaises du Cap Romain (Saint-Aubin-sur-Mer) en réserve naturelle géologique. Entre Villers-sur-Mer et Houlgate (Côte Fleurie), les falaises argileuses des Vaches Noires de cent mètres de haut forment une des curiosités géologiques de la région (site classé).

Hydrographie et zone humide : La zone d'étude est marquée par la présence de trois estuaires majeurs (fleuves supérieurs à 105 km) : la Dives, la Touques et l'Orne. Ces estuaires sont des milieux relativement dynamiques au niveau sédimentaire. L'estuaire de l'Orne est le plus grand et le plus diversifié. Aucun site Ramsar n'est identifié dans la zone, néanmoins la cartographie des zones humides réalisée par la DREAL met en évidence la présence de ces zones humides. La plupart se situent le long des axes majeurs du réseau hydrographique : marais de la Dives, Vallée de la Touques (qui fait l'objet d'un APB)... 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.

Zones naturelles protégées à terre et en mer : La zone d'étude comporte trois zones Natura 2000 : Baie de Seine orientale au titre

de la directive Habitats, faune, flore et Littoral Augeron et estuaire de l'Orne au titre de la directive oiseaux. Sur terre, la zone est constellée de ZNIEFF de type 1 et 2 principalement autour des marais de la Dives et de la vallée de la Touques, par ailleurs concernée par un arrêté de protection biotope. Le Conservatoire du Littoral gère notamment les terrains de trois sites : les falaises des Vaches Noires, les marais de Villers – Blonville et l'estuaire de l'Orne.

Risques naturels : Le risque naturel le plus important au sein de l'aire d'étude est celui d'inondation par débordement des cours d'eau, ruissellement, remontée de nappe ou submersion marine. L'aire présente en effet un linéaire important de côtes basses dont le niveau se situe sous celui des pleines mers actuelles. La partie orientale de l'aire d'étude est caractérisée par un risque de mouvement de terrain lié aux effondrements de marnières et par un phénomène de retrait et de gonflement des sols argileux pouvant occasionner des dégâts aux bâtiments.

Trafic routier : L'aire d'étude est traversée par des axes majeurs comme l'autoroute A13 reliant Paris à Caen ou le boulevard périphérique de Caen (RN814). Elle est aussi maillée par un réseau dense de 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 ou le long des routes (mise en place de déviations, circulation alternée, etc.).

Agriculture : La Normandie, avec 70 % de sa surface occupée par l'agriculture, est la région française ayant la part du territoire dédiée à l'agriculture la plus importante. Le Calvados est occupé à 85 % par des terrains agricoles et à 8 % par des forêts et des milieux semi-naturels. Les principales filières sont le lait, la viande bovine et les céréales. Plusieurs aires géographiques de labels qualités sont présentes : AOP Camembert de Normandie, AOP Livarot, AOP Pont-l'Évêque, IGP Volailles de Normandie,

AOP Cidre Pays d’Auge, AOC Pommeau de Normandie, AOC Calvados, AOC Calvados Pays d’Auge. Une phase de concertation avec les acteurs du monde agricole permet de limiter les effets de la construction d’une liaison souterraine et d’un poste électrique. Des mesures de réduction des effets sont envisageables, comme le tri des terres, et la remise en état après travaux notamment.

L’aire d’étude terrestre est constellée de captages d’alimentation en eau potable qui se situent principalement à l’ouest de l’Orne, à l’est de Caen et pour finir entre la commune littorale de Dives et le secteur de Coquainvilliers. Chacun des forages semble disposer d’un périmètre de protection immédiate (toute activité interdite), rapprochée (activité susceptible de provoquer une pollution interdite ou soumise à prescription) et éloignée dans le but de préserver la ressource en eau.

4.3.3. Principaux enjeux technicoéconomiques

L’aire d’étude comprend le parc éolien en mer du Calvados, un parc de 450 MW en cours de construction, qui devrait être mis en service en 2024, ainsi que la nouvelle interconnexion électrique entre la France et l’Angleterre d’1 GW, dite IFA2, mise en service en janvier 2021. Ainsi, le territoire pourrait mettre en place des co-activités pour la maintenance de ces différents ouvrages électriques en mer. En mer, il traverse une zone de pêche côtière. A l’atterrage, plusieurs plages existent avec des zones artificialisées permettant l’accueil d’une jonction d’atterrage.

4.4. 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 Rougemontiers) et 225 kV du secteur, lieu de raccordement possible au réseau de transport d’électricité¹⁴.

4.4.1. 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 :

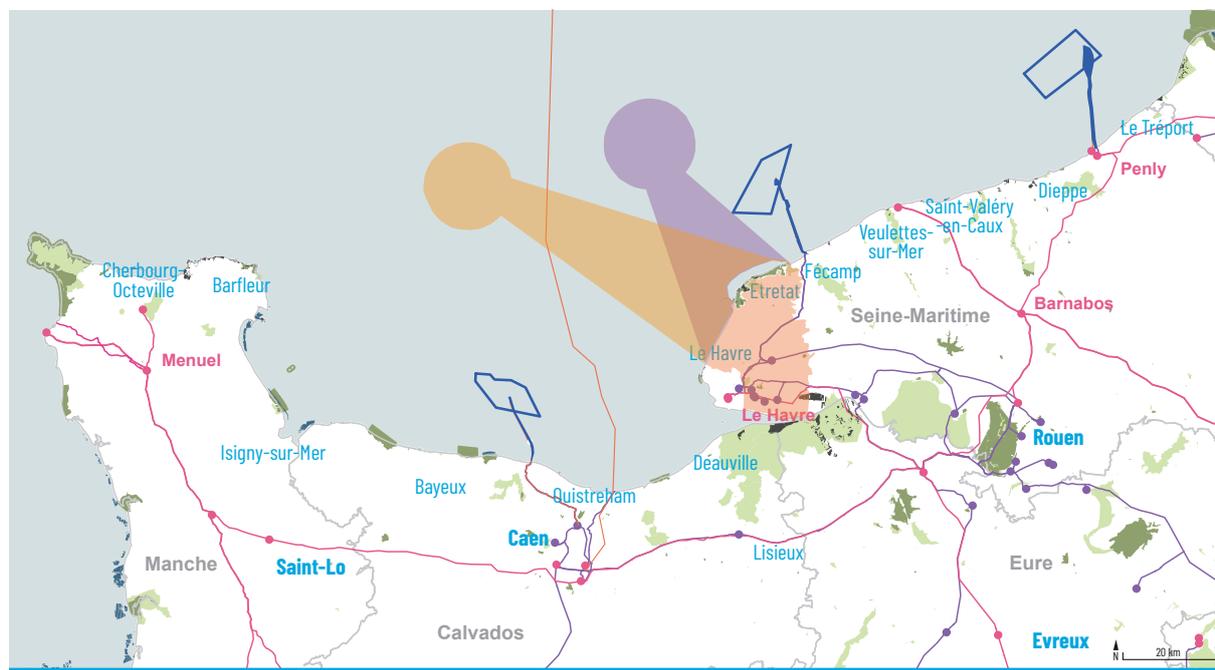
- ▶ le Caux maritime, qui représente un territoire d’une dizaine de kilomètres de profondeur le long de la côte, est constitué de plateaux en pente douce vers la mer, qui apparaissent de plus en plus distinctement quand on se rapproche du trait de côte ;

- ▶ 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.

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

¹⁴ 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.

AIRE D'ÉTUDE



- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | 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 |  | Sites classés |
|  | Ligne électrique 225 kV |  | Sites inscrits |
|  | Poste électrique 225 kV |  | Cadastre aquacole |
|  | Ligne électrique 400 kV |  | Terrains du Conservatoire du Littoral |
|  | Limites départementales | | |

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 Rougemontiers 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 vailleuse 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'au à la zone propice de 300 km² identifiée, celle-ci étant totalement incluse dans l'aire d'étude.

4.4.2. 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.

4.4.3. Principaux enjeux technicoéconomiques

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.

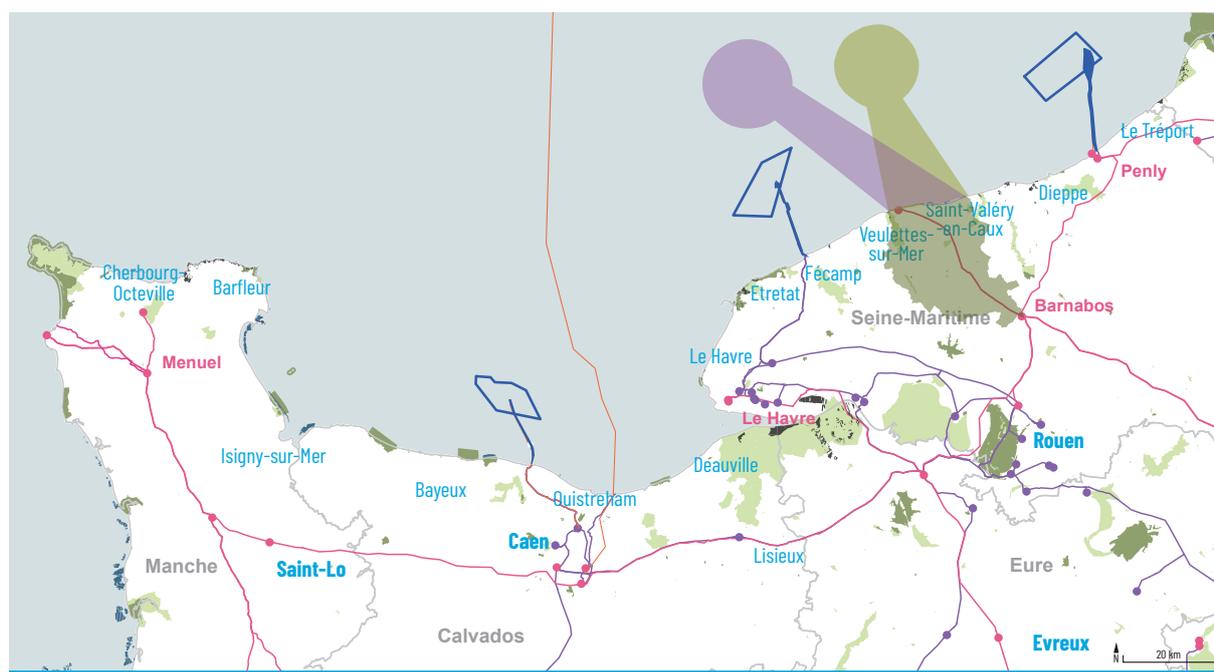
Ces deux points devront être reliés par une ou plusieurs liaisons souterraines, soit directement via la « trouée » dans la falaise créée pour les canalisations d'hydrocarbures, soit sous la chaussée de la route d'accès au terminal pétrolier.

Cette zone accueille le parc éolien en mer de Fécamp : parc de 500 MW en cours de construction, qui devrait être mis en service en 2023. Ainsi, le territoire pourrait mettre en place des co-activités pour la maintenance de ces différents ouvrages électriques en mer.

4.5. 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 Veulettes-sur-Mer (site d'atterrage) jusqu'au poste électrique de Barnabos. Ce dernier est situé à cheval sur les communes de Bertrimont et de Gueutteville, à une vingtaine de kilomètres au nord de Rouen.

AIRE D'ÉTUDE



- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | Aire d'étude terrestre de Barnabos |  | Éolien posé : site attribué |
|  | Aire d'étude maritime Seine-Maritime ouest |  | Fuseau de raccordement des sites attribués |
|  | Aire d'étude maritime Seine-Maritime est |  | Sites classés |
|  | Ligne électrique 225 kV |  | Sites inscrits |
|  | 400 kV |  | Cadastre aquacole |
|  | Poste électrique 225 kV |  | Terrains du Conservatoire du Littoral |
|  | 400 kV | | |
|  | Limites départementales | | |

4.5.1. Implantation de la zone de raccordement

Au niveau du littoral, l'aire d'étude a été réduite pour retenir des sites d'atterrissage techniquement réalisables qui offrent un espace suffisant, évitent les zones naturelles et réduisent la distance de raccordement en mer. Un atterrissage plus à l'est vers Pourville-sur-Mer 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 Veulettes-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 voit le 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.

4.5.2. 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'emblématique 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...).

4.5.3. Principaux enjeux technicoéconomiques

Les enjeux sont similaires à ceux de l'aire d'étude Seine-Maritime ouest. À l'atterrage, les opportunités sont très limitées en raison de la topographie particulière du littoral (falaises entrecoupées de valleuses 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 de l'AO4, 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 ont soulevé l'importance d'une planification afin :

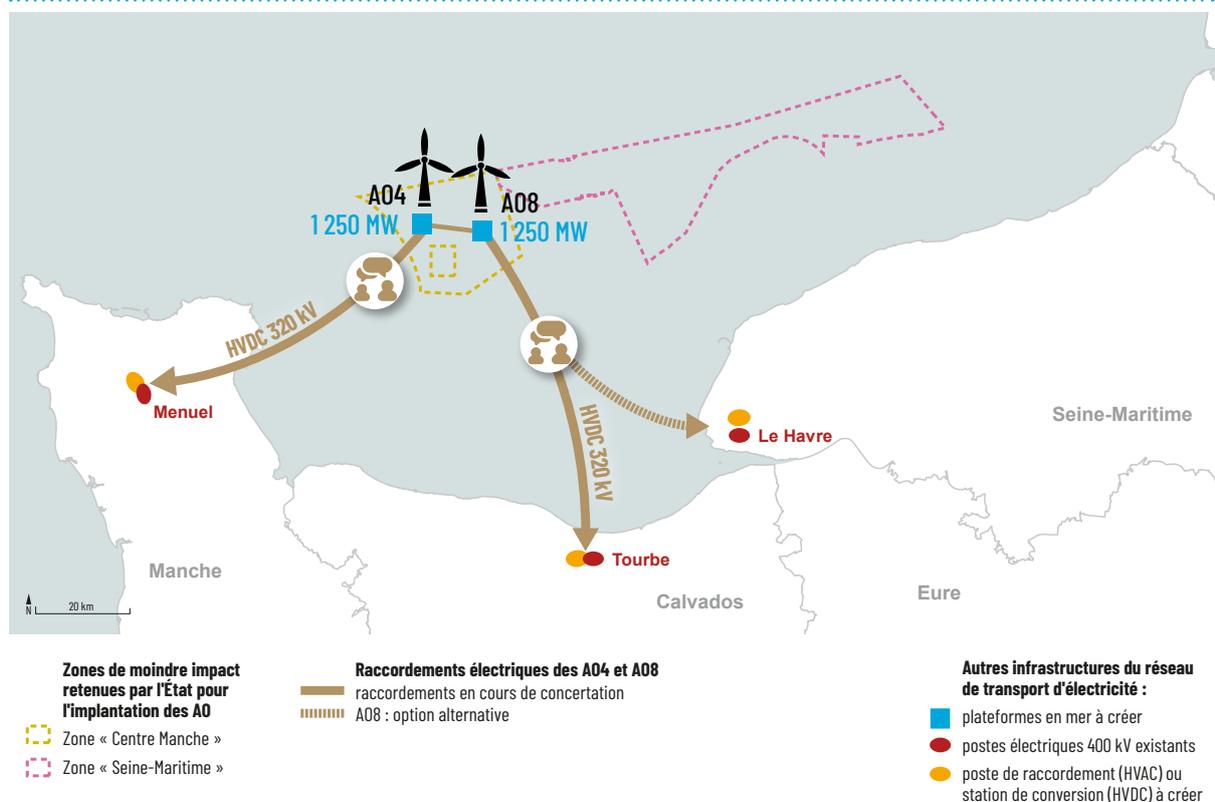
- ▶ de donner de la visibilité aux citoyens ;
- ▶ d'améliorer les connaissances du milieu marin ;
- ▶ d'offrir à l'industrie et au monde de la recherche de la visibilité sur le pipeline de projets et l'opportunité d'avoir une vision stratégique du développement de leurs activités.

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. De plus, les premières études montrent qu'il est complexe d'identifier du foncier pour l'implantation des postes de compensation, qui doivent se situer à proximité de l'atterrage, compte tenu des contraintes de la Loi Littoral.

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 infaisable 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.

OPTIONS DE RACCORDEMENT DES AO4 ET AO8



Dans la zone préférentielle retenue par l'État à l'issue du débat public sur l'AO4, dite « Centre-Manche », l'État prévoit de développer des projets d'énergies marines renouvelables pour une puissance maximale cumulée de 2,5 GW (AO4 et AO8), raccordés au réseau de transport d'électricité par deux raccordements en courant continu d'une puissance unitaire de 1 250 MW, un vers le Cotentin et l'autre préférentiellement vers le Calvados¹⁵.

Dans ce contexte et sans préjudice des décisions ultérieures de l'État sur les implantations des futurs parcs, RTE a réalisé une évaluation préliminaire du raccordement de futurs parcs éoliens dans la zone de moindre impact complémentaire, dite « Seine-Maritime » permettant de développer un volume cible sur l'ensemble de la façade normande jusqu'à 6 GW à l'horizon 2035.

Ce volume se situe probablement en-deçà de ce qui serait nécessaire pour atteindre l'ambition de neutralité carbone en 2050. En effet, si l'on se réfère à l'étude « Futurs énergétiques 2050 » publiée par RTE en octobre 2021, le volume total d'éolien en mer à développer d'ici 2050 pour atteindre la neutralité carbone se situe entre 22 et 62 GW pour l'ensemble du territoire métropolitain. La façade normande, compte tenu de ces caractéristiques de vent et de bathymétrie, représente un gisement incontournable pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs. Toutefois, en attendant les contributions par façade, qui seront fixées par la prochaine PPE en 2024, le volume de 6 GW retenu pour la présente étude 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.

¹⁵ La concertation en cours sur l'AO8 étudie la meilleure solution de raccordement entre le Calvados et la Seine-Maritime. Il est fait le choix dans le présent document de retenir de manière préférentielle un raccordement vers la zone Calvados, afin de maintenir les capacités de raccordement de la Seine-Maritime pour les futurs appels d'offres dans la zone complémentaire retenue par l'État à l'issue du débat public de l'AO4, zone dite « Seine-Maritime ».

L'évaluation proposée consiste à étudier le bilan technique, économique, environnemental et sociétal de différents programmes de raccordement permettant d'attribuer un volume-cible d'environ 3,5 GW sur la zone « Seine Maritime » vers deux à trois points de raccordement au réseau de transport d'électricité en Seine-Maritime : Le Havre, Barnabos et Penly.

Les fondamentaux des programmes

Les fondamentaux des différents programmes étudiés dans le cadre de cette étude sont les suivants :

- ▶ une optimisation de l'utilisation de l'espace maritime permettant de valoriser à terme un potentiel de production d'au moins 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » et de totaliser ainsi un programme d'au moins 6 GW pour l'ensemble de la façade normande (zone « Centre Manche » incluse) ;
- ▶ une hypothèse de raccordement du parc de l'AO8 vers la zone préférentielle du Calvados. Du point de vue du réseau électrique, ce choix se révèle plus favorable qu'un raccordement vers la Seine Maritime pour deux raisons :
 - il présente un meilleur optimum technico-économique puisqu'il permet en principe d'éviter, contrairement à un raccordement vers la Seine Maritime, la création d'un poste électrique 400 kV avec les incidences inhérentes en termes de coûts et de potentiels impacts environnementaux ;
 - il permet d'atténuer les contraintes sur le réseau terrestre et en particulier sur l'axe Manche-Normandie-Paris identifié comme une zone de fragilité.

Toutefois, la concertation à venir pouvant conduire au choix d'un raccordement vers la Seine-Maritime (zone du Havre), une analyse des conséquences associées est présentée pour chaque programme étudié ;

- ▶ des hypothèses prudentes sur l'accessibilité des zones d'atterrissage et les possibilités d'implantation de postes électriques

de compensation à proximité du littoral et l'ajout, lorsque cela est nécessaire pour arriver à planifier un volume global de 3,5 GW au sein de la zone maritime « Seine Maritime », d'une zone de raccordement terrestre complémentaire autour de Penly. Cette zone n'ayant pas été proposée initialement au débat public, son éventuelle exploitation demandera des investigations et des concertations complémentaires et tout programme incluant un raccordement à Penly comporte plus d'incertitudes que les autres ;

- ▶ une combinaison de solutions de raccordement optimisées (0,9 ou 1,2 GW en courant alternatif et 1,25 ou 2,0 GW en courant continu) mises en œuvre selon deux logiques :
 - industrialisation : les cinq programmes de cette famille font appel à une unique structure de raccordement pour l'ensemble des futurs parcs de la zone « Seine Maritime » permettant d'optimiser les délais des raccordements par des stratégies industrielles répétées et de contenir les coûts par des économies d'échelle et des effets de standardisation ;
 - panachage : les quatre programmes de cette famille font appel à des solutions de raccordement de technologies différentes en fonction des zones de raccordement terrestre étudiées ;
- ▶ une évaluation économique, environnementale, sociétale et technique globale de chaque programme.

Hypothèses sur le raccordement de l'AO8

La concertation en cours pour l'AO8 porte sur un projet éolien en mer d'une capacité pouvant aller jusqu'à environ 1,5 GW situé au sein de la zone de moindre impact « Centre Manche » identifiée dans la décision de la ministre de la Transition écologique du 4 décembre 2020 et publiée au Journal Officiel, ainsi que sur son raccordement en courant continu partiellement mutualisé avec celui du parc éolien objet du débat public mené en 2019-2020.

La concertation sur ce projet au sein de la zone « Centre Manche » a notamment pour objectif de permettre aux acteurs du territoire de se prononcer sur les options de localisation du raccordement, soit dans le Calvados (solution privilégiée), soit en Seine-Maritime.

Plusieurs raisons conduisent à privilégier la solution de raccordement vers le Calvados :

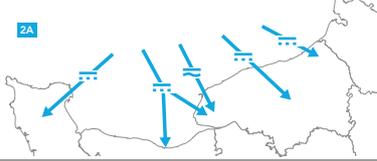
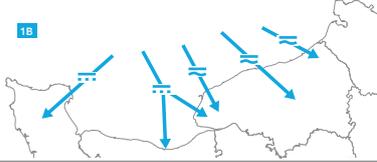
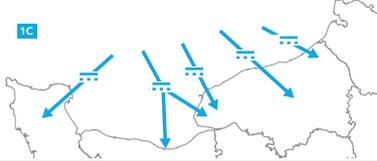
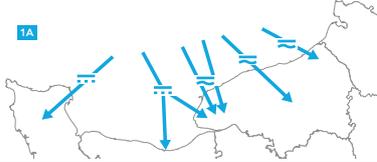
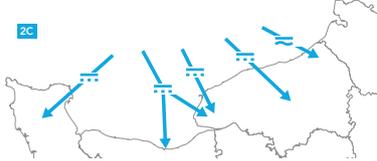
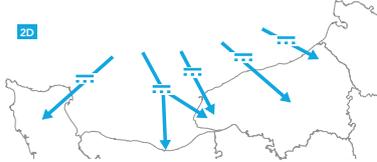
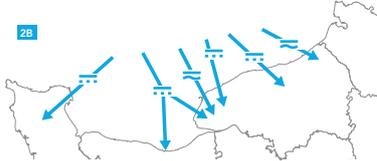
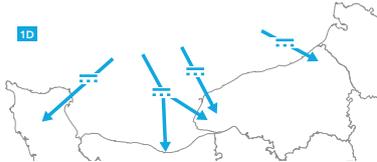
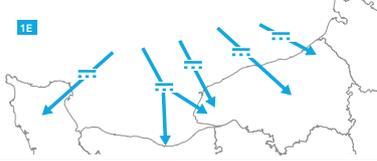
- ▶ le raccordement vers le Calvados présenterait un meilleur optimum technico-économique. Bien que les longueurs de liaisons sous-marines et souterraines soient du même ordre de grandeur pour un raccordement vers le Calvados ou vers la Seine-Maritime, un raccordement en Seine-Maritime nécessiterait la création d'un nouveau poste électrique 400 kV, ce qui représenterait des travaux et potentiellement des impacts plus importants. Le coût de raccordement pour ce parc serait de ce fait plus élevé s'il était construit vers la Seine-Maritime que s'il était construit vers le Calvados ;
- ▶ un raccordement vers le Calvados permettrait d'atténuer les contraintes sur l'axe électrique Manche-Normandie-Paris, identifié comme quatrième zone de fragilité nationale à moyen terme dans le SDDR ;
- ▶ le raccordement vers le Calvados répondrait aux enjeux d'une planification optimale du développement de l'éolien en mer sur la façade normande compte tenu de l'identification par l'État, dans son rapport de maître d'ouvrage, d'une zone de 1032 km² au large de la Seine-Maritime qui pourrait ultérieurement être considérée pour des projets éoliens en mer, qui devraient alors être raccordés en Seine-Maritime. Compte tenu de la rareté des zones propices à l'atterrage des câbles sous-marins en Seine-Maritime, il semblerait critique de conserver ces emplacements pour ne pas obérer l'avenir.

Si toutefois la solution d'un raccordement vers la Seine-Maritime était retenue à l'issue de la concertation avec un raccordement en courant continu d'une capacité de 1,25 GW au niveau du Havre, les conséquences pour les perspectives de développement de l'éolien en mer au large de la Seine-Maritime seraient une moindre disponibilité des raccordements au Havre, limitant d'autant les capacités de raccordement.

Deux facteurs limitants sont à prendre en compte :

- ▶ limitation des capacités du raccordement, c'est-à-dire la faisabilité d'implanter un second raccordement au Havre compte tenu des caractéristiques de l'atterrage, de la disponibilité du foncier et du raccordement au réseau de transport d'électricité ;
- ▶ limitation des capacités du réseau amont à évacuer l'ensemble de la production raccordée. Aujourd'hui, la capacité maximale pouvant être raccordée au Havre est estimée autour de 2 à 3 GW.

Afin de disposer d'un champ de perspectives le plus large possible, les programmes sont analysés avec comme hypothèse un raccordement de l'AO8 vers la zone préférentielle du point de vue du réseau électrique, à savoir le Calvados. Toutefois, la concertation en cours pouvant conduire au choix d'un raccordement vers le Havre, **une analyse des conséquences associées à un raccordement de l'AO8 vers le Havre est présentée pour chaque programme.**

Programme		Volume de GW raccordés		
		Dans la zone du débat public	En dehors de la zone du débat public	
2A	Panachage avec un raccordement en courant alternatif 900 MW et un raccordement en courant continu 2 000 MW (programme 2A)		4,65	2,0
1B	Industrialisation avec 3 raccordements en courant alternatif 1 200 MW (programme 1B)		4,90	1,20
1C	Industrialisation avec 3 raccordements en courant continu 1 250 MW (programme 1C)		5,00	1,25
1A	Industrialisation avec 4 raccordements en courant alternatif 900 MW (programme 1A)		5,20	0,90
2C	Panachage sans raccordement en courant alternatif 900 MW, mais avec un raccordement en courant alternatif 1 200 MW (programme 2C)		5,75	1,20
2D	Panachage avec uniquement des raccordement en courant continu (1 250 et 2 000 MW) (programme 2D)		5,75	1,25
2B	Panachage avec un raccordement en courant alternatif 900 MW et 3 autres raccordements (4 raccordements en tout) (programme 2B)		5,90	0,90
1D	Industrialisation avec 2 raccordements en courant continu 2 000 MW (programme 1D)		6,50	0,00
1E	Industrialisation avec 3 raccordements en courant continu 2 000 MW (programme 1E)		6,50	2,00

* = nombre de sites d'atterrage utilisés, 1 site d'atterrage = 1 atterrage + 1 site pour la compensation

Nombre de zones de raccordement terrestre utilisées* (dont AO4 et AO8)	Consistance de raccordement utilisées (dont AO4 et AO8)			
	HVAC 0,9 GW	HVAC 1,2 GW	HVDC 1,25 GW	HVDC 2 GW
5	1 fois		3 fois	1 fois
8		3 fois	2 fois	
5			5 fois	
6	4 fois		2 fois	
6		1 fois	3 fois	1 fois
5			4 fois	1 fois
6	2 fois		4 fois	
4			2 fois	2 fois
5			2 fois	3 fois

5.1. POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT PAR INDUSTRIALISATION

L'industrialisation des raccordements, c'est-à-dire le recours à une unique technologie pour l'ensemble des raccordements, permettrait d'accélérer les plannings, minimiser les risques et contenir le coût des raccordements¹⁶. Cela permettrait aussi d'envisager la mise en place de liaisons inter-postes, permettant une meilleure opérabilité et limitant les risques d'énergie non évacuée.

Comme présenté précédemment, quatre technologies de raccordement sont aujourd'hui envisageables : 900 MW ou 1200 MW en courant alternatif et 1250 MW et 2000 MW en courant continu.

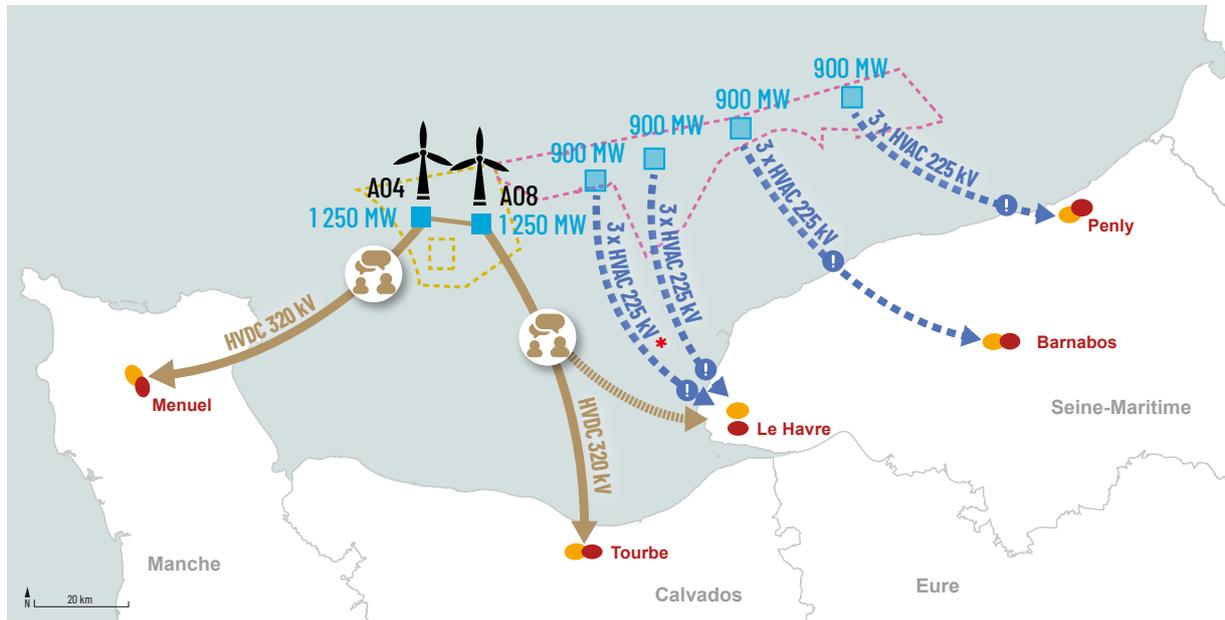
Pour raccorder une puissance de 3,5 GW minimum en Seine-Maritime, en faisant appel à une unique technologie de raccordement, quatre options sont possibles :

- ▶ quatre raccordements en technologie 900 MW alternatif ;
- ▶ trois raccordements en technologie 1200 MW alternatif ;
- ▶ trois raccordements en technologie 1250 MW continu ;
- ▶ deux raccordements en technologie 2000 MW continu.

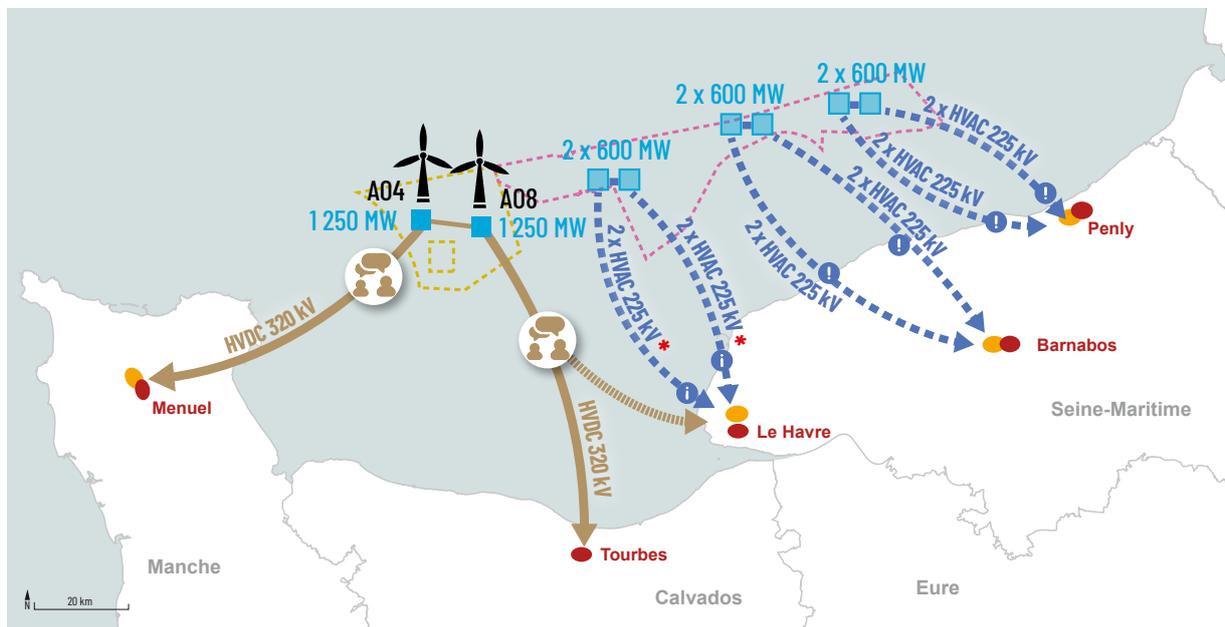
Il est à noter que le recours à la technologie 2000 MW continu permet de raccorder une puissance jusqu'à 6 GW en trois raccordements. C'est le 5^e programme analysé.

¹⁶ Ces gains potentiels n'ont pas été intégrés dans l'évaluation économique des programmes, qui présente donc un biais en défaveur des programmes « industrialisation ».

PROGRAMME 1A - INDUSTRIALISATION - 4 X 900 MW HVAC



PROGRAMME 1B - INDUSTRIALISATION - 3 X 1,2 GW HVAC



Zones de moindre impact retenues par l'Etat pour l'implantation des AO

- Zone « Centre Manche »
- Zone « Seine-Maritime »

Raccordements électriques des A04 et A08

- raccords en cours de concertation
- A08 : option alternative

Raccordement électrique des AO potentiels futurs :

- options de raccordement en courant alternatif, nécessitant un poste de compensation à proximité du littoral (site à déterminer)
- options de raccordement en courant continu
- * faisabilité non confirmée si raccordement de l'A08 en Seine-Maritime

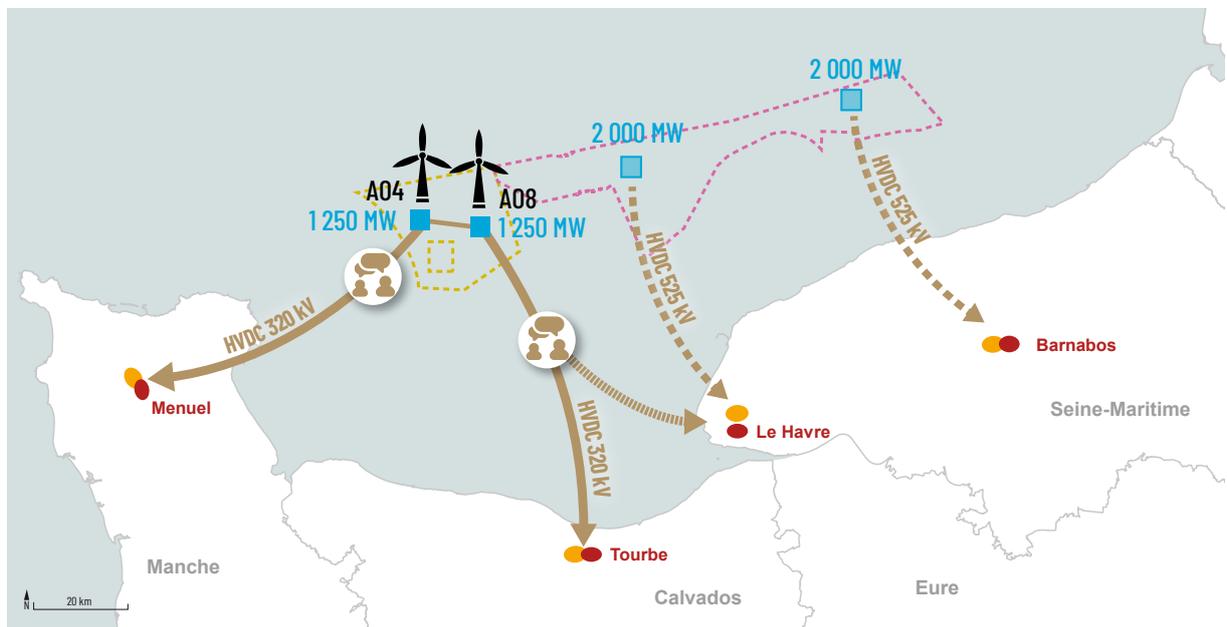
Autres infrastructures du réseau de transport d'électricité :

- plateformes en mer à créer
- postes électriques 400 kV existants
- poste de raccordement (HVAC) ou station de conversion (HVDC) à créer

PROGRAMME 1C - INDUSTRIALISATION - 3 X 1,25 GW HVDC



PROGRAMME 1D - INDUSTRIALISATION - 2 X 2 GW HVDC



Zones de moindre impact retenues par l'Etat pour l'implantation des AO

- Zone « Centre Manche »
- Zone « Seine-Maritime »

Raccordements électriques des A04 et A08

- raccords en cours de concertation
- A08 : option alternative

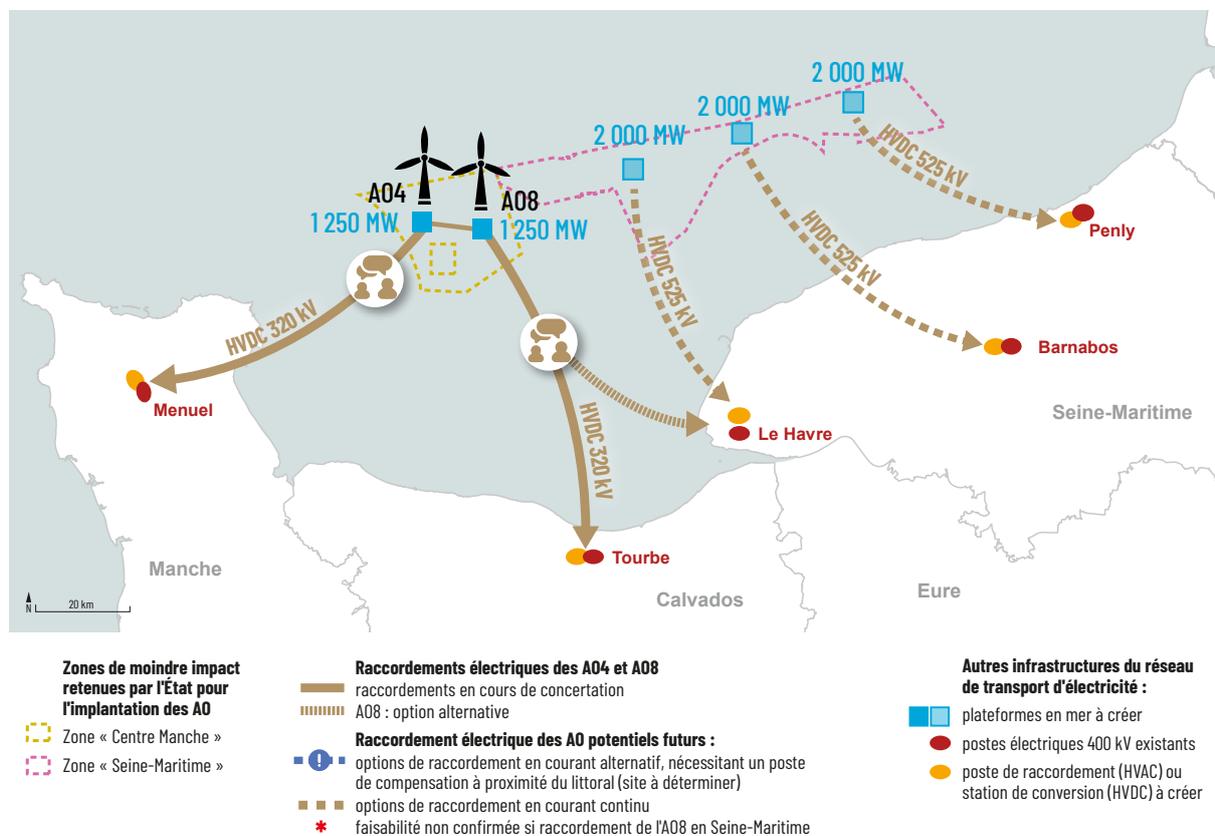
Raccordement électrique des AO potentiels futurs :

- options de raccordement en courant alternatif, nécessitant un poste de compensation à proximité du littoral (site à déterminer)
- options de raccordement en courant continu
- * faisabilité non confirmée si raccordement de l'A08 en Seine-Maritime

Autres infrastructures du réseau de transport d'électricité :

- plateformes en mer à créer
- postes électriques 400 kV existants
- poste de raccordement (HVAC) ou station de conversion (HVDC) à créer

PROGRAMME 1E - INDUSTRIALISATION - 3 X 2 GW HVDC



L'analyse multicritères de ces 5 programmes est synthétisée dans le tableau suivant :

Programme et description	Puissance raccordée dans la zone maritime "Seine Maritime" issue du débat public AO4		Economie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha/GW)		Robustesse sociétale	Robustesse technique	Puissance totale raccordée si raccordement A08 au Havre (1,25 GW)	
	dans le périmètre du débat public (GW)	au total (GW)			total	zones sensibles			(GW)	Commentaire
1A Industrialisation 4 x HVAC 0,9 GW	2,70	3,60	17 à 22	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	51	39	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,70	Faisabilité 2nd raccordement 0,9 GW HVAC au Havre non confirmée
1B Industrialisation - 3 x HVAC 1,2 GW	2,40	3,60	17 à 21	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	40	32	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,40	Faisabilité raccordement 1,2 GW HVAC au Havre non confirmée
1C Industrialisation - 3 x HVDC 1,25 GW	2,50	3,75	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	8	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	-	3,75	Raccordement de 1,25 GW HVDC au Havre semble faisable
1D Industrialisation 2 x HVDC 2 GW	4,00	4,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	18	14	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,00	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Penly
1E Industrialisation - 3 x HVDC 2 GW	4,00	6,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	6,00	Faisabilité raccordement 2 GW au Havre à confirmer

Les quatre premiers programmes permettent de raccorder une puissance entre 3,6 et 4 GW, permettant donc d'atteindre une puissance entre 6,1 et 6,5 GW pour l'ensemble de la façade normande (AO4 et AO8 compris).

On constate que les programmes basés sur les techniques en courant alternatif présentent un bilan économique favorable, mais ont une empreinte environnementale défavorable du fait de la démultiplication des infrastructures nécessaires (nombre de liaisons en mer et à terre, postes de compensation et postes de raccordement au réseau). Ces programmes présentent un risque réglementaire très fort vis-à-vis de la Loi Littoral, lié à la nécessité de construire des postes de compensation à proximité des zones d'atterrage, où les restrictions sont les plus contraignantes.

Du point de vue de la robustesse technique, la distance importante entre la zone du parc et les côtes est une difficulté pour les raccordements en courant alternatif vers Barnabos (95 km de liaisons au total) et dans une moindre mesure pour les raccordements vers le Havre (75 km de liaisons au total).

À l'inverse, compte tenu des distances de raccordement plus faibles que dans le cas de la zone « Centre Manche », les solutions basées sur les techniques en courant continu présentent un bilan économique défavorable mais une empreinte environnementale plus favorable, puisque le nombre d'infrastructures est nettement plus limité (nombre plus faible de liaisons en mer et à terre et absence de poste de compensation). Le risque réglementaire vis-à-vis de la Loi Littoral est plus modéré, puisqu'il n'y a aucune construction à prévoir à proximité de l'atterrage, les stations de conversion étant situées à proximité du poste de raccordement au réseau de transport d'électricité, donc dans les terres en général ou à proximité d'un poste existant.

Le cinquième programme montre que la solution 2 GW en courant continu offre des perspectives intéressantes puisqu'avec trois raccordements, elle permet de raccorder une puissance de 6 GW (soit 8,5 GW pour la façade normande, AO4 et AO8 inclus), avec une empreinte environnementale plus favorable que les solutions en courant alternatif.

Du point de vue de la robustesse technique, les programmes ayant recours à la technologie 525 kV présentent un risque lié à la maturité de la technologie, puisque ces programmes y ont recours dès le premier raccordement.

5.2. POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT PAR PANACHE DE SOLUTIONS

Afin d'avoir la possibilité d'optimiser les raccordements en fonction du contexte de chaque appel d'offres : puissance envisagée, localisation du parc, distance à la côte, conditions d'atterrage, conditions de raccordement au réseau de transport d'électricité ou pour bénéficier des évolutions technologiques selon la période à laquelle se déroulera l'appel d'offres, il pourrait être souhaitable de pouvoir panacher les technologies utilisées pour les raccordements. Les gains liés aux économies d'échelles présentés ci-avant sont ainsi abandonnés au profit d'une plus grande souplesse et d'une optimisation au cas par cas.

Comme présenté précédemment, quatre technologies de raccordement sont aujourd'hui envisageables : 900 MW ou 1200 MW en courant alternatif et 1250 MW et 2000 MW en courant continu.

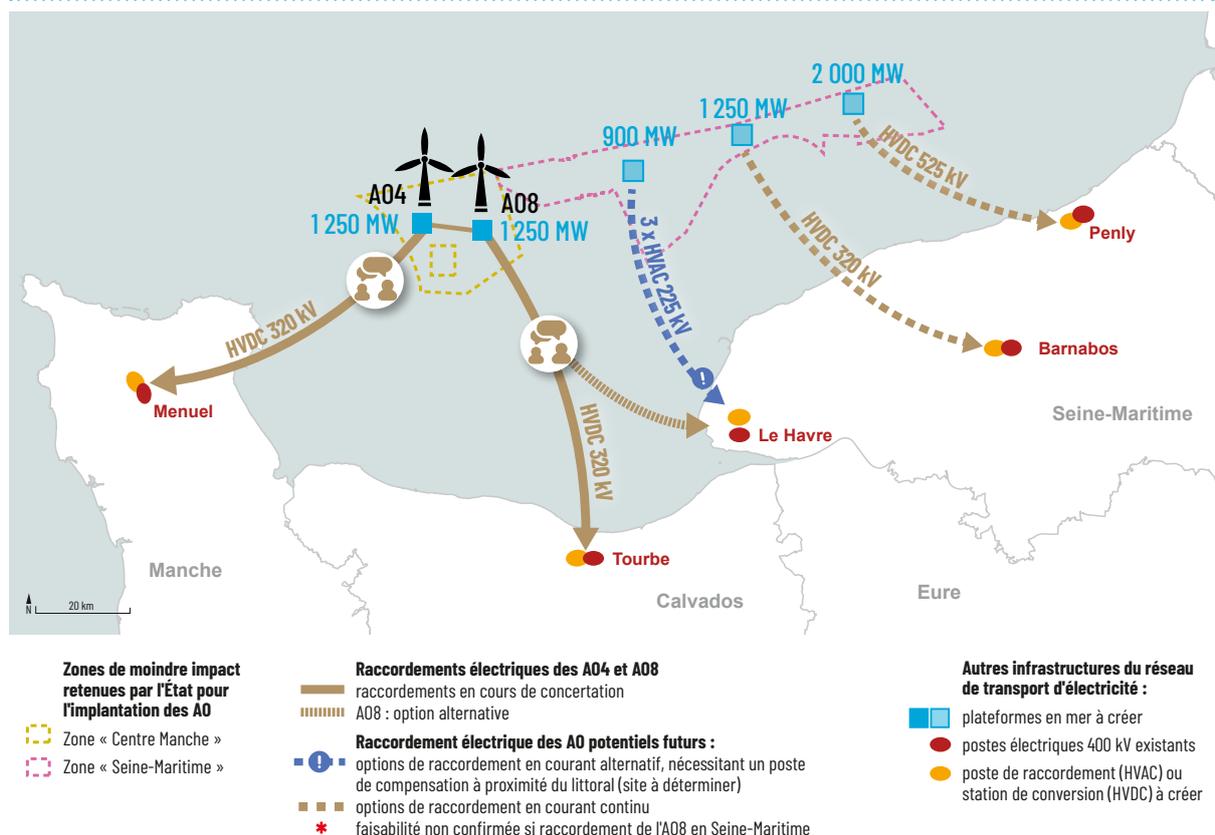
Pour raccorder une puissance de 3,5 GW minimum en Seine-Maritime, en faisant appel à plusieurs technologies, de nombreuses options sont possibles. Il est fait le choix ici d'en présenter quatre assez distinctes à titre d'exemple, afin d'en tirer des enseignements applicables aux autres combinaisons possibles :

- ▶ si l'on souhaite avoir recours à la solution 900 MW en courant alternatif, alors, pour permettre de raccorder 3,5 GW en Seine-Maritime :
 - soit le recours à la solution 2 GW en courant continu est nécessaire pour au moins un des deux autres raccords,
 - soit quatre raccords sont nécessaires.

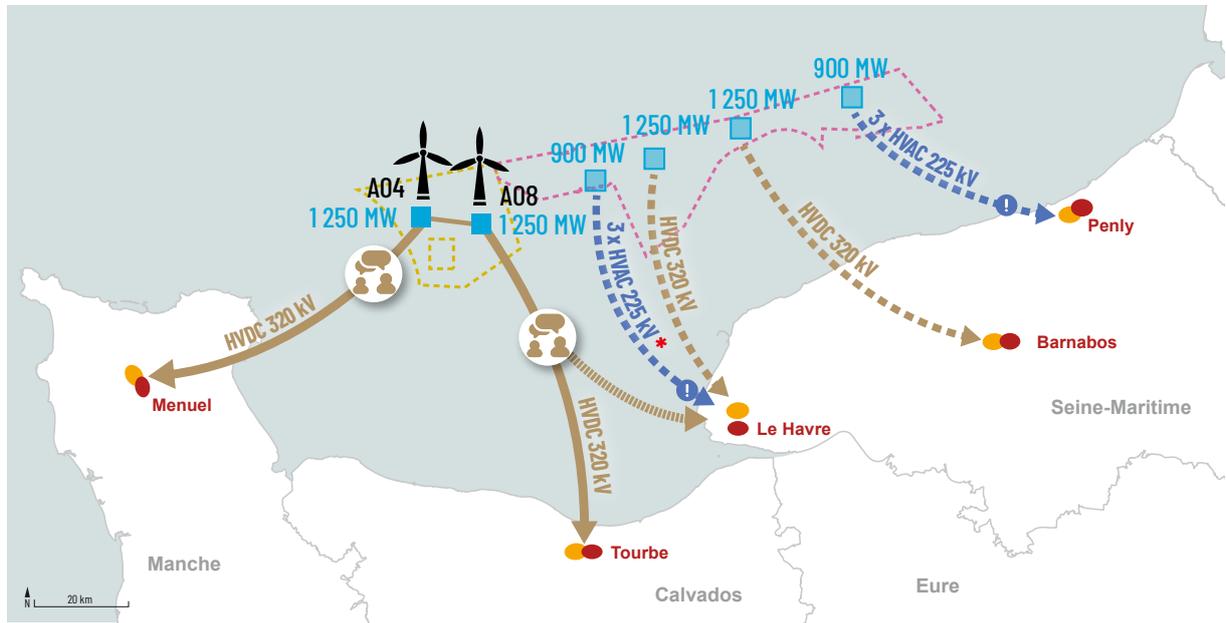
▶ si l'on exclut le recours à la solution 900 MW en courant alternatif, alors, pour permettre de raccorder 3,5 GW en Seine-Maritime, toutes les combinaisons entre les trois solutions restantes sont envisageables, par exemple :

- panachage de solutions en courant alternatif et en courant continu en réservant les raccords en courant alternatif aux raccords les plus courts ;
- panachage de solutions en courant continu uniquement (1,25 et 2 GW).

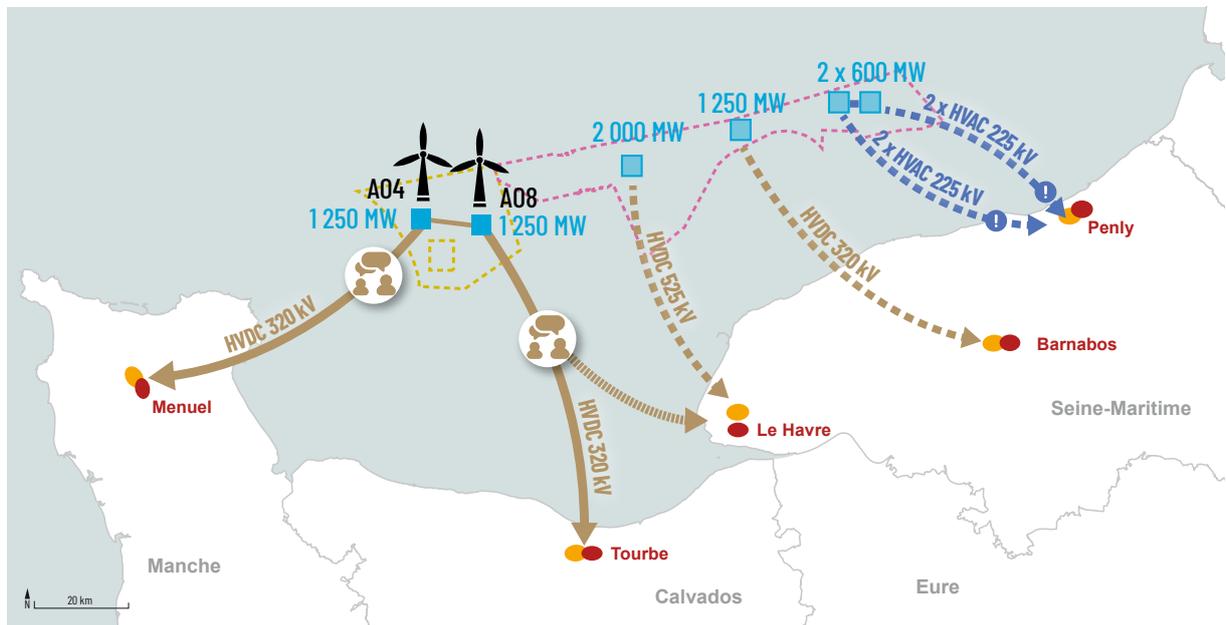
PROGRAMME 2A - PANACHAGE HVAC 900 M> ET HVDC 2 GW



PROGRAMME 2B - PANACHAGE HVAC 900 MW ET 2 RACCORDEMENTS AU HAVRE



PROGRAMME 2C - PANACHAGE HVAC SUR RACCORDEMENTS PLUS COURTS



Zones de moindre impact retenues par l'État pour l'implantation des AO

- Zone « Centre Manche »
- Zone « Seine-Maritime »

Raccordeurs électriques des A04 et A08

- raccordeurs en cours de concertation
- A08 : option alternative

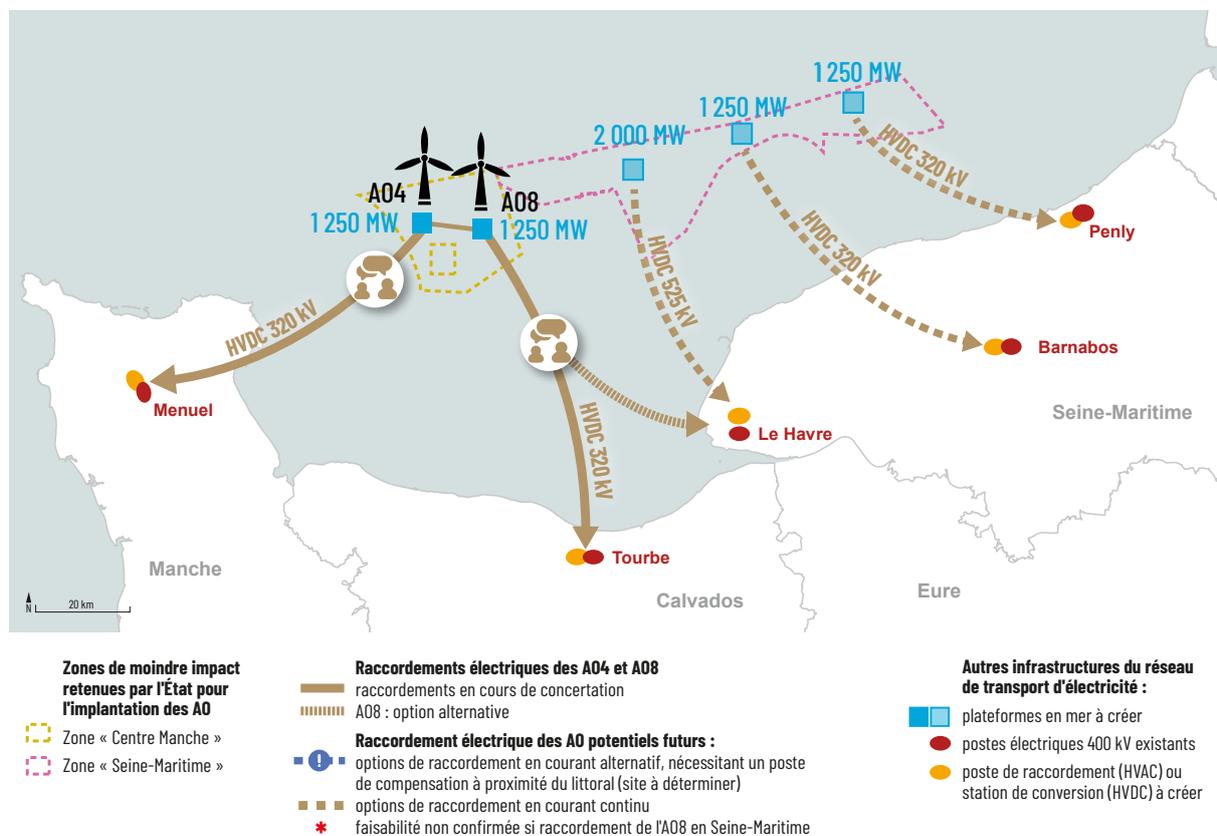
Raccordement électrique des AO potentiels futurs :

- options de raccordement en courant alternatif, nécessitant un poste de compensation à proximité du littoral (site à déterminer)
- options de raccordement en courant continu
- * faisabilité non confirmée si raccordement de l'A08 en Seine-Maritime

Autres infrastructures du réseau de transport d'électricité :

- plateformes en mer à créer
- postes électriques 400 kV existants
- poste de raccordement (HVAC) ou station de conversion (HVDC) à créer

PROGRAMME 2D - PANACHAGE HVDC UNIQUEMENT



L'analyse multicritères de ces 4 programmes est synthétisée dans le tableau suivant :

Programme et description	Puissance raccordée dans la zone maritime "Seine Maritime" issue du débat public AO4		Economie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha/GW)		Robustesse sociétale	Robustesse technique	Puissance totale raccordée si raccordement AO8 au Havre (1,25 GW)	
	dans le périmètre du débat public (GW)	au total (GW)			total	zones sensibles			(GW)	Commentaire
2A Panachage HVAC 900 MW et HVDC 2 GW	2,15	4,15	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	24	18	Un atterrage et un poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,15	Faisabilité raccordement 0,9 GW HVAC au Havre à confirmer
2B Panachage : 900 MW et 4 racc	3,40	4,30	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	33	24	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	-	3,40	Faisabilité raccordement 0,9 GW + 1,25 GW au Havre non confirmée
2C Panachage hors 900 MW : HVAC 1200 MW	3,25	4,45	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	23	17	2 atterrages et 2 postes de compensation	Maturité HVDC 525	4,45	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos
2D Panachage hors 900 MW - tt HVDC	3,25	4,50	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	16	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,50	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos

Ces quatre programmes permettent de raccorder une puissance entre 4,3 et 4,5 GW, permettant donc d'atteindre une puissance entre 6,8 et 7 GW pour l'ensemble de la façade normande (AO4 et AO8 compris). Les capacités de raccordement sont du même ordre de grandeur pour l'ensemble des programmes.

On constate que les programmes sont moins contrastés que les programmes issus de l'industrialisation, ce qui est assez logique puisque chaque programme combine les avantages et inconvénients des solutions de raccordement qui le composent. **Cela montre aussi qu'à ce niveau d'analyse, les caractéristiques des trois points de raccordement ne sont pas suffisamment différenciées pour qu'une technologie soit très favorable pour une zone de raccordement et très défavorable pour une autre (pas de données sur la nature des fonds marins, la bathymétrie ou sur la sensibilité environnementale locale...).**

Ainsi, pour chacune des trois zones de raccordement de Seine-Maritime, chaque technologie aura globalement les mêmes avantages et inconvénients.

On constate que ces programmes présentent des caractéristiques qui se situent dans la moyenne des programmes issus de l'industrialisation, c'est-à-dire qu'ils sont globalement plus chers que les programmes en courant alternatif uniquement, et moins chers que les programmes en courant continu uniquement. Au niveau de l'empreinte environnementale, ils ont des impacts moins marqués que les programmes en courant alternatif uniquement, et plus marqués que les programmes en courant continu uniquement. Le risque réglementaire vis-à-vis de la Loi Littoral est globalement moindre, puisqu'il reste limité aux raccordements en courant alternatif.

Du point de vue de la robustesse technique, ces programmes combinent l'ensemble des limitations, mais à une échelle moindre, puisque chaque limitation concerne un ou deux raccordements par programme. Chaque programme permet donc de limiter l'ampleur des risques liés à une technologie donnée. Cependant, ils sont concernés par l'ensemble des risques des technologies qui les composent. Un autre intérêt de ces programmes est qu'ils permettent de s'affranchir de certaines limitations techniques, en ayant par exemple recours aux solutions en courant continu pour les raccordements de grande longueur, évitant ainsi les limitations des solutions en courant alternatif complexes dans ce contexte. Aussi, ils permettent d'avoir recours aux technologies les plus matures au meilleur moment, limitant par exemple le risque de maturité de la technologie 525 kV courant continu en ayant recours à cette technologie seulement pour les second et troisième raccordements programmés.

Au sein de ces programmes, le coût sera d'autant plus faible que l'on aura recours aux solutions en courant alternatif. L'empreinte environnementale sera d'autant plus faible que l'on aura recours aux solutions 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 :

- ▶ pour le raccordement du parc AO8 d'une puissance maximale de 1,5 GW en zone « Centre Manche », la solution de raccordement qui obère le moins les perspectives de développement de l'éolien en mer sur la façade normande est un raccordement vers le Calvados plutôt qu'un raccordement vers la Seine Maritime ;
- ▶ pour atteindre jusqu'à 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » les avantages et inconvénients des programmes étudiés sont directement liés à ceux des technologies de raccordement qui les composent, à savoir :
 - du point de vue du coût, compte tenu des distances envisagées pour les raccordements en Seine Maritime (55 à 95 km de liaisons au total en mer et à terre), les solutions en courant alternatif et les programmés panachés présentent des fourchettes de coûts plus compétitives que les solutions en courant continu et les programmes industriels en technologie HVDC ;
 - du point de vue de l'empreinte environnementale, les solutions en courant alternatif ont un impact plus important, puisqu'elles conduisent à une démultiplication des infrastructures, en particulier au niveau du littoral. En particulier, de 4 à 6 zones de raccordement terrestre pourraient être nécessaires sur les sites du Havre, de Barnabos et de Penly pour réaliser des programmes industriels en technologie courant alternatif permettant de raccorder 3,6 GW ;
 - du point de vue de l'acceptabilité sociétale, les solutions en courant alternatif présentent des risques plus importants car elles nécessitent d'implanter des postes de compensation à proximité des lieux d'atterrage, se heurtant ainsi aux prescriptions de la Loi Littoral pour toute construction à proximité de la côte et aux potentielles oppositions locales ;
 - enfin, du point de vue de la robustesse technique, les limitations des solutions en courant alternatif sont liées à la longueur du raccordement et concerneront principalement les raccordements vers Barnabos (95 km de raccordement environ) et dans une moindre mesure du Havre (75 km de raccordement environ). Pour les solutions en courant continu, les limitations sont liées au manque de maturité de la solution en technologie 525 kV/2 GW pour laquelle aucun retour d'expérience industriel n'a encore été réalisé..

Les principaux résultats de l'analyse multicritères de ces programmes sont repris dans le tableau ci-dessous.

Programme et description	Puissance raccordée dans la zone maritime "Seine Maritime" issue du débat public AO4		Economie du raccordement (€/MWh)	Impact réseau terrestre	Empreinte environnementale (ha/GW)		Robustesse sociétale	Robustesse technique	Puissance totale raccordée si raccordement AO8 au Havre (1,25 GW)	
	dans le périmètre du débat public (GW)	au total (GW)			total	zones sensibles			(GW)	Commentaire
2A Panachage HVAC 900 MW et HVDC 2 GW	2,15	4,15	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	24	18	Un atterrissage et un poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,15	Faisabilité raccordement 0,9 GW HVAC au Havre à confirmer
1B Industrialisation - 3 x HVAC 1,2 GW	2,40	3,60	17 à 21	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	40	32	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,40	Faisabilité raccordement 1,2 GW HVAC au Havre non confirmée
1C Industrialisation - 3 x HVDC 1,25 GW	2,50	3,75	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	8	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	-	3,75	Raccordement de 1,25 GW HVDC au Havre semble faisable
1A Industrialisation 4 x HVAC 0,9 GW	2,70	3,60	17 à 22	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	51	39	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	HVAC grande longueur	2,70	Faisabilité 2nd raccordement 0,9 GW HVAC au Havre non confirmée
2C Panachage hors 900 MW : HVAC 1200 MW	3,25	4,45	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	23	17	2 atterrages et 2 postes de compensation	Maturité HVDC 525	4,45	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos
2D Panachage hors 900 MW - tt HVDC	3,25	4,50	21 à 27	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	16	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,50	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Barnabos
2B Panachage : 900 MW et 4 racc	3,40	4,30	19 à 25	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	33	24	Nombre important d'atterrages et de postes de compensation	-	3,40	Faisabilité raccordement 0,9 GW + 1,25 GW au Havre non confirmée
1D Industrialisation 2 x HVDC 2 GW	4,00	4,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	18	14	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	4,00	Si raccordement 2 GW au Havre non faisable, raccorder 2 GW à Penly
1E Industrialisation - 3 x HVDC 2 GW	4,00	6,00	20 à 26	A évaluer en fonction de l'évolution du mix	14	10	Faible nombre d'atterrages, pas de poste de compensation	Maturité HVDC 525	6,00	Faisabilité raccordement 2 GW au Havre à confirmer

6. Conclusions générales

Compte tenu de la décision prise par l'État sur l'AO4 et la concertation engagée sur l'AO8, le potentiel éolien de la zone « Centre Manche » est pleinement exploité, avec une puissance pouvant aller jusqu'à 2,5 GW.

Dans ce contexte, la mise à jour technique de ce document de perspective consiste à réaliser l'évaluation préliminaire de programmes de développement de l'éolien en mer permettant d'attribuer un volume-cible complémentaire de 3,5 GW sur la zone « Seine-Maritime », seconde zone de production renouvelable en mer de moindre impact retenue par l'État à l'issue du débat public de 2020, afin d'actualiser les projections d'un volume-cible global d'environ 6 GW sur la façade normande à l'horizon 2035.

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 infaisable 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 de l'AO4 a souligné l'importance de cette vision-cible du volume et de la localisation 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 une cible de 6 GW minimum d'ici 2035 sur la façade normande. Ce volume est probablement en deçà de ce qui serait 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 du potentiel de la zone maritime « Seine Maritime » identifiée dans le cadre du débat public AO4.

Sur ces bases, les fondamentaux des différents programmes étudiés dans le cadre de cette mise à jour sont les suivants :

- ▶ une optimisation de l'utilisation de l'espace maritime permettant de valoriser à terme un potentiel de production d'au moins 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » et de totaliser ainsi un programme d'au moins 6 GW pour l'ensemble de la façade normande (zone « Centre Manche » incluse) conformément aux objectifs de l'étude initiale ;
- ▶ une hypothèse de raccordement du parc de l'AO8 vers la zone préférentielle du Calvados assortie d'une analyse des conséquences associées au choix éventuel d'un raccordement de ce parc AO8 vers Le Havre pour chaque programme ;
- ▶ 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 et 1,25 ou 2,0 GW en courant continu) mises en œuvre selon deux logiques :
 - industrialisation : les cinq programmes de cette famille font appel à une unique structure de raccordement pour l'ensemble des futurs parcs de la zone « Seine Maritime » permettant d'optimiser les délais des raccordements par des stratégies industrielles répétées et de contenir les coûts par des économies d'échelle et des effets de standardisation ;

- panachage : les quatre programmes de cette famille font appel à des solutions de raccordement de technologies différentes en fonction des zones de raccordement terrestre étudiées ;
- ▶ une évaluation économique, environnementale, sociétale et technique globale de chaque programme.

L'analyse multicritères de ces programmes a mis en évidence que pour atteindre les 6 GW à l'échelle de l'ensemble de la façade normande :

- ▶ la solution de raccordement du parc AO8 d'une puissance maximale de 1,5 GW de la zone « Centre Manche » qui obère le moins les perspectives de développement de l'éolien en mer sur la façade normande est un raccordement vers le Calvados plutôt qu'un raccordement vers la Seine Maritime¹⁷ ;
- ▶ de nombreux programmes permettent d'atteindre un volume-cible de 3,5 GW sur la zone maritime « Seine Maritime » à partir des quatre solutions techniques de raccordement envisageables à savoir 0,9 ou 1,2 GW en courant alternatif et 1,25 ou 2,0 GW en courant continu ;
- ▶ les avantages et inconvénients des neuf programmes étudiés sont directement liés à ceux des technologies de raccordement qui les composent.

Ces analyses n'ont porté que sur un sous-ensemble des possibilités et pourront encore évoluer en fonction des orientations qui seront retenues pour la prochaine PPE en matière d'énergie marine renouvelable. 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 différentes zones maritimes, le degré de compatibilité des solutions techniques de raccordement possibles avec la réalisation de programmes de développement à long terme.

De manière plus immédiate, la concertation sur le projet AO8 qui débute en janvier 2022 a notamment pour objectif de permettre aux acteurs du territoire de se prononcer sur les options de localisation du raccordement du second parc de la zone maritime « Centre Manche » vers le Calvados ou la Seine Maritime.

Les résultats des études préliminaires des programmes montrent que pour le raccordement d'un parc AO8 d'une puissance maximale de 1,5 GW en zone « Centre Manche », la localisation qui obère le moins les perspectives de développement de l'éolien en mer sur la façade normande est un raccordement vers le Calvados plutôt qu'un raccordement vers la Seine Maritime.

Du point de vue du réseau électrique, le raccordement du projet AO8 vers le Calvados est également considéré comme plus favorable qu'un raccordement vers la Seine Maritime. En effet, un raccordement vers le Calvados :

- ▶ présente un meilleur optimum technico-économique car il ne nécessite pas, contrairement à un raccordement vers la Seine-Maritime, la création d'un poste électrique 400 kV avec les incidences inhérentes en termes de coûts et de potentiels impacts environnementaux ;
- ▶ permet d'atténuer les contraintes sur le réseau terrestre et en particulier sur l'axe Manche-Normandie-Paris identifié comme une zone de fragilité.

Sur ces bases, RTE proposera la localisation du raccordement du parc AO8 préférentiellement dans la zone du Calvados dans le cadre de la concertation qui va s'engager en janvier 2022.

¹⁷ L'intégration du nouveau site de raccordement vers le Calvados permet par ailleurs de disposer de 5 programmes de raccordement qui atteignent autour de 6 GW sur l'ensemble de la façade normande (5,75 GW et plus) contre seulement 2 programmes en 2020 lorsque la zone de raccordement vers le Calvados n'était pas identifiée.

7. 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 en 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) a été mis en service en 2021.

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 câbles¹⁸, les possibilités de compensation de l'énergie réactive générée sont mieux 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, neuf 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 PROMOTioN¹⁹, 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.

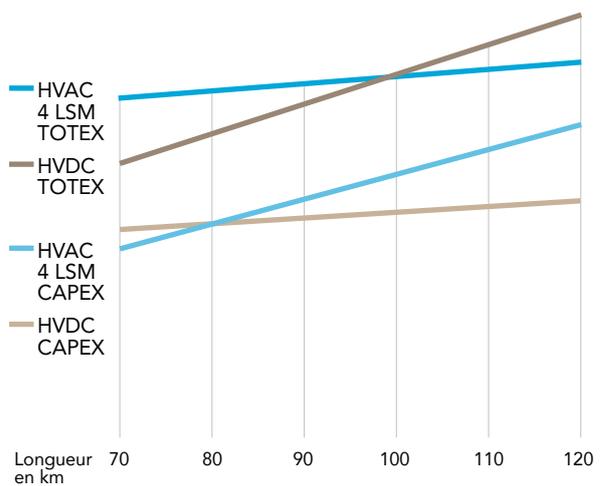
En résumé, le choix de l'utilisation de la technologie HVAC ou HVDC est dicté par plusieurs éléments parmi lesquels :

- ▶ 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).



¹⁸ 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).

¹⁹ <https://www.promotion-offshore.net/>

8. 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* (sur site). 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 l'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.

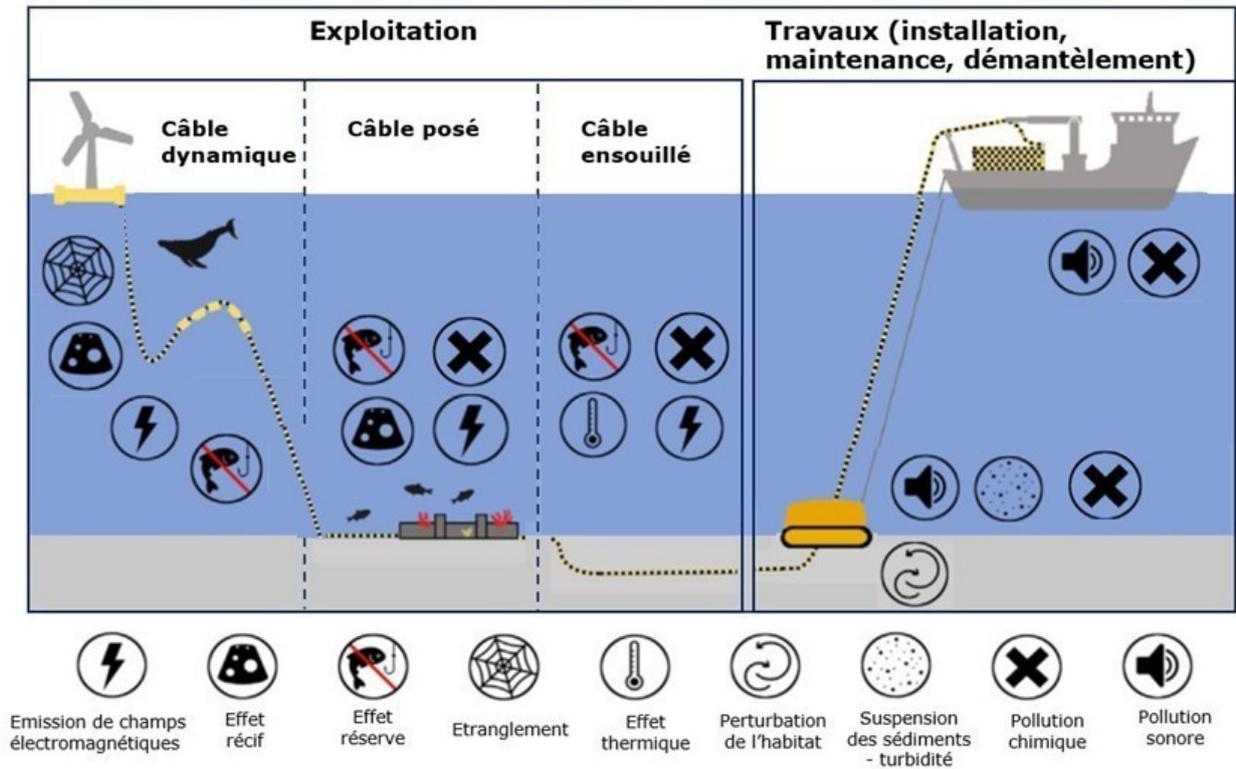
La modification de l'hydrodynamisme et de la dynamique sédimentaire est très localisée. Des protections anti-affouillement peuvent être installées si nécessaire. **RTE participe à un projet de recherche pour améliorer les connaissances sur les dunes hydrauliques, zones à forte dynamique hydro-sédimentaire.**

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 chauves-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 l'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