



Rapport de développement du site TIGER : Le Raz Blanchard T3.2.1

V0.1

Juin 2023

Historique du document

Révision	Origine	Examiné par	Approuvé par
0.1	CF et MY	TK	SC

Clause de non-responsabilité

Les informations, analyses et recommandations contenues dans ce rapport de l'Offshore Renewable Energy Catapult sont données à titre d'information générale. Bien que nous nous efforcions de veiller à ce que les informations soient exactes, à jour et fournies en toute bonne foi, toutes les informations sont fournies "en l'état", sur la base des informations fournies par le propriétaire de la technologie au moment de la rédaction et Offshore Renewable Energy Catapult ne donne aucune garantie d'exhaustivité, et ne fait aucune déclaration ou garantie d'aucune sorte, expresse ou implicite, concernant l'exactitude ou la fiabilité des informations et l'adéquation à un usage particulier. Toute confiance accordée à ces informations est à vos propres risques et en aucun cas Offshore Renewable Energy Catapult ne sera pas tenu responsable de toute perte, de tout dommage, y compris mais sans s'y limiter, de tout dommage indirect ou consécutif ou de toute perte ou dommage quel qu'il soit résultant de la confiance accordée à ces informations. En aucun cas Offshore Renewable Energy Catapult, ni aucun de ses employés, affiliés, partenaires ou agents, ne sera responsable envers vous ou toute autre personne de toute décision prise ou action entreprise sur la base des informations contenues dans ce rapport, même si elle a été informée de la possibilité de tels dommages. Ce rapport et son contenu sont confidentiels et ne peuvent pas être modifiés, reproduits ou distribués en tout ou en partie sans l'accord écrit préalable d'Offshore Renewable Energy Catapult.

Contenu

Acronymes	7
Résumé	7
1 Introduction	10
1.1 Normandie Hydroliennes (NH)	10
1.2 HydroQuest	11
1.3 Activités TIGER	11
2 Historique du site	11
3 La région	12
3.1 Aurigny	12
3.2 Guernesey	12
3.3 Jersey	13
3.4 La Normandie	14
3.3 Projets d'éoliennes en mer	15
3.4 Installations portuaires	16
3.4.1 Port de St Peter Port et port de St Sampson	16
3.4.2 Port de Jersey	16
3.4.3 Port de Cherbourg	17
3.4.4 Port de Lézardrieux	17
4 Sites d'exploitation viables	17
4.1 Méthodologie	18
4.1.1 Donnée sur la vitesse du flux de marée	18
4.1.2 Données des fournisseurs de technologie	18
4.1.3 Contraintes environnementales	19
4.2 Cartes de cadrage de l'énergie hydrolienne	20
4.2.1 Vitesse d'écoulement	20
4.2.2 Bathymétrie	20
4.2.3 Trafic maritime	22
4.2.4 Zones de protection de l'environnement	22
4.2.5 Activité de pêche	24
4.2.6 Sédiments des fonds marins	24
4.2.7 Hauteur extrême significative des vagues (50 ans)	26
4.2.8 Contraintes fortes et réseau	27
4.2.9 Limites d'exploitation proposées	28
5 Évaluation technico-économique	29
5.1 Méthodologie	29
5.1.1 Ferme modélisée	29
Analyse technico-économique	30
5.2 Résultats : Phase 1 (132 MW)	32

5.3	Résultats : Phase 2 (264 MW)	33
6	Résumé et recommandations	34
6.1	Résumé	34
6.2	Recommandations	35

Liste des figures

Figure 1 - Le passage de Raz Blanchard.	10
Figure 2 - Vitesse maximale de la marée de printemps (en haut) et bathymétrie (en bas) dans la région de l'île de Wight.	21
Figure 3 - Densité des navires (en haut) et zones environnementales protégées désignées (en bas) dans la région du Raz Blanchard.	23
Figure 4 - Activité de pêche commerciale (en haut) et classification des sédiments du fond marin (en bas) dans la région du Raz Blanchard.....	25
Figure 5 - Hauteur extrême significative des vagues (période de retour de 50 ans) dans la région.....	26
Figure 6 - Contraintes offshore et utilisation de la mer dans la région.	28
Figure 7 - Zones identifiées comme convenant à des projets d'EST à l'échelle commerciale.	29
Figure 8 - Ventilation des LCOE pour les trois scénarios élaborés pour le cas Raz Blanchard Phase 1. L'AEP net est indiquée sur l'axe Y secondaire.	32
Figure 9 - Prix d'exercice du CfD par rapport au TRI du projet pour le scénario originelle de la phase 1 du Raz Blanchard.	33
Figure 10 - Ventilation des LCOE pour les trois scénarios élaborés pour le cas Raz Blanchard Phase 2. L'AEP net est indiquée sur l'axe Y secondaire.....	33
Figure 11 - Prix d'exercice du CfD par rapport au TRI du projet pour le scénario originelle de la phase 2 du Raz Blanchard.	34

Liste des tableaux

Tableau 1 - Projets éoliens offshore en Normandie.....	15
Tableau 2 - Hypothèses relatives aux appareils et aux exploitations agricoles utilisées pour l'analyse technico-économique.	30

acronymes

Acronyme	Description
ADCP	Profileur de courant acoustique à effet Doppler
AEP	Production annuelle d'énergie
AR	Cycle d'allocation
CAPEX	Dépenses en capital
CfD	Contrat de différence
DECEX	Dépenses de démantèlement
DEVEX	Dépenses de développement
EMODnet	Réseau européen d'observation et de données du milieu marin
FIT	Tarif de rachat d'électricité
SIG	Système d'information géographique
IRR	Taux de rendement interne
LCOE	Coût nivelé de l'énergie
NH	Normandie Hydroliennes
O&M	Opérations et maintenance
OPEX	Dépenses de fonctionnement
Catapulte ORE	Catapulte pour les énergies renouvelables en mer
PPA	Accord d'achat d'électricité
EPI	Programmation pluriannuelle de l'énergie du gouvernement français
RMS	Moyenne quadratique
ROV	Véhicule télécommandé
SAC	Zones spéciales de conservation
SCI	Intérêt spécial pour la conservation
SER	Association française du commerce des énergies renouvelables
SPA	Zone de protection spéciale
SSSI	Site d'intérêt scientifique particulier
TIGRE	Projet de dynamisation de l'industrie hydrolienne
TSE	Énergie hydrolienne

Résumé

Le Raz Blanchard, également connu sous le nom de course d'Aurigny, est un plan d'eau situé entre l'île d'Aurigny et le continent français. Il est réputé depuis longtemps pour son potentiel important en matière d'énergie hydrolienne et a fait l'objet de nombreuses études universitaires.

Il existe une demande commerciale importante pour l'établissement de fermes hydroliennes dans la région. Dans le cadre du projet TIGER (Tidal Stream Industry Energiser), deux entreprises, Normandie Hydroliennes et HydroQuest, développent des réseaux de marée sur différents sites du Raz Blanchard. L'objectif principal est d'installer des réseaux commerciaux de plusieurs mégawatts sur les deux sites, qui serviront de point de départ à la construction de fermes plus importantes générant des centaines de mégawatts à l'avenir.

Ces travaux sont soutenus par le projet TIGER, un projet financé par Interreg à hauteur de 48,4 millions d'euros, qui soutient le développement de six sites dans la région de la Manche, entre le Royaume-Uni et la France.

Ce rapport vise à évaluer le potentiel de la région du Raz Blanchard pour un réseau commercial d'EST. Il décrit les caractéristiques du site et quantifie le potentiel de

déploiement dans la région du Raz Blanchard. Le rapport s'adresse aux développeurs de projets potentiels, aux investisseurs, aux décideurs politiques et aux fournisseurs qui bénéficieraient d'une évaluation holistique et tierce mise à jour. Notre étude comprend les aspects suivants :

- *Une analyse documentaire* : inclus des descriptions de l'histoire du site, des principales parties prenantes, du soutien et des programmes régionaux et des conditions d'écoulement.
- *Une analyse du système d'information géographique (SIG)* : pour évaluer la taille de la ferme commerciale qui pourrait être construite, identifier les impacts potentiels sur les autres utilisateurs de la mer et montrer les obstacles potentiels et les aspects géographiques qui doivent être considérés.
- *Une analyse technico-économique* : pour estimer le coût de l'énergie nivelé (LCOE) qu'une ferme représentative sur le site pourrait atteindre et le prix d'exercice du CfD nécessaire pour encourager le développement du projet et l'investissement privé. Nous avons envisagé des scénarios industriels optimistes et pessimistes, et appliqué des taux d'apprentissage pour avoir une idée de la trajectoire du LCOE et des prix d'exercice du CfD appropriés au fil du temps.

Notre analyse nous permet d'apporter les précisions suivantes sur le site :

- La région du Raz Blanchard présente de forts courants locaux. Il ne semble pas y avoir de conflits importants avec d'autres utilisateurs de la mer. Ainsi, le site et la zone environnante ont uniquement peu où sont dénués d'activités de pêche ou de navigation commerciale. L'exception pourrait être les zones de désignation environnementale, car le site est situé dans une zone d'intérêt spécial pour la conservation (SIC) et la présence de zones de protection spéciale (ZPS).
- Le site du Raz Blanchard présente une bonne gamme de profondeurs, ce qui permet une plus grande flexibilité dans les types de technologies déployées dans la zone, y compris les dispositifs à fond fixe et les dispositifs flottants. Le site est également adapté aux dispositifs à grand rotor de la prochaine génération. En outre, les eaux moins profondes situées plus près de la côte pourraient convenir à des dispositifs plus petits ou à des démonstrateurs.
- L'évaluation technico-économique porte sur deux fermes hydroliennes hypothétiques : la phase 1 (132 MW) et la phase 2 (264 MW) :
 - Phase 1 : d'ici à 2030, notre modèle indique qu'un LCOE de 98,7 à 149,8 £/MWh pourrait être atteint pour une ferme de 132 MW de dispositifs de 2 MW, avec une estimation centrale de 118,4 £/MWh.
 - Phase 2 : d'ici à 2033, notre modèle indique qu'un LCOE de 95,3 - 143,8 £/MWh pourrait être atteint pour une ferme de 264 MW de dispositifs de 2 MW, avec une estimation centrale de 111 £/MWh.
- Il convient de noter que les capacités des fermes analysées sont hypothétiques et idéales, purement établies sur la zone indiquée par le SIG. En réalité, les caractéristiques physiques difficiles du site, en particulier la bathymétrie irrégulière, peuvent limiter la disposition de déploiement.

En résumé, notre analyse montre que la région du Raz Blanchard a un grand potentiel pour un réseau commercial qui pourrait fournir des quantités significatives d'énergie prévisible au réseau. Cependant, un effort coordonné de lobbying devrait être entrepris, en collaboration avec des groupes industriels et des entreprises locales, afin d'inciter le gouvernement à adopter des enchères régulières pour les projets d'énergie hydrolienne. Cela pourrait inciter les promoteurs à investir dans le site et contribuer à accélérer le rythme de développement. En outre, la collaboration avec les conseils locaux et le gouvernement pourrait contribuer à soutenir les projets d'EST dans la région, en attirant les investissements et en soutenant la croissance de l'industrie.



Figure 1 - Le passage du Raz Blanchard.¹

1 Introduction

Le Raz Blanchard, également connu sous le nom de course d'Aurigny, est un plan d'eau situé entre l'île d'Aurigny et le continent français. Il est réputé depuis longtemps pour son important potentiel en matière d'énergie hydrolienne et a fait l'objet de nombreuses études universitaires. On estime que la ligne droite contient environ 50 % des ressources totales en énergie hydrolienne de la France, où plusieurs gigawatts de technologie hydrolienne pourraient être déployés.²

La région suscite actuellement un grand intérêt commercial en tant que site d'implantation de fermes hydroliennes. En l'occurrence, deux entreprises développent des réseaux de marée dans la région dans le cadre du projet TIGER : Normandie Hydroliennes (NH) et HydroQuest. Ces deux entreprises ont des baux à différents endroits du Raz Blanchard, que TIGER soutient par le biais de divers projets. L'objectif global est de déployer des réseaux commerciaux de plusieurs mégawatts sur ces deux sites, ce qui constituera la première étape vers des fermes plus importantes de plusieurs centaines de mégawatts à l'avenir.

Ce rapport de site fournit une description des caractéristiques du site et quantifie le potentiel de déploiement dans la région du Raz Blanchard.

1.1 Normandie Hydroliennes (NH)

NH est une entreprise commune regroupant les organisations suivantes :

- Proteus Marine Renewables : Producteur d'électricité basé au Royaume-Uni, dont le portefeuille comprend la ferme hydrolienne MeyGen Phase 1A de 6 MW dans le Pentland Firth, en Écosse.
- AD Normandie : l'agence régionale pour la région française de Normandie.
- Normandie Participations : Fonds d'investissement régional.
- EFINOR : Groupe industriel spécialisé dans l'ingénierie et la fabrication.

¹ <https://www.boatsnews.com/story/31517/the-passage-of-the-raz-blanchard-explained>

² <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2019.0490>

La combinaison des solides antécédents de Proteus en matière d'énergie hydrolienne et de la connaissance de la région française par AD Normandie et Normandie Participations signifie que NH est bien placée pour devenir un leader sur le marché français de l'énergie hydrolienne. En outre, Proteus a obtenu un contrat pour la différence (CfD) pour la prochaine phase de MeyGen lors de la vente aux enchères au Royaume-Uni ; Allocation Round (AR4) 4.³ En mai 2021, Proteus a également vu sa turbine sur l'île de Naru au Japon approuvée par le gouvernement, ayant passé avec succès les tests d'inspection de pré-exploitation.

1.2 HydroQuest

HydroQuest est un développeur français d'hydroliennes. Leader sur le marché français, HydroQuest a testé plusieurs itérations de son dispositif durant dernières années, notamment des dispositifs de 80 kW sur le Rhône attachés à des barges et, plus récemment, sa turbine de 1 MW sur le site d'essai d'EDF à Paimpol Brehait en 2019. Cette turbine a vu sa durée de test prolongée de 12 mois, soit 2 ans au total, dans le cadre du projet TIGER.

HydroQuest s'intéresse aussi au marché britannique. En 2020, elle a signé un accord avec le projet d'énergie hydrolienne de Morlais au Pays de Galles.⁴ Morlais, au large de la côte d'Anglesey, couvre 35 km² et appartient à l'entreprise sociale Menter Môn. Morlais a reçu tous les permis nécessaires et l'infrastructure de connexion au réseau est en cours de construction. Jusqu'à 240 MW d'énergie hydrolienne pourraient être déployés sur le site à l'avenir.

1.3 Activités TIGER

NH et HydroQuest sont tous deux partenaires du projet TIGER. Les deux projets de courant de marée dans le Raz Blanchard font l'objet d'un processus d'autorisation, avec des modifications d'autorisation soumises pour actualiser les licences afin d'incorporer les technologies de marée actualisées respectives et d'augmenter la capacité des fermes en cours de développement. Les deux promoteurs discutent avec le gouvernement français, par l'intermédiaire de l'ADEME, l'Agence française pour la transformation écologique, d'une éventuelle subvention en capital et en revenu.

2 Historique du site

Des projets de développement commercial de l'énergie hydrolienne dans le Raz Blanchard ont été élaborés en 2013. En conséquence, deux demandes de bail ont été soumises et accordées : l'une par ENGIE et l'autre par EDF Renewables. Les deux projets partagent un point d'atterrissage du câble d'exportation et doivent collaborer pour minimiser les perturbations locales dans le cadre des conditions de la licence.

En 2017, ENGIE a abandonné son projet de ferme en raison du retrait de GE, son fournisseur de turbines, du marché.⁵ En 2020, ENGIE a donc transféré ce bail à NH.⁶

³ <https://saerenewables.com/sae-successfully-secures-government-support-to-deliver-the-next-phase-of-world-leading-tidal-projects/>

⁴ [Ocean Energy Europe - HydroQuest, Magallanes et SABELLA signent un accord avec le projet Morlais](https://oceanenergy.eu/hydroquest-magallanes-et-sabella-signent-un-accord-avec-le-projet-morlais) (electricenergyonline.com)

⁵ <https://france3-regions.francetvinfo.fr/normandie/manche/raz-blanchard-projet-ferme-hydrolienne-tombe-eau-1170451.html>

⁶ [La prefecture de Normandie approuve le transfert du bail de développement de l'énergie hydrolienne de 12MW d'Engie à Normandie Hydroliennes - Ocean Energy Resources](https://la-prefecture-de-normandie.approuve-le-transfert-du-bail-de-developpement-de-lenergie-hydrolienne-de-12mw-dengie-a-normandie-hydroliennes-ocean-energy-resources) (ocean-energyresources.com)

En 2018, la Commission européenne a approuvé une installation de 14 MW dans le Raz Blanchard. Elle devait être développée par OpenHydro, composée de sept de ses hydroliennes de 2 MW, et exploitée par EDF. Ce projet a été annulé après que Naval Energies, la société mère d'OpenHydro, s'est retirée du secteur, forçant OpenHydro à se mettre en liquidation. EDF a transféré le bail de ce site à HydroQuest.

3 La région

3.1 Aurigny

L'île d'Aurigny est l'une des îles Anglo-Normandes et est dépendante de la Couronne britannique. C'est la deuxième île du bailliage de Guernesey qui est la plus grande.

La population était de 2 141 habitants en mars 2022.⁷ Alors que de 2010 à 2014, la population a diminué d'environ 10 %, cette tendance s'est inversée ces dernières années. Le taux de dépendance est passé de 0,61 à 0,87 de 2010 à 2020, ce qui signifie qu'il y a moins de personnes en âge de travailler en pourcentage de la population. La population a augmenté de 2,0 % depuis mars 2022. L'un des principaux objectifs est d'inciter davantage de jeunes et de personnes en âge de travailler à venir s'installer sur l'île.

Aurigny dépend des importations de combustibles. L'électricité est fournie sur l'île par Alderney Electricity Ltd, à partir d'une centrale électrique au fioul située sur l'île. Le pétrole est fourni par un navire-citerne. Actuellement, le prix de l'électricité à Aurigny est de 32,25 pence/kWh.⁸

L'énergie hydrolienne a déjà été proposée dans les eaux d'Aurigny. Alderney Renewable Energy Ltd a reçu une licence exclusive de 65 ans pour développer un projet hydrolien dans les eaux d'Aurigny par le régulateur, Alderney Commission for Renewable Energy. En 2014, elle s'est associée à OpenHydro pour développer une ferme de 300 MW, qui devait à l'origine être mise en service en 2021, mais sa licence a été révoquée en 2017.

L'île s'intéresse de près aux énergies renouvelables afin de devenir plus autonome, de réduire les prix de l'énergie et de diminuer ses émissions. Aurigny a publié un projet de politique énergétique en 2022.⁹

3.2 Guernesey

Guernesey est la plus grande île du bailliage de Guernesey. En juin 2022, Guernesey comptait 63 950 habitants, soit une augmentation de la population de 0,8 % depuis juin 2022. L'augmentation de la population est une tendance depuis plusieurs années, avec des augmentations de 0,6 %, 0,0 % et 0,8 % respectivement à partir de juin 2019, 2020 et 2021 (enregistrées sur des périodes de 12 mois se terminant en septembre).¹⁰

Concernant la démographie par âge, l'âge médian en mars 2020 était de 43 et 45 ans pour les hommes et les femmes respectivement. Le taux de dépendance de l'île est passé de

⁷ <https://alderney.gov.gg/data>

⁸ <https://alderney-elec.com/electricity/electricity-charges/>

⁹ <https://alderney.gov.gg/CHttpHandler.ashx?id=160989&p=0>

¹⁰

<https://www.gov.gg/population#:~:text=On%2030th%20June%202022%2C%20Guernsey's,%2C%200.0%20and%200.8%25%20respectively.>

0,48 à 0,56 de 2010 à 2020, ce qui montre une tendance similaire, mais moins sévère que celle observée à Aurigny.¹¹

Une part importante de la demande d'électricité de Guernesey est fournie par une interconnexion sous-marine avec la France, qui traverse Jersey, ce qui réduit la dépendance de l'île à l'égard des importations de combustibles fossiles. Des générateurs diesel sont utilisés pour répondre à la demande d'énergie de l'île, car ils servent d'appoint. L'un des avantages de l'utilisation des importations d'électricité en provenance de France est qu'une grande partie de la production provient de sources à faible teneur en carbone, telles que le nucléaire.¹²

Ces dernières années, l'interconnexion sous-marine a connu quelques problèmes d'approvisionnement en électricité. Le GJ1 (la section du câble qui relie Guernesey à Jersey) a connu de multiples défaillances de 2018 à 2019 et son remplacement a coûté 30 millions de livres sterling. Afin d'atténuer toute menace future pour la sécurité énergétique en provenance de la France, des propositions ont été faites pour construire une liaison sous-marine directe entre Guernesey et la France (connue sous le nom de GF1).¹³ Bien que l'installation d'une production renouvelable supplémentaire à petite échelle doive être une priorité, une interconnexion directe a été citée comme une option moins coûteuse et plus efficace que l'installation d'énergies renouvelables à l'échelle du réseau. L'une des principales raisons est que les problèmes d'intermittence peuvent être évités en réduisant la quantité de production d'électricité à base de pétrole sur l'île.¹⁴

Les États de Guernesey ont étudié les ressources houlomotrices et hydroliennes autour de l'île de Guernesey dès 2008, avant de créer en 2010, la Commission des énergies renouvelables de Guernesey, chargée de superviser les énergies marines renouvelables dans les mers territoriales de l'île. En 2011, des évaluations environnementales ont été réalisées pour déterminer les impacts associés à l'installation de dispositifs d'énergie marine. En 2017, Guernesey a publié sa stratégie en matière d'énergie renouvelable, qui établit une approche durable de l'énergie éolienne, houlomotrice et hydrolienne en mer. Cependant, malgré la publication d'une stratégie pour les technologies marines, le moment exact où les dispositifs d'énergie marine seront installés sera déterminé par la réduction du coût de chaque technologie respective.¹⁵

3.3 Jersey

Jersey, officiellement connue sous le nom de Balliwick of Jersey, est la plus grande et la plus peuplée des îles Anglo-Normandes. Durant 20 dernières années, Jersey a connu une croissance démographique significative, passant de 87 186 habitants en 2001 à environ 107 800 en 2019 ¹⁶. Une grande partie de cette croissance démographique est due au solde migratoire, avec 1 000 à 1 500 arrivées à Jersey chaque année de 2015 à 2019, représente tout de même une augmentation par rapport au taux de dépendance de 0,5 observé en 2015.¹⁷

Concernant le bouquet énergétique de Jersey, en 2020, 57 % de la consommation d'énergie de Jersey était couverte par des produits pétroliers, bien qu'il s'agisse principalement de carburant routier et de mazout de chauffage. Par rapport au pétrole utilisé spécifiquement

¹¹ <https://www.gov.gg/CHttpHandler.ashx?id=135941&p=0>

¹² <https://www.gov.gg/CHttpHandler.ashx?id=123716&p=0>

¹³ <https://guernseypress.com/news/2021/05/06/talks-under-way-on-direct-cable-link-with-france/>

¹⁴ <https://guernseypress.com/news/2019/10/05/direct-cable-link-to-france-should-be-a-top-priority/>

¹⁵ <https://www.gov.gg/energy>

pour la production d'électricité, la consommation annuelle est passée de 80 000 tonnes/an au début des années 1990 à seulement 442 tonnes/an en 2020, cette chute spectaculaire étant attribuée à l'installation de l'interconnexion sous-marine entre Jersey et la France.¹⁶

Par rapport aux ambitions énergétiques futures, le gouvernement des États de Jersey a publié simultanément un plan énergétique pour 2050²⁰ et une stratégie de neutralité carbone.¹⁷ Dans le cadre du plan énergétique, l'une des principales stratégies visant à assurer l'avenir du système énergétique consiste à s'orienter vers des *"sources d'énergie renouvelables lorsque cela peut être justifié pour des raisons économiques, de sécurité et de durabilité"*, ce qui implique en partie la mise en œuvre de micro-énergies renouvelables dans le secteur domestique. Pour la stratégie de neutralité carbone, l'installation de plus grandes quantités d'énergies renouvelables a été moins mentionnée que la réduction de la demande d'énergie, tout en augmentant la sécurité énergétique globale et en maintenant les prix à un niveau abordable.

Une première étude de faisabilité sur les courants de marée à Jersey a été réalisée en 2010. L'étude a révélé que les ressources hydroliennes totales de Jersey équivalaient à environ la moitié de la demande énergétique de l'île, mais que seule une petite partie de ces ressources pouvait être extraite de manière réaliste. Une nouvelle étude de faisabilité a été réalisée en 2017. Ses principales conclusions étaient que l'industrie hydrolienne n'avait pas progressé autant qu'on l'aurait espéré et que les ressources hydroliennes de Jersey ne répondraient qu'à environ 6 % de la demande d'électricité de l'île et à 2 % de sa demande totale d'énergie à des prix bien plus élevés que ceux des exportations de la France, ce qui en fait une source d'électricité non rentable à l'heure actuelle.¹⁸

3.4 La Normandie

La Normandie est une région culturelle située dans le nord de la France, la Normandie moderne étant à peu près coextensive avec le duché médiéval de Normandie qui comprenait également les îles Anglo-Normandes. De 1956 à 2015, la Normandie a été divisée entre la Haute-Normandie et la Basse-Normandie avant d'être fusionnée en une seule région administrative. La Normandie compte approximativement 3,3 millions d'habitants. La région est divisée en cinq départements (Calvados, EureManche, Orne et Seine-Maritime). Les principales agglomérations sont Le Havre, Rouen, Caen et Cherbourg-en-Cotentin.¹⁹

En termes de démographie, environ 60 % de la population est en âge de travailler.²⁰ Cependant, on observe une tendance des jeunes à quitter la Normandie pour trouver des opportunités d'emploi ailleurs. Par rapport à la moyenne française, l'agriculture et l'industrie manufacturière représentent une part plus importante de l'emploi régional en Normandie, les principaux secteurs manufacturiers étant l'automobile et l'aérospatiale. L'industrie automobile emploie approximativement 45 000 personnes et 70 % de la recherche et du

¹⁶

<https://www.gov.je/SiteCollectionDocuments/Government%20and%20administration/R%20Jersey%20Energy%20trends%2020%2020210811%20SJ.pdf>

¹⁷ https://statesassembly.gov.je/assemblypropositions/2019/p.127-2019%28re-issue%29.pdf?_gl=1*f4konv*_ga*Mzc5OTc3MzMwLjE2MzU1MDQxOTU_*_ga_07GM08Q17P*MTYzNTUxMjE5OS4zLjEuMTYzNTUxMjE5Mi4w

¹⁸

<https://www.gov.je/Government/Pages/StatesReports.aspx?ReportID=3559#:~:text=En%202010%20les%20enquêtes%20ont%20conclu%20que%20le%20Jersey%20avait,de%20Jersey%2C%20dans%20la%20course%20d'Aurigny%20par%20exemple.>

¹⁹ <https://www.citypopulation.de/en/france/cities/normandie/>

²⁰ https://www.citypopulation.de/en/france/reg/admin/R28_normandie/

développement automobile français sont situés en Normandie, avec l'aide du pôle de compétitivité Movéo. L'industrie aéronautique emploie 13 500 personnes en Normandie, dont une grande partie se concentre sur la conception, les essais et la production des lanceurs spatiaux Ariane et des nacelles de moteurs d'avion.²¹

La Normandie, comme le reste de la France, a actuellement une part importante de son approvisionnement en électricité fournie par l'énergie nucléaire, avec trois centrales nucléaires opérationnelles situées en Normandie. Il s'agit des centrales de Flamanville, Paluel et Penly qui ont une capacité combinée de 10,72 GW (à l'exclusion du réacteur 3 de Flamanville dont la mise en service est prévue en 2022).²² Bien que le nucléaire soit la source dominante de production d'électricité en France, l'énergie éolienne commence à prendre une place plus importante dans le mix énergétique. Cette augmentation est en grande partie attribuable à la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du gouvernement français, dont les principaux objectifs sont de réduire la consommation de combustibles fossiles et d'assurer une transition énergétique claire, équitable et durable. La PPE vise à augmenter fortement la capacité éolienne terrestre tout en développant la filière française de l'éolien en mer.²³ La Normandie, en tant que région, possède un important potentiel éolien inexploité sur ses 650 km de côtes, qui permettra à la France d'atteindre son objectif de 5 GW d'éolien en mer d'ici à 2028. De plus, la Normandie possède l'une des meilleures ressources hydroliennes d'Europe dans le Raz Blanchard.²⁴

Actuellement, plusieurs parcs éoliens offshore sont en phase de développement en Normandie, notamment des projets près de Courseulles, Fécamp et Dieppe. 3.3.²⁵ En outre, des plans sont en cours pour développer un parc éolien offshore de 1 GW avec six soumissionnaires présélectionnés s'engageant dans un « dialogue compétitif » pour réduire les coûts du projet et soutenir la mise en œuvre.

3.3 Projets d'éoliennes en mer

Comme mentionné dans la section 3.3, de nombreux projets éoliens offshore sont en cours en Normandie et un appel d'offres est également en cours pour la construction d'un parc éolien supplémentaire de 1 GW d'ici à 2028.²⁶ En plus des parcs éoliens mentionnés au large des côtes normandes, la Bretagne voisine connaît également un développement éolien offshore important avec la construction du parc éolien de Saint-Brieuc, qui sera relativement proche des sites potentiels d'énergie hydrolienne du Raz Blanchard. Ci-dessous, dans le 1 ci-dessous, une liste des projets éoliens offshore en Normandie est affichée.

Tableau 1 - Projets éoliens en mer en Normandie.

Nom du projet	Localisation	Capacité du projet (MW)	Statut	Date de mise en service
Fécamp	Normandie	500	En cours de construction	2023

²¹ <https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/regional-innovation-monitor/base-profile/normandie>

²²

https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_France#:~:text=Nuclear%20%20%20Name%20%20%20,1986%20retired%201998%20%206%20more%20rows%20

²³ <https://www.gouvernement.fr/en/multiannual-energy-programme-its-aims>

²⁴ <https://world.businessfrance.fr/nordic/2020/08/25/normandy-the-next-step-for-the-nordics-on-the-way-to-energy-transition/>

²⁵ <https://world.businessfrance.fr/nordic/2020/08/25/normandy-the-next-step-for-the-nordics-on-the-way-to-energy-transition/>

²⁶ <https://www.rechargenews.com/wind/power-and-oil-giants-in-frame-as-field-narrows-for-1gw-french-offshore-wind-prize/2-1-1001346>

Saint-Brieuc	Bretagne	496	En cours de construction	2023
Courseulles-sur-Mer	Normandie	448	En cours de construction	2024
Dieppe - Le Treport	Normandie	496	En cours de construction	2024
TBA	Normandie	1000	Développement	2028

Pour les projets éoliens offshore ailleurs dans le Raz Blanchard, des études antérieures ont été entreprises pour Guernsey et Jersey afin d'évaluer les avantages de l'installation d'une capacité éolienne offshore. Pour Guernesey, une étude publiée en 2017 a évalué les avantages et les inconvénients de la construction d'un projet de 30 MW. Les conclusions de l'étude ont montré que les avantages comprenaient l'amélioration de la diversification énergétique, la sécurité de l'approvisionnement, la certitude des prix et la réduction des émissions de carbone. Cependant, les inconvénients doivent être considérés, notamment l'augmentation des coûts par rapport à la production à terre et à l'électricité importée de France.²⁷

Les études menées sur la viabilité de l'éolien en mer à Jersey ont conclu que la construction d'un site au large de la limite ouest des eaux territoriales de Jersey serait commercialement réalisable. En outre, il a été estimé qu'environ trois fois la demande d'électricité de Jersey peut être extraite en exploitant seulement 5 % des eaux territoriales de Jersey.²⁸

3.4 Installations portuaires

3.4.1 Port de St Peter et port de St Sampson

Les deux principaux ports de Guernesey sont situés à St Peter Port et St Sampson et sont exploités par Guernesey Harbours. Guernesey Harbours fait partie des actifs commerciaux des États de Guernesey et dirige un grand éventail de fonctions maritimes, avec environ 98 % des importations de fret et 100 % des importations d'hydrocarbures traitées par eux. Ils supervisent l'exploitation et la gestion des deux principaux ports de Guernesey, St. Peter Port et St Sampson. Des postes d'amarrage sont disponibles pour les navires commerciaux d'une longueur maximale de 135 mètres. St Sampson éliminer également de postes d'amarrage à sec pour les navires d'une longueur maximale de 80 mètres. Les installations de grutage et les postes d'amarrage sont aussi présents dans les deux ports, avec des limites de poids allant jusqu'à 62 tonnes à St Peter Port et 7 tonnes à St Sampsons²⁹.

3.4.2 Port de Jersey

Le port de Jersey est le principal point d'entrée des importations sur l'île, 98,6 % de toutes les marchandises entrant à Jersey par le port.²⁹ Il est dirigé par Jersey Harbours responsable de l'administration des aspects commerciaux du port ainsi que des services maritimes. Le port de Jersey dispose de nombreux postes d'amarrage adaptés à une large gamme de navires, tels que les petits navires à passagers, les navires de croisière, les pétroliers et les cargos, avec des postes d'amarrage d'une longueur pouvant atteindre 158 mètres.³⁰

²⁷ <https://gov.gg/article/160125/Offshore-wind-study-published>

²⁸ <https://www.bailiwickexpress.com/jsy/news/focus-it-time-plug-gap-our-energy-security/#.YYD1YG3P02x>

²⁹ <https://www.ports.je/jerseyharbours>

³⁰ <https://www.ports.je/jerseyharbours/commercial/openingservicesfacilities/>

Les ports de Jersey étant par ailleurs impliqués dans les services maritimes, plusieurs d'entre eux pourraient être utiles à l'industrie hydrolienne qui opère autour du Raz Blanchard à l'avenir. Il s'agit, par exemple, de l'ingénierie et de la gestion de projet, de l'amarrage et de la manutention des ancres, des véhicules télécommandés et de l'assistance à la plongée, ainsi que du remorquage et de la poussée.³¹

3.4.3 Port de Cherbourg

Situé à Cherbourg-en-Cotentin, en Normandie, le port abrite la rade de Cherbourg, la plus grande rade artificielle d'Europe et la deuxième au monde. Historiquement, Cherbourg a été un fabricant de navires de guerre, mais aujourd'hui, le port est surtout utilisé pour accueillir les ferries en provenance du Royaume-Uni et les cargos en provenance de l'étranger. Les opérations du port de Cherbourg sont supervisées par Cherbourg Port³², qui fait partie des Ports de Normandie, un organisme public par ailleurs responsable de la gestion des ports de Caen-Ouistreham et de Dieppe.

Parmi les trois ports gérés par Ports de Normandie, Cherbourg est important dans le domaine des énergies renouvelables en mer puisqu'il dispose d'une usine de production de pales pour l'éolien en mer et a également été sélectionné par EDF comme site d'assemblage des turbines installées dans les parcs éoliens de Courseulles-sur-Mer et de Fécamp.³³ Au-delà de l'éolien offshore, Cherbourg abrite également la première usine au monde construite spécifiquement pour la construction d'hydroliennes, devenue opérationnelle en 2018, ce qui en fait un site qui pourrait revêtir une grande importance stratégique pour les futurs projets d'hydroliennes en cours de développement au Raz Blanchard.³⁴

3.4.4 Port de Lézardrieux

Situé en Bretagne, le port de Lézardrieux est appelé à devenir la principale plate-forme de transport maritime du parc éolien de Saint-Brieuc. C'est là que les équipages seront transférés sur le site du parc éolien pour effectuer une série d'opérations maritimes.³⁵ Le port de Lézardrieux étant utilisé pour les opérations éoliennes en mer, il devrait également être considéré comme un site avec lequel les équipages peuvent être transférés pour effectuer des activités d'installation et de maintenance pour les futurs projets d'hydroliennes au Raz Blanchard.

4 Sites d'exploitation viables

Pour cette analyse, nous avons utilisé des ensembles de données SIG et des méthodes d'analyse pour indiquer les zones disponibles dans la région pour de futures exploitations agricoles commerciales. Nous avons aussi considéré les exclusions potentielles qui pourraient avoir un impact sur la viabilité du projet. La motivation est de donner un contexte au-delà de TIGER, lorsque les sites futurs sont examinés pour la technologie de la prochaine génération.

³¹ <https://www.ports.je/jerseyharbours/marineservices/>

³² <https://www.cherbourg-port.fr/news-port-of-cherbourg.php>

³³ <https://windeurope.org/policy/topics/offshore-wind-ports/activities/windeurope-welcomes-ports-of-normandy-as-a-new-member/>

³⁴ <https://www.offshore-energy.biz/naval-energies-opens-cherbourg-tidal-turbine-plant/>

³⁵ <https://www.energyglobal.com/wind/21042021/construction-begins-on-saint-brieuc-offshore-wind-farm/>

4.1 Méthodologie

4.1.1 Données sur la vitesse du flux de la marée

Pour l'étude du système d'information géographique (SIG), nous avons choisi une zone d'analyse englobant l'ensemble de la région du Raz Blanchard, y compris la course d'Aurigny.

Les données sur les flux de marée ont été fournies par l'Université de Caen Normandie, partenaire du projet TIGER. L'Université de Caen Normandie a produit un modèle hydrodynamique de la Manche en utilisant TELEMAC-2D. Le modèle a été construit sur une grille non structurée avec des tailles de cellules variables allant de 10 km à 200 m. Le modèle a été forcé par 11 constituants de marée fournis par l'atlas TPXO 2008. Le modèle TELEMAC-2D a été validé dans le cadre du projet OceanQuest avec six séries temporelles (d'une durée d'un mois) d'un profileur de courant acoustique à effet Doppler (ADCP). Les erreurs RMS moyennes sur les vitesses de courant varient de 0,23 à 0,42 m/s en fonction de l'emplacement de l'ADCP dans le Raz Blanchard. Pour la présente évaluation des ressources des courants de marée, le modèle a produit des données sur un an concernant les vitesses de courant et les hauteurs d'eau moyennées par rapport à la profondeur. L'année 2020 a été choisie comme référence, car elle est associée à une ressource annuelle moyenne dans le cycle lunaire de 18,6 ans (Thiébot et al, Appl. Oc. Res, 2022).³⁶

4.1.2 Données des fournisseurs de technologie

Plusieurs fournisseurs de technologie ont été contactés afin de comprendre les contraintes de déploiement qui affectent leurs dispositifs spécifiques. Ils ont été interrogés sur leur génération actuelle de technologie ainsi que sur les tendances qu'ils anticipent pour les futures générations d'appareils. Les aspects suivants ont été abordés :

Propriétés de l'appareil

- Cote de l'appareil
- Diamètre du rotor (nominal et minimum/maximum envisagé)
- Vitesse d'écoulement nominale
- Vitesses d'entrée et de sortie
- Espace libre au-dessus et au-dessous du dispositif
- Plage de profondeur d'eau de conception (min et max)

Propriétés agricoles

- Taille de l'exploitation (à une date donnée)
- Conception de l'espacement des turbines
- Densité énergétique approximative de l'exploitation

³⁶ Thiébot J., Guillou N., Coles D., Guillou S. (2022) On nodal modulations of tidal-stream energy resource in north-western Europe. *Applied Ocean Research*, 121, Article 103091.

- Propriétés de la fondation :
- Type de fondation préféré
- Conditions de conception correspondantes (pente du fond marin, type de fond marin, navire d'installation requis)

Propriétés du réseau de transport

- Distance maximale par rapport à la côte (pour éviter des pertes de transmission élevées)
- Appareils par concentrateur sous-marin
- Besoin du réseau (établi sur la taille de l'exploitation, kVA)

Les dispositifs comprenaient des dispositifs fixes de petite taille (<500 kW) et à grande échelle (2 MW+), ainsi que des dispositifs flottant à grande échelle.

Nous avons utilisé ces données pour attribuer les technologies appropriées aux trois sites d'intérêt.

4.1.3 Contraintes environnementales

Nous avons dressé une liste de diverses contraintes environnementales à étudier dans l'ensemble de la région. L'objectif était d'indiquer les facteurs susceptibles de poser des problèmes aux grands projets commerciaux d'EST.

Les contraintes fortes que nous avons considérées sont les suivantes :

- Zones proches des épaves (<250 m)
- Plateformes pétrolières et gazières, forages et zones d'exploration
- Parcs éoliens en mer et autres énergies marines renouvelables (opérationnels et en développement)
- Sites de dépôt de boues de dragage
- Accords de site pour l'extraction de minéraux et d'agrégats
- Munitions immergées

Nous avons également cartographié les contraintes douces. Le développement dans ces zones pourrait être possible, mais nécessiterait une évaluation plus détaillée du site. Ces contraintes sont les suivantes

- Trafic maritime
- Zones marines protégées : Sites d'intérêt scientifique particulier (SSSI), zones de protection spéciale (SPA), zones spéciales de conservation (SAC).
- Type de sédiments des fonds marins
- Emplacement de la grille

Les principales sources de données sont les suivantes :

- SHOM³⁷ (données bathymétriques)
- Portail de données du réseau européen d'observation et de données du milieu marin (EMODnet) (activités humaines, par exemple, dépôt de boues de dragage, munitions immergées)
- RTE (lignes de transport)

4.2 Cartes de cadrage de l'énergie hydrolienne

4.2.1 Vitesse d'écoulement

Le Raz Blanchard est un système de marée progressif où les pics de courant se produisent à marée haute et à marée basse. L'eau qui transite par la course est accélérée dans une zone de 15 km de large située entre l'île d'Aurigny (île anglo-normande) et le cap de la Hague (France). À plusieurs endroits, en particulier du côté est de la course, les courants de marée dépassent 5 m/s pendant les marées de printemps.³⁸ En plus de la vitesse élevée du courant, le courant du Raz Blanchard est caractérisé par une variabilité temporelle réduite sur des échelles de temps semi-diurnes et bimensuelles, ainsi que par un désalignement réduit entre les phases de flux et de reflux du cycle de la marée, ce qui rend ce site optimal pour le déploiement de turbines.³⁹

Figure 2 (en haut) montre le pic du courant de marée printanier dans la région, un indicateur de l'énergie disponible dans le flux. Les courants de marée maximaux dépassant 5 m/s indiquent des sites économiquement viables et de vastes zones où la vitesse des courants de marée dépasse 3,5 m/s sur l'ensemble de la carte.

Le site hydrolien du Raz Blanchard a acquis la réputation d'être l'un des meilleurs sites en Europe et dans le monde, avec une capacité estimée de 1 à 2 GW.⁴⁰ En outre, le site bénéficie de fortes vitesses d'écoulement dans les eaux territoriales françaises et d'Aurigny, ce qui en fait un lieu attractif pour développer l'énergie hydrolienne.

4.2.2 Bathymétrie

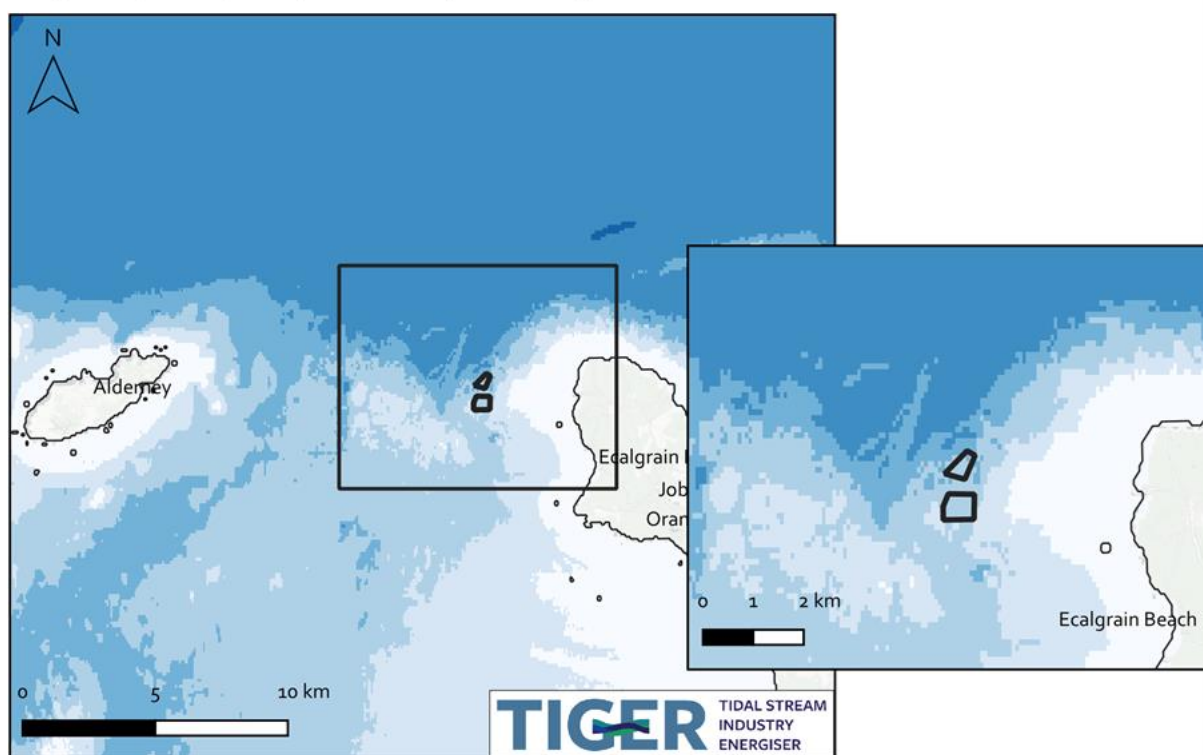
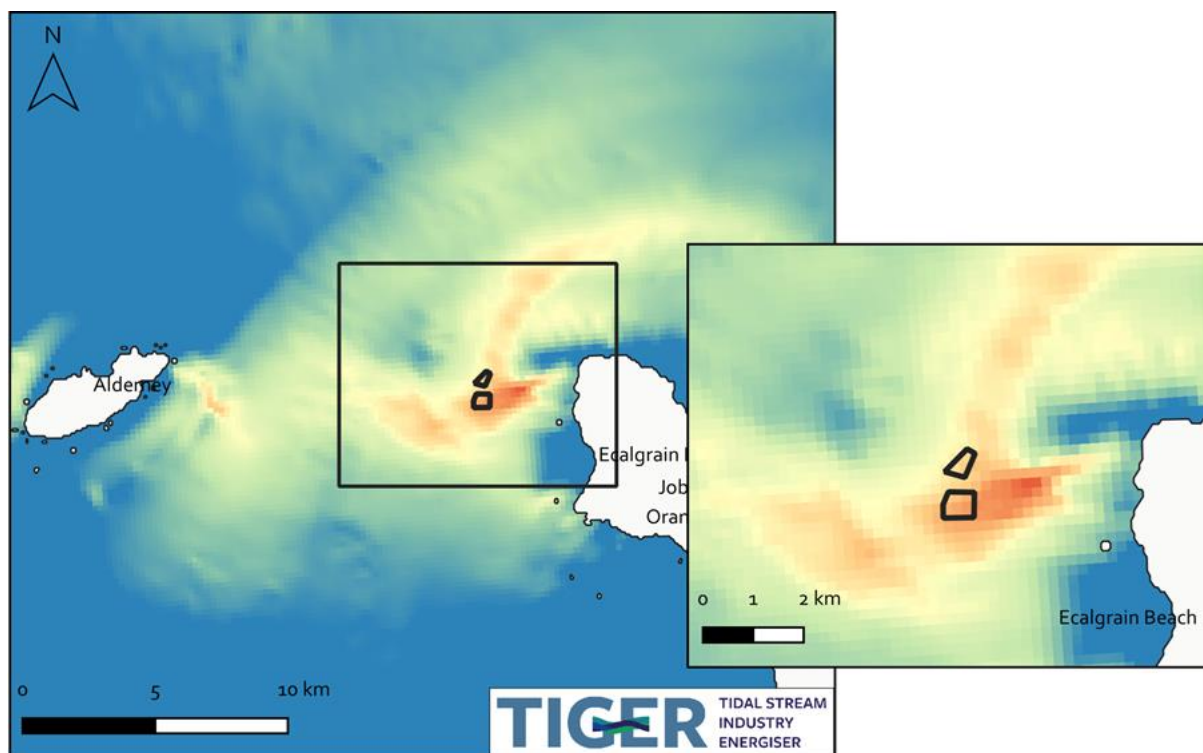
Figure 2 (en bas) montre la bathymétrie de la région. Le site hydrolien du Raz Blanchard présente des profondeurs d'eau adaptées à divers concepts d'appareils, y compris des appareils à fond fixe et des appareils flottants. Le site est également adapté à la prochaine génération de dispositifs à grand rotor (diamètre du rotor de plus de 24 m, axe horizontal). En outre, des eaux moins profondes, plus proches de la côte, pourraient convenir à des dispositifs plus petits ou à des démonstrateurs. Il convient de noter que les eaux deviennent plus profondes au nord des deux zones de concession.

³⁷ <https://www.shom.fr/>

³⁸ D. Coles, L.S. Blunden, A.S. Bahaj (2017) Assessment of the energy extraction potential at tidal sites around the Channel Islands. *Energy*, 124 (2017), pp. 171-186

³⁹ Guillou Nicolas, Neill Simon P. et Thiébot Jérôme (2020). Variabilité spatio-temporelle de l'énergie hydrolienne dans le nord-ouest de l'EuropePhil. Trans. R. Soc. A.3782019049320190493

⁴⁰ https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/atlantis-study-identifies-2-gw-of-tidal-20180426



SHOM, 2015. Atlantic Bathymetric DTM (Homonim Project). https://dx.doi.org/10.17183/MNT_ATL100m_HOMONIM_WGS84

Figure 2 - Vitesse maximale de la marée de printemps (en haut) et bathymétrie (en bas) dans la région de l'île de Wight.

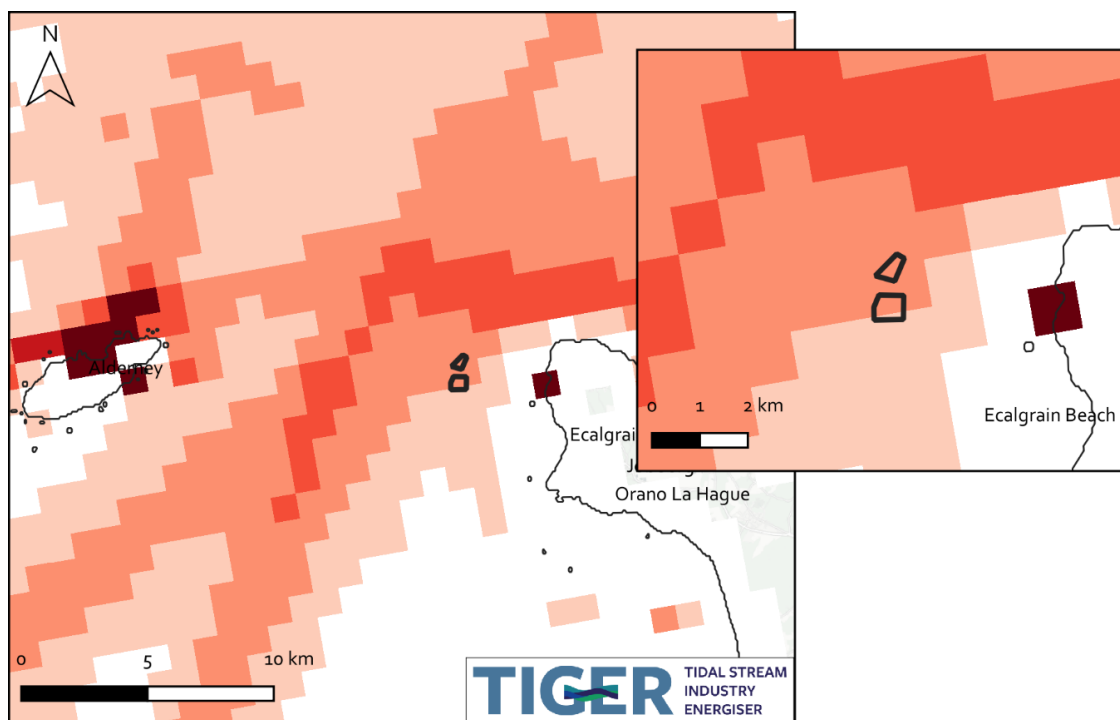
4.2.3 Trafic maritime

La figure 3 (en haut) montre la densité du trafic maritime dans la région en unités d'heures moyennes par mois. Bien que le site hydrolien du Raz Blanchard soit généralement adapté au développement de l'énergie hydrolienne, il est important de prendre conscience de certains défis. Par exemple, au nord du site, un plan d'eau assez fréquenté pourrait rendre plus difficile le développement d'une grande ferme flottante. En outre, la résolution des données relatives au site est relativement grossière, ce qui pourrait être un point à améliorer pour mieux comprendre le potentiel du site pour l'énergie hydrolienne.

4.2.4 Zones de protection de l'environnement

Figure 3 (en bas) montre les zones environnementales désignées dans la région. Le site hydrolien du Raz Blanchard est situé dans une zone d'intérêt spécial pour la conservation (SIC), et les deux zones de bail en font partie. Cependant, les baux précédents ont été accordés à EDF et ENGIE, pour que cela n'est pas perçu comme un problème. En outre, il existe une zone de protection spéciale (ZPS) autour du littoral, ce qui signifie que toute construction de sous-station devra tenir compte de l'impact potentiel sur les oiseaux. Quant au câble, il devrait traverser le SIC et la ZPS, ce qui pourrait ajouter quelques étapes du point de vue de l'autorisation. Bien qu'il soit peu probable que cela constitue un obstacle, cela pourrait entraîner des exigences supplémentaires pour un site commercial plus important.

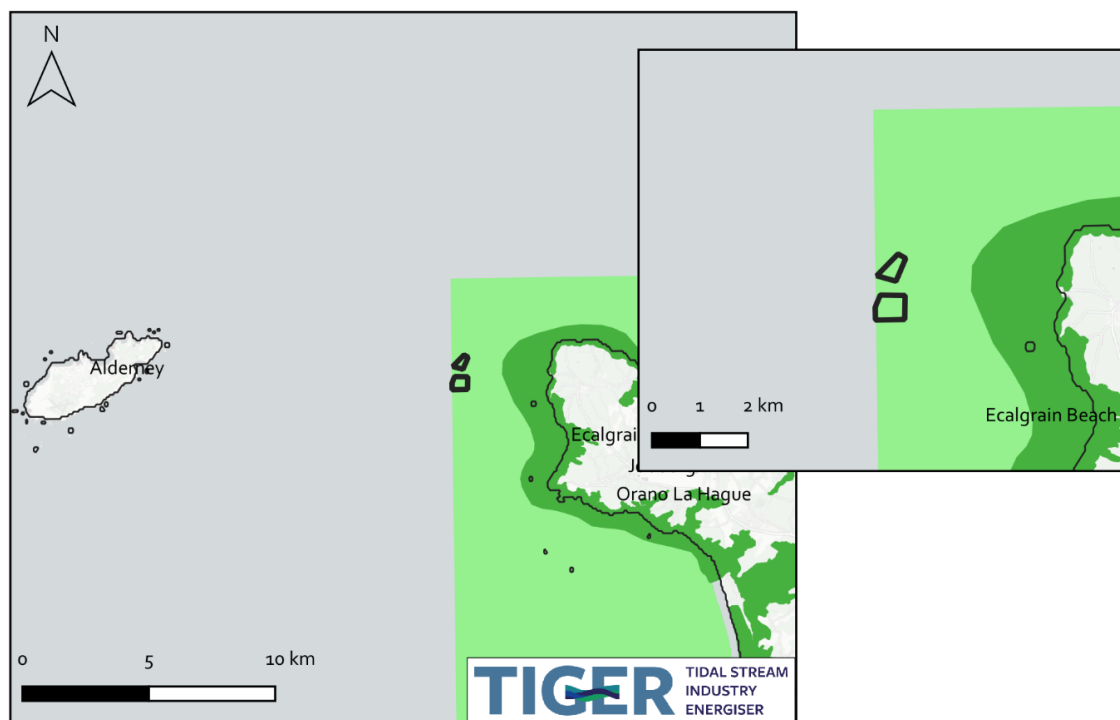
En fin de compte, la présence de ZPS et de ZSC est susceptible d'augmenter les délais associés à l'autorisation d'un projet et peut signifier qu'une surveillance environnementale accrue est nécessaire, ce qui augmente les coûts de développement de tout projet. Toutefois, les ZPS sont moins préoccupantes pour les projets d'EST que pour les parcs éoliens, car les rotors immergés affectent uniquement les oiseaux plongeurs.



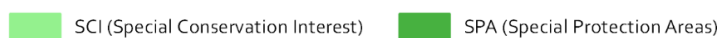
Vessel density 2019 (average hours per month)



Data obtained from the European Marine Observation and Data Network (EMODnet). The maps are based on AIS data yearly purchased from Collecte Localisation Satellites (CLS) and ORBCOMM.



Protected areas



Data obtained from the European Marine Observation and Data Network (EMODnet)

Figure 3 - Densité des navires (en haut) et zones environnementales protégées désignées (en bas) dans la région du Raz Blanchard.

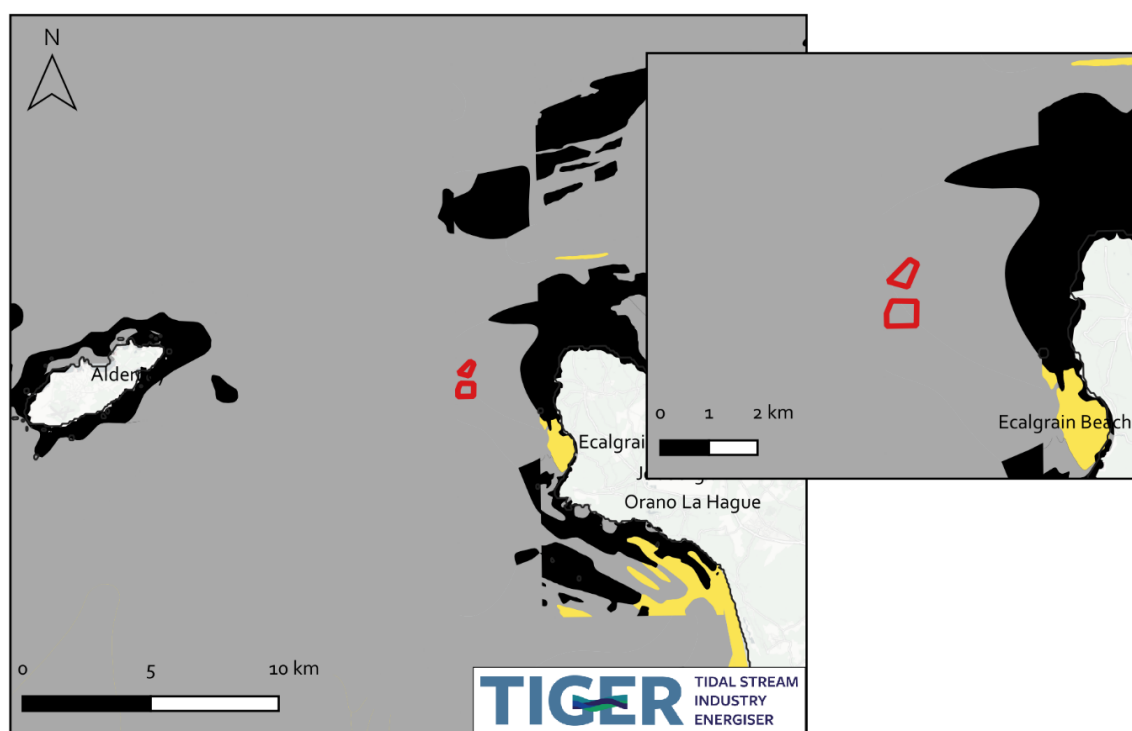
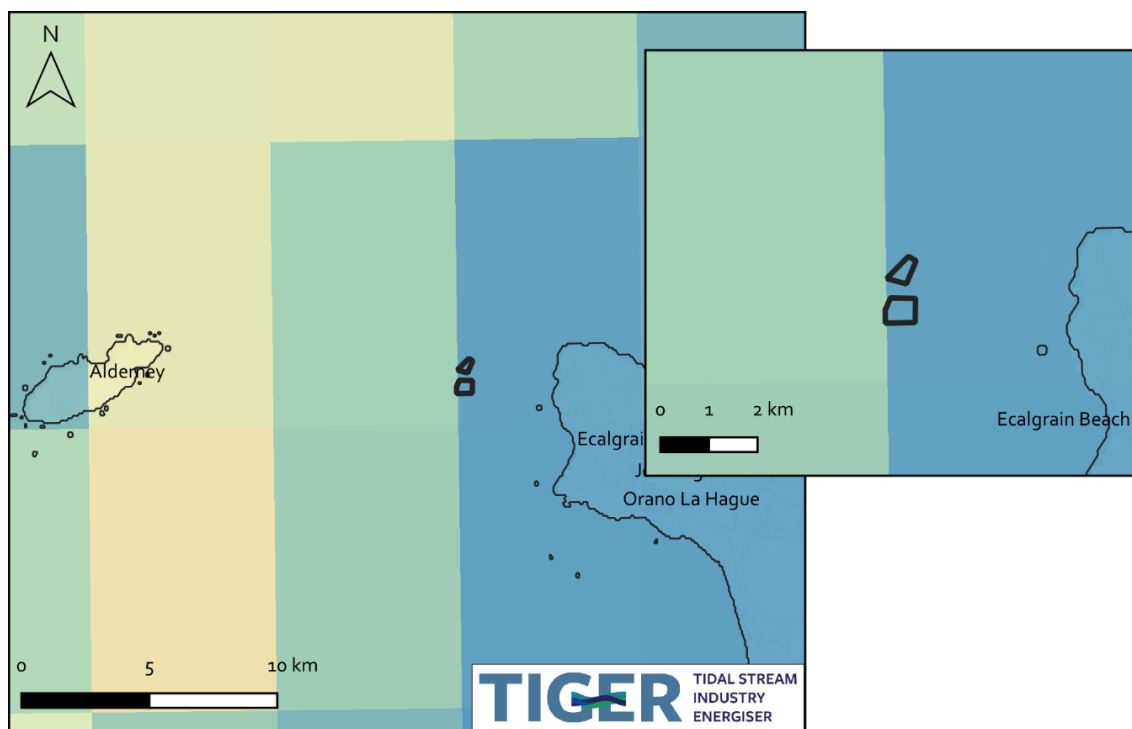
4.2.5 Activité de pêche

La figure 4 (en haut) montre l'activité de pêche dans la région, les données présentées provenant du portail de données Global Fishing Watch. Le jeu de données pour le site hydrolien du Raz Blanchard indique une faible activité de pêche dans la zone d'analyse, ce qui n'est donc pas considéré comme une contrainte pour développer les fermes hydroliennes. Il convient toutefois de noter que ces données n'ont qu'une valeur indicative. Néanmoins, pour un projet commercial de plus grande envergure, il est conseillé de s'engager avec les pêcheries locales pour ce site afin de s'assurer que le projet est dénué d'impact négatif sur leurs activités.

4.2.6 Sédiments des fonds marins

Figure 4 (en bas) montre les types de sédiments des fonds marins dans la région, en les classant en cinq grandes catégories. Elle est établie sur des données d'étude interpolées sur des zones plus vastes.

L'ensemble des données utilisées dans cette analyse pour le site hydrolien du Raz Blanchard indique des sédiments à gros grains, qui pourraient simultanément convenir aux fondations sur pieux et aux fondations gravitaires. De plus, les roches et les blocs vers le rivage caractérisent les sédiments du fond marin, ce qui signifie qu'il est peu probable que le câble puisse être posé sur le fond marin et qu'il faudra peut-être l'enterrer. Toutefois, il s'agit d'une considération typique pour tout projet d'énergie hydrolienne.



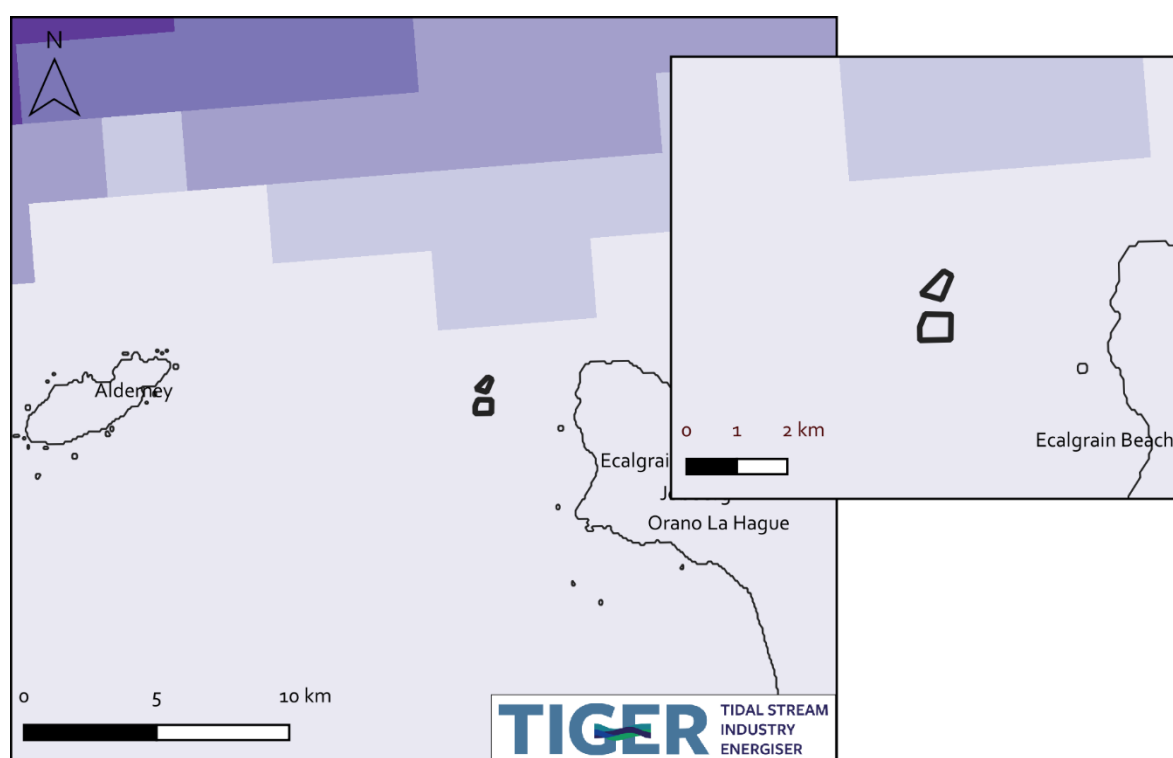
Data made available by the EMODnet Geology project, <http://www.emodnet-geology.eu> funded by the European Commission Directorate General for Maritime Affairs and Fisheries.

Figure 4 - Activité de pêche commerciale (en haut) et classification des sédiments du fond marin (en bas) dans la région du Raz Blanchard.

4.2.7 Hauteur extrême significative des vagues (50 ans)

Figure 5 montre les hauteurs de vagues significatives extrêmes dans la région, c'est-à-dire les hauteurs extrêmes sur 50 ans. Cet ensemble de données a été fourni par ABPmer, qui l'a généré à l'aide de son modèle SEASTATES North West European Shelf Wave Hindcast Model. Les estimations sont considérées comme réalistes, avec des modèles de variance semblables à ceux d'autres sources de données, mais elles ne sont pas validées localement et sont donc considérées comme des estimations indicatives. Les données sont interpolées sur une grille de 3 km². Le modèle SEASTATES est principalement un modèle d'eaux profondes et, par conséquent, ne représente pas de manière adéquate les effets des eaux peu profondes (par exemple, le shoaling, la réfraction, le déferlement des vagues).

En gardant ces réserves à l'esprit, la carte indique que les vagues extrêmes d'une année sur 50 sont inférieures à 8 m dans l'ensemble de la zone. Les turbines hydroliennes devraient être conçues dans cette optique pour garantir leur survie, et des études futures sont nécessaires pour examiner tout effet localisé.



Extreme wave height: 50-year return period (m)



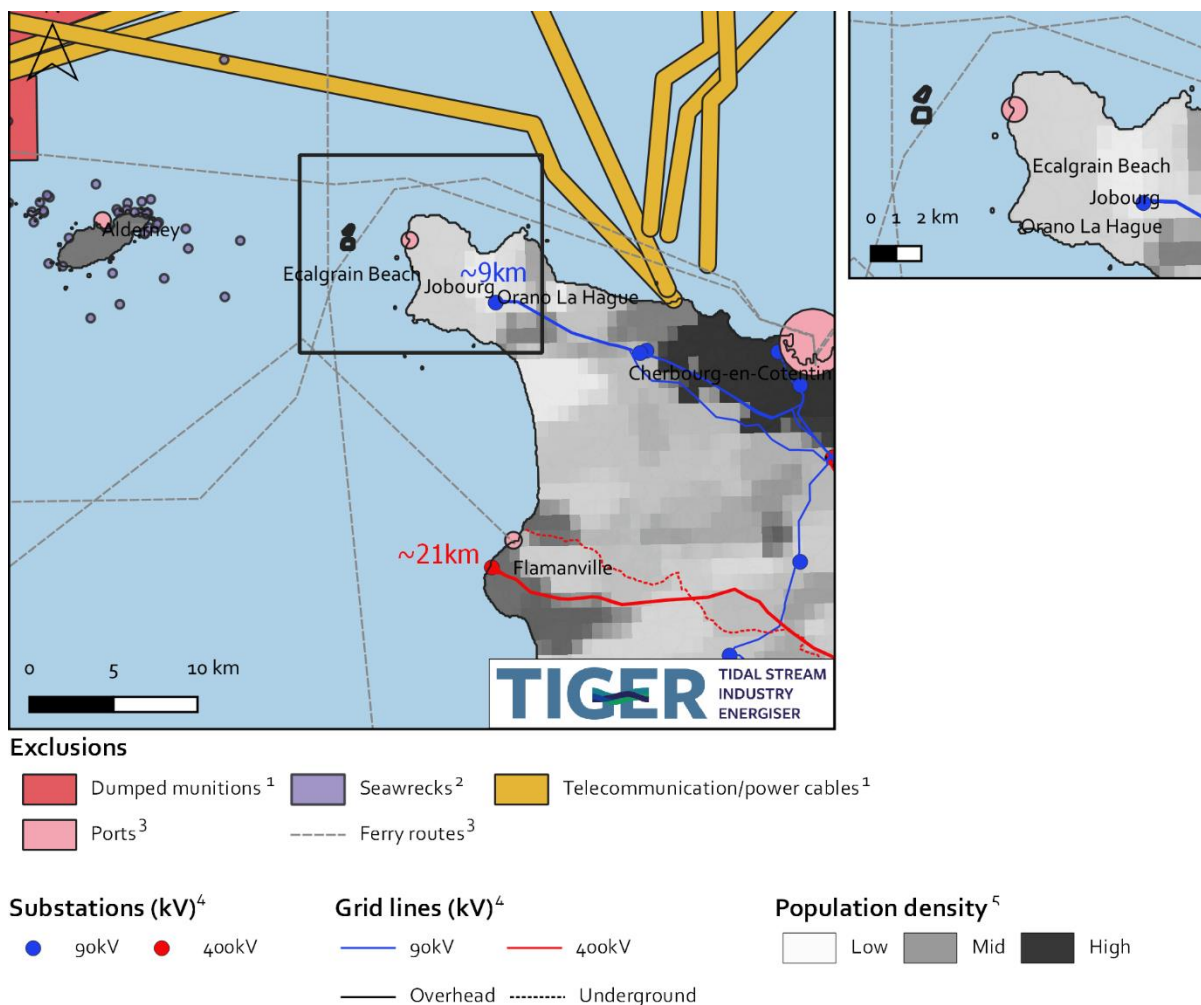
Data provided by ABP Marine Environmental Research Ltd

Figure 5 - Hauteur extrême significative des vagues (période de retour de 50 ans) dans la région.

4.2.8 Contraintes strictes et grille

Figure 6 montre les contraintes dures, à savoir les zones de fonds marins utilisées par d'autres usagers de la mer.

Le site de marée du Raz Blanchard est largement exempt d'exclusions, à l'exception de certaines routes de ferry. Il y a également une faible densité de population dans la zone voisine, ce qui peut entraîner une plus grande marge de manœuvre pour les travaux de génie civil à terre et moins d'oppositions à tout projet. HydroQuest et NH prévoient d'exporter de l'électricité à 20 kV vers Ecalgrain Beach. Cependant, un projet plus important de 100 MW ou GW devrait probablement être connecté au réseau à Flamanville, en supposant qu'il y ait la capacité nécessaire (bien que cela n'ait pas été examiné dans le cadre de cette étude). L'option préférée consisterait probablement à toucher terre près de la plage d'Ecalgrain, avec une sous-station collectrice recevant les câbles du réseau et transmettant cette énergie via, par exemple, des câbles de 200 kV jusqu'à Flamanville, soit sous la mer, soit sur terre.



1: Data obtained from the European Marine Observation and Data Network (EMODnet)
 2: Contains public sector information, licensed under the Open Government Licence v3.0, from the UK Hydrographic Office
 3: Devised using local maps and knowledge
 4: RTE owned substations and infrastructure, obtained from the Open Data Energy Networks (ODRE) platform.
 5: Center for International Earth Science Information Network - CIESIN - Columbia University. 2018. Gridded Population of the World, Version 4 (GPWv4): Population Density, Revision 11. Palisades, NY: NASA Socioeconomic Data and Applications Center (SEDAC).

Figure 6 - Contraintes offshore et utilisation de la mer dans la région.

4.2.9 Limites d'exploitation proposées

Figure 7 montre les zones disponibles pour les sites commerciaux identifiés à partir de l'analyse SIG.

Sur la base des délais prévus par la France, une ferme TSE pour le site hydrolienne du Raz Blanchard a été modélisée en deux phases. La phase 1 comprendrait une ferme de 132 MW avec 66 turbines d'ici à 2030, tandis que la phase 2 ajouterait 132 MW supplémentaires, ce qui donnerait un total de 264 MW d'ici à 2033.

Il convient de noter que les positions des éoliennes sur la carte ont été générées par le SIG et sont purement illustratives. En réalité, l'agencement de la ferme serait plus soigneusement conçu afin de minimiser les pertes.



*Horizontal axis, 20m rotor diameter, fixed-bottom foundation. Turbine locations and farm boundary are purely analytical and indicative.

Figure 7 - Zones identifiées comme convenant à des projets d'EST à l'échelle commerciale.

5 Évaluation technico-économique

Dans cette section, le potentiel économique du Raz Blanchard à moyen terme est étudié. Cela inclut des commentaires sur la capacité disponible, le coût levé de l'énergie (LCOE), et le soutien financier nécessaire pour permettre de nouveaux développements au-delà de la durée de vie du projet TIGER.

5.1 Méthodologie

L'évaluation technico-économique s'est déroulée selon les étapes suivantes :

1. Définir des dates de mise en service, des technologies et des tailles d'exploitation représentatives pour les projets EST.
2. Établir des estimations de la production annuelle d'énergie (PEA) sur la base des éléments ci-dessus.
3. Introduire l'AEP et les spécifications de la turbine dans le modèle technico-économique pour calculer le LCOE.
4. Identifier le CfD/Feed-in Tariff (FiT) approprié pour les sites, sur la base d'un calendrier de déploiement approprié et du taux de rendement interne (TRI) du projet.

5.1.1 Fermes modélisées

La modélisation de deux fermes de 132 MW pour le site hydrolienne du Raz Blanchard a été entreprise dans l'intention de faire écho à la demande de l'industrie française au gouvernement pour des enchères TSE régulières et dédiées. La priorité est donc mise sur le moyen terme (les dix prochaines années) plutôt que sur des projets pilotes à court terme ou des projets à long terme à l'échelle du GW. Cette approche permet de trouver un

équilibre entre l'encouragement à l'investissement et la démonstration du potentiel de la technologie sans pour autant devenir trop idéalisé et hypothétique ou à trop petite échelle pour susciter un intérêt commercial. L'analyse se fonde sur la technologie actuelle, à savoir des dispositifs de 2 MW avec un diamètre de rotor de 20 m. Les dispositifs. Les. Pourtant, les propriétés du site suggèrent horizontal. Les dispositifs sont à fond fixe et à axe horizontal, mais les propriétés du site suggèrent qu'une gamme de types de technologies, y compris des dispositifs à axe vertical et flottants, serait appropriée. Il convient de noter que si l'analyse est représentative et indicative, l'utilisation de dispositifs plus grands avec de meilleures économies d'échelle pourrait conduire à une plus grande réduction du LCOE.

Tableau 2 résume les hypothèses du projet qui ont été retenues pour l'analyse. Les dates de mise en service du projet, 2030 et 2033, ont été retenues pour la phase 1 et la phase 2, respectivement.

Tableau 2 - Hypothèses relatives aux appareils et aux exploitations agricoles utilisées pour l'analyse technico-économique.

Propriété	Unité	Phase 1	Phase 2
Année de mise en service	-	2030	2033
Taille de l'exploitation	MW	132	264
Type de fondation	-	Fond fixe	Fond fixe
Puissance nominale de l'appareil représentatif	MW	2	2
Diamètre représentatif du rotor du dispositif	m	20	20
Nombre de dispositifs	unités	66	132

Analyse technico-économique

Approche

Nous avons établi des coûts représentatifs pour les projets et les technologies en utilisant les données des partenaires du projet TIGER. Nous avons aussi calculé le LCOE en utilisant des hypothèses standard de l'industrie à une date de mise en service appropriée. Nous avons projeté les coûts pour l'avenir en appliquant des taux d'apprentissage anticipés à l'échelle de l'industrie, comme ce fut le cas pour d'autres technologies énergétiques (par exemple, l'énergie solaire, l'énergie éolienne en mer).

Pour les fermes, nous avons calculé les prix d'exercice du CfD appropriés en analysant les revenus et les coûts sur la durée de vie et en comparant le prix d'exercice au TRI du projet. Nous avons ensuite calculé le soutien aux revenus du CfD nécessaire pour atteindre différents niveaux de TRI du projet (hors taxes et financement par emprunt) afin de déterminer un prix d'exercice approprié.

Nous avons calculé les paramètres LCOE et IRR pour trois scénarios : Baseline, Optimistic et Pessimistic (Base de référence, optimiste et pessimiste) modélisés avec différentes hypothèses d'entrée, dans le but d'indiquer l'incertitude et la gamme potentielle de valeurs auxquelles on peut s'attendre.

Hypothèses de modélisation : coûts

Pour modéliser les cas futurs, nous avons d'abord dérivé le cas actuel (supposé 2022). Les sources de données comprenaient les nomenclatures des partenaires TIGER, les données des modèles de coûts d'ORE Catapult et une connaissance plus grande de l'industrie. Une prévision de marché a été créée en tenant compte de la construction probable sur la base des sites actuels dont la capacité a été approuvée. Ces prévisions s'alignent sur celles d'organisation telle que le MEC et la Commission européenne ⁽⁴¹⁾.

Les dépenses d'investissement dans les turbines (CAPEX) et les coûts des fondations proviennent des partenaires de TIGER, ont été vérifiés et ajustés pour représenter les valeurs nominales des appareils considérés. Les coûts de transmission ont été obtenus à partir des ensembles de données d'ORE Catapult utilisés pour l'éolien en mer. Les coûts de développement (DEVEX), d'assurance, de contingence et de démantèlement (DECEX) ont été modélisés en pourcentage du CAPEX total, conformément aux estimations des industries TSE et éolienne offshore.

L'installation, l'O & M planifiée et l'O & M non planifiée ont été obtenues auprès des partenaires TIGER et vérifiées à l'aide d'un modèle spécialement conçu à cet effet. Ce modèle a été créé sur Microsoft Excel. Il utilise une approche établie sur la fréquence, calculant les coûts des opérations maritimes en calculant les délais des opérations et en les multipliant par le taux d'affrètement d'un navire approprié. Le modèle inclut également les coûts de mobilisation et de démobilisation des navires, les pièces de rechange et tient compte de la distance que les navires doivent parcourir jusqu'à l'exploitation et à l'intérieur de celle-ci. Pour l'O & M non planifiée, le modèle suppose un nombre fixe d'interventions par an. Le modèle peut choisir de mobiliser un navire dès que possible ou de conserver un navire permanent dans le cadre d'un affrètement à long terme, en choisissant l'option la moins chère.

Les fermes ont été jugées trop grandes pour être connectées au réseau de distribution local, comme cela est prévu pour les projets HydroQuest et NH TIGER. Nous avons supposé que les chaînes de dispositifs sont connectées à une station de collecte intermédiaire sur la plage d'Ecolgrain, puis à la sous-station 400 kV de Flamanville. Ceci est réalisé par un câble sous-marin d'environ 20 km.

Les coûts des navires ont été obtenus à partir des modèles ORE Catapult et vérifiés auprès des partenaires TIGER. Nous avons supposé qu'un multicat équipé d'un plongeur ou d'un véhicule télécommandé (ROV) pourrait être utilisé pour l'inspection et les réparations mineures sur le site.

Les réductions des CAPEX et des dépenses d'exploitation (OPEX) ont été modélisées en appliquant des réductions établies sur le taux d'apprentissage aux différents postes de coûts. Ces réductions ont été fixées de 8 à 17 %, en fonction de la catégorie de coûts, reflétant le taux d'apprentissage à long terme tel qu'il a été observé historiquement pour d'autres énergies renouvelables ⁴². La réduction de l'apprentissage n'a pas été appliquée aux frais de transmission.

⁴¹ La MEC souhaite que le gouvernement britannique adopte un objectif de 1GW d'énergie marine (houlomotrice et hydrolienne) d'ici 2035. La Commission européenne a fixé un objectif de déploiement de 100 MW d'énergie houlomotrice et hydrolienne d'ici à 2025 et de 1 GW d'ici à 2030.

<https://www.oceanenergy-europe.eu/wp-content/uploads/2022/06/Last-Stop-to-2025.pdf>

⁴² <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rspa.2021.0469>

Hypothèses de modélisation : AEP

L'Université de Caen Normandie, partenaire du projet TIGER, a fourni des facteurs de capacité et des pertes de sillage en tenant compte de différentes densités de fermes et d'emplacements de réseaux. Le modèle hydrodynamique TELEMAC-2D a été utilisé pour effectuer les simulations. Dans ces simulations, les fermes hydroliennes ont été représentées par une traînée accrue répartie sur la zone occupée par les fermes ⁴³. L'effet des turbines sur le flux de marée a donc été idéalisé. En effet, les réseaux de marée ont été modélisés comme un tout plutôt que comme un ensemble de turbines individuelles (déployées à des endroits spécifiques) interagissant les unes avec les autres.

5.2 Résultats : Phase 1 (132 MW)

trouvée. La montre le LCOE calculé pour les trois scénarios. Dans les trois cas, la majeure partie du LCOE se trouve dans le CAPEX de l'appareil. Il est à noter que les prix des LCOE sont exprimés en livres sterling 2012 pour être cohérents avec les prix des CfD britanniques et pour faciliter la comparaison entre les rapports de développement du site TIGER.

Le LCOE de référence est de 118,4 £/MWh avec un facteur de capacité net de 26,5 %. Le scénario optimiste à 98,7 £/MWh est largement dû au facteur de capacité plus élevé supposé (facteur de capacité net de 28,6 %) ainsi qu'à de légères réductions supposées dans la transmission et l'installation. Le scénario pessimiste à 149,8 £/MWh suppose un facteur de capacité net plus faible de 25 % (en supposant simultanément un facteur de capacité brut plus faible et des pertes légèrement plus élevées) ainsi qu'un coût de dispositif et de fondation plus élevé. Comme nos données pour ces composants étaient limitées pour un dispositif unique, nous avons voulu examiner le cas de coûts plus élevés.

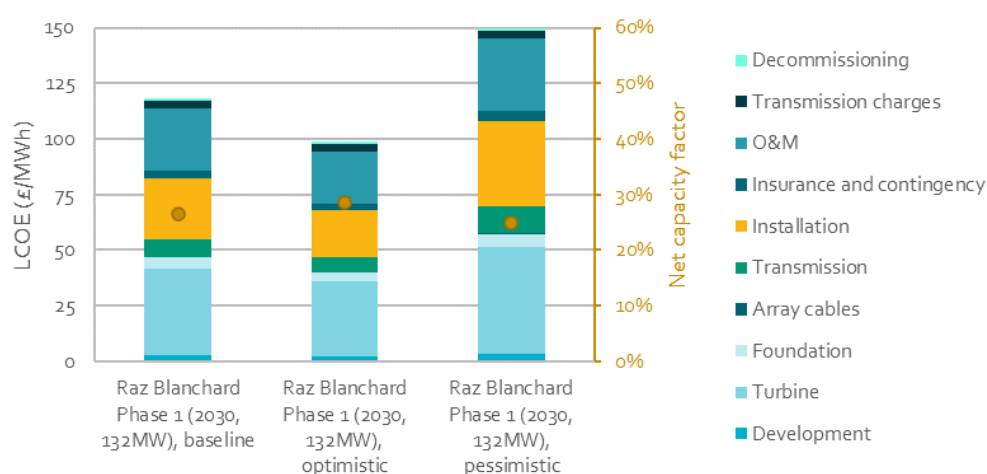


Figure 8 - Ventilation des LCOE pour les trois scénarios élaborés pour le cas Raz Blanchard Phase 1. L'AEP net est indiquée sur l'axe Y secondaire.

Figure 9 montre le TRI du projet en fonction du prix d'exercice du CfD. Nous estimons qu'un TRI de 10 % pourrait être atteint pour un prix d'exercice de 178 £/MWh, bien que cela n'inclue pas la dette ou l'impôt. Dans le cas du scénario optimiste, le prix d'exercice tombe à 157 £/MWh pour un TRI de 10 %. Inversement, dans le cas du scénario pessimiste, le prix d'exercice passe à 206 £/MWh.

⁴³ Thiébot J., Bailly du Bois P., Guillou S. (2015) Modélisation numérique de l'effet des hydroliennes sur l'hydrodynamique et le transport sédimentaire - Application à la Course d'Aurigny (Raz Blanchard), France. Renewable Energy, 75, pp. 356-365.

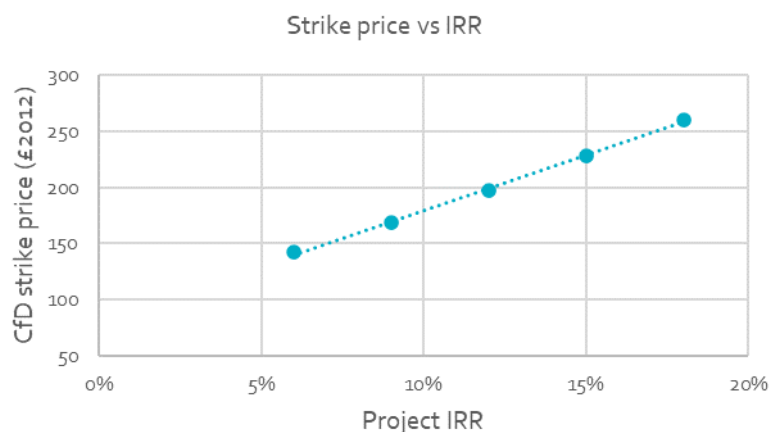


Figure 9 - Prix d'exercice du CfD par rapport au TRI du projet pour le scénario originelle de la phase 1 du projet Raz Blanchard.

5.3 Résultats : Phase 2 (264 MW)

La figure 10 montre la répartition des LCOE pour les trois scénarios. Il convient de noter que les prix des LCOE sont exprimés en livres sterling 2012 pour être cohérents avec les prix CfD au Royaume-Uni.

Le LCOE de base à 111 £/MWh avec un facteur de capacité net de 23,5 % est inférieur de 6,25 % à celui du scénario de la phase 1, 132 MW. La plupart des coûts sont supposés être inférieurs en raison de l'apprentissage accru pour la date de mise en service plus tardive et de meilleures économies d'échelle pour la ferme plus grande.

Le scénario optimiste à 95,3 £/MWh est largement dû au facteur de disposition plus élevé supposé (facteur de disposition net de 24,7 %) et aux légères réductions supposées dans la transmission et l'installation. Le scénario pessimiste à 143,8 £/MWh suppose un facteur de disposition net de 21,4 % (en supposant un facteur de disposition brut plus faible et des pertes légèrement plus élevées) et un coût de dispositif et de fondation plus élevé. Comme nos données pour ces composants étaient limitées pour un dispositif unique, nous avons voulu examiner le cas de coûts plus élevés.

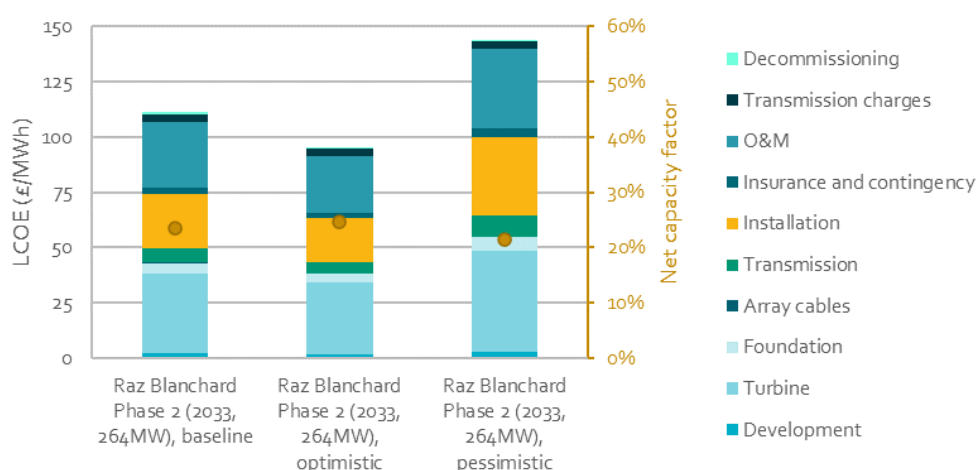


Figure 10 - Ventilation des LCOE pour les trois scénarios élaborés pour le cas Raz Blanchard Phase 2. L'AEP net est indiquée sur l'axe Y secondaire.

Figure 11 montre le TRI du projet en fonction du prix d'exercice du CfD. Nous estimons qu'un TRI de 10 % pourrait être atteint pour un prix d'exercice de 169,3 £/MWh, bien que cela n'inclue pas la dette ou l'impôt. Dans le cas du scénario optimiste, le prix d'exercice tombe à 153 £/MWh pour un TRI de 10 %. Inversement, dans le cas du scénario pessimiste, le prix d'exercice passe à 204 £/MWh.

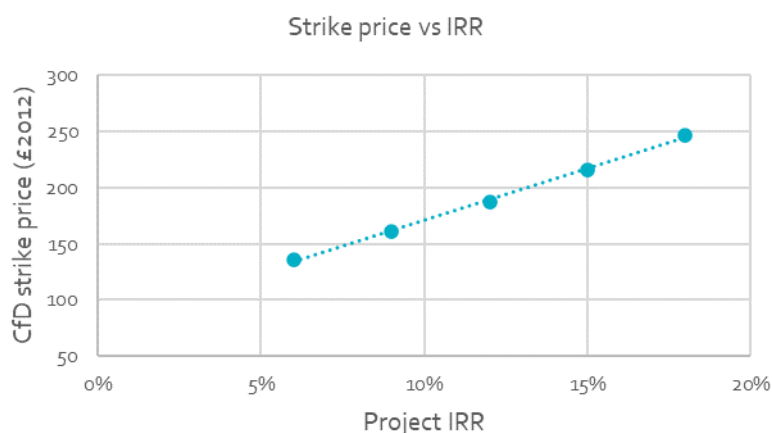


Figure 11 - Prix d'exercice du CfD par rapport au TRI du projet pour le scénario originelle de la phase 2 du projet Raz Blanchard.

6 Résumé et recommandations

6.1 Résumé

Cette étude a analysé le potentiel EST de la région du Raz Blanchard. Nous avons examiné un certain nombre de questions différentes, notamment les antécédents, les ports d'intérêt, l'analyse géospatiale de la zone disponible et la viabilité technico-économique. Dans cette section, nous résumons l'étude et fournissons des recommandations sur les domaines à privilégier pour s'assurer que les avantages régionaux de l'EST sont bien exploités.

Viabilité socio-économique

Le Raz Blanchard est un endroit qui pourrait bénéficier des emplois potentiels et de l'emploi qu'un site TSE pourrait apporter. En tant que technologie d'énergie renouvelable, le site TSE pourrait permettre à la communauté locale de s'impliquer dans une nouvelle industrie et de bénéficier des opportunités d'emploi associées. Le site TSE aurait également l'avantage d'être proche de plusieurs ports locaux, tels que Jersey, Cherbourg et Lézardrieux, ainsi que les ports de St Peter Port et St Sampson, ce qui apporterait un soutien logistique au projet.

Viabilité environnementale

Le site hydrolien du Raz Blanchard est situé dans une zone SCI et la présence de ZPS pourrait poser des problèmes pour développer ces projets. L'un des problèmes potentiels est l'impact sur le tracé des câbles. Les zones protégées peuvent restreindre l'emplacement des câbles, limitant ainsi les itinéraires possibles pour la transmission de l'électricité produite par le site TSE. En outre, certaines technologies peuvent être mieux adaptées que d'autres aux zones protégées. Par exemple, certaines technologies peuvent avoir un impact plus important sur l'environnement que d'autres, ce qui les rend inadaptées à une utilisation dans les zones protégées.

Cependant, les baux précédents ont été accordés à EDF et ENGIE, ce qui suggère que ces questions potentielles aient déjà été considérées. Il est possible de développer des projets d'EST tout en minimisant leur impact sur les zones protégées. Cet objectif peut être atteint grâce à une planification minutieuse, à la sélection des sites et au choix des technologies.

En outre, les avantages potentiels de l'énergie hydrolienne, tels que sa capacité à générer de l'énergie renouvelable et à réduire les émissions de gaz à effet de serre, en font une technologie prometteuse pour l'avenir.

Viabilité géospatiale

Plusieurs facteurs pourraient avoir un impact sur le développement de projets d'énergie hydrolienne dans la région. L'un des aspects positifs est que les vitesses d'écoulement de la zone renforcent les courants de marée maximaux dépassant 5 m/s. En outre, le site du Raz Blanchard présente des contraintes mineures et de faibles interactions avec les autres usagers de la mer. Il s'agit d'une considération importante, car les interactions avec d'autres utilisateurs, tels que la navigation ou la pêche, peuvent créer des conflits susceptibles d'entraver le développement du projet. Il est donc primordial de noter que toute interaction avec les usagers de la mer doit soigneusement être dirigée et atténuée afin de garantir le développement durable du projet.

D'un point de vue géospatial, le déploiement de projets de plus de 100 MW dans la région semble possible. Cependant, il est important de noter que des facteurs tels que les interactions de sillage et les effets de blocage pourraient avoir un impact sur l'efficacité de la technologie. Ces facteurs n'ont pas été examinés dans le présent rapport et doivent être soigneusement considérés lors des phases de planification et de développement.

Le site du Raz Blanchard présente une bonne gamme de profondeurs, ce qui permet une plus grande flexibilité dans les types de technologies déployées dans la zone, y compris les dispositifs à fond fixe et les dispositifs flottants. Le site est également adapté aux dispositifs à grand rotor de la prochaine génération. En outre, les eaux moins profondes situées plus près de la côte pourraient convenir à des dispositifs plus petits ou à des démonstrateurs.

Enfin, les projets de plus de 100 MW devraient probablement être raccordés au réseau à Flamanville, à condition que la capacité existe, ce qui n'a pas été abordé dans cette étude.

Viabilité technico-économique

Il est important de noter que les évaluations technico-économiques sont de haut niveau et indicatives, et qu'une analyse plus détaillée serait nécessaire pour évaluer pleinement la viabilité économique des projets. Ces informations sont essentielles pour évaluer la viabilité économique d'un projet et prendre des décisions d'investissement.

6.2 Recommandations

À partir de cette étude, nous recommandons les étapes suivantes :

- **Établir la viabilité du réseau** : nous devons poursuivre les recherches sur les possibilités de connexion au réseau pour les grandes fermes de plus de 100 MW, en particulier sur la faisabilité de la connexion de Flamanville au réseau de transport d'électricité. En outre, la possibilité d'exporter de l'électricité vers Aurigny et/ou Guernesey vers le continent français devrait être examinée. Cela nécessiterait une analyse détaillée de l'infrastructure de réseau existante, ainsi que toute amélioration potentielle qui pourrait être nécessaire pour accueillir la capacité supplémentaire. Une telle étude peut fournir des opportunités supplémentaires de génération de revenus et augmenter la viabilité globale du projet. L'étude doit tenir compte du coût et des sources de financement de l'infrastructure du réseau. Des projets à plus grande échelle sont nécessaires pour atteindre les niveaux économiques. Les sociétés de distribution d'électricité doivent donc être associées à la discussion afin de garantir une capacité de réseau suffisante pour les projets.

- **Étude plus approfondie des zones environnementales** : étudier les implications que les zones SCI et SPA pourraient avoir du point de vue de la planification et des coûts. Par exemple, lors de la planification de la pose d'un câble sous-marin, il est important de tenir compte des zones marines protégées situées le long du tracé proposé et de veiller à ce que les activités d'installation et de maintenance du câble ne nuisent pas aux espèces et aux habitats protégés et minimisent l'impact sur l'écosystème marin. Cela peut impliquer d'ajuster le tracé du câble, de modifier les activités d'installation et de maintenance et d'obtenir les permis et approbations nécessaires auprès des autorités compétentes. En outre, le respect des réglementations relatives aux zones marines protégées peut augmenter le coût global de la pose du câble sous-marin. Des équipements, du personnel et des permis supplémentaires peuvent être nécessaires, et des retards et autres dépenses peuvent être associés à la modification du tracé du câble ou des procédures d'installation. Toutefois, le non-respect de ces réglementations peut entraîner des amendes, des poursuites judiciaires et des dommages environnementaux, ce qui peut s'avérer beaucoup plus coûteux à long terme.
- **Étendre l'étude à d'autres technologies et tailles de fermes** : il est important d'étendre les études à un plus large éventail de technologies et de tailles de fermes, telles que les turbines flottantes ou à axe vertical, les projets de moins de 100 MW et les projets de 500 MW. L'utilisation de modèles de flux peut aider à sélectionner les types de turbines et les configurations de fermes les plus appropriés pour maximiser le rendement énergétique.
- **Effort de lobbying coordonné** : un effort de lobbying coordonné doit être entrepris, en collaboration avec des groupes industriels tels que le SER en France et des entreprises locales, afin d'inciter le gouvernement à adopter des appels d'offres réguliers pour les projets d'énergie hydrolienne. Cela peut fournir les incitations nécessaires pour que les développeurs investissent dans le site et contribuent à accélérer le rythme de développement.
- **Susciter l'adhésion de la communauté locale** : la région est une destination touristique populaire et une ferme hydrolienne améliorerait l'emploi local et de diversifier l'économie locale. Nous recommandons de nous engager très tôt auprès de la communauté pour comprendre ses opinions et l'encourager à soutenir le projet. Un modèle de propriété communautaire, dans lequel la communauté a un intérêt dans un projet hydrolien et peut financièrement en bénéficier, pourrait être un moyen d'accroître le soutien et la sensibilisation.