



TIGER T1.6.6 Livrable : Synthèse de l'impact du travail de terrain et de l'analyse des données d'écoulement haute-fidélité sur la LE du projet hydrolien de Normandie Hydroliennes.

V0.1

juillet 2023

Financement

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet TIGER (Tidal Stream Industry Energiser) et a été cofinancé par le Fonds européen de développement régional par l'intermédiaire du programme Interreg France (Manche) Angleterre.

Historique du document

Révision	Date	Description	Origine par	Examiné par	Approuvé par
1	juillet 2023	Finale	NH	SA	DB

Clause de non-responsabilité

Les informations, analyses et recommandations contenues dans ce rapport de Normandie Hydroliennes 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 du rapport. Offshore Renewable Energy Catapult ne garantit pas l'exhaustivité des informations. Elle ne fait aucune déclaration ni ne donne aucune garantie, expresse ou implicite, quant à l'exactitude ou à la fiabilité des informations et à leur 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 ou de tout dommage, y compris, mais sans s'y limiter, les dommages indirects ou consécutifs ou toute perte ou tout 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.

Introduction

Le rapport "NH-3561-Impact du travail de terrain et de l'analyse des données de flux haute-fidélité sur le LCoE pour TIGER T1.6.6" ci-dessous fournit un résumé de l'impact attendu sur le coût levé de l'énergie (LCoE) résultant des mises à jour du modèle de développement et d'optimisation du réseau de MeyGen (comme indiqué dans MEY-21-2-REP-002-F-Meygen & Raz Blanchard Array Development And Model Optimisation_Rev2"), résultant des travaux de terrain et d'analyse des données de flux haute-fidélité entrepris sur le site de MeyGen en 2022-2023 (comme indiqué dans T1.6.6 - "MEY-21-2- REP-001-F-MeyGen-2022 Field Work Analysis Report").

Normandie Hydroliennes (NH) développe actuellement un projet marémoteur pilote appelé NH1 dans le Raz Blanchard en France et envisage de construire des réseaux à grand volume. Le développement et l'optimisation des réseaux de turbines est un sujet d'une grande importance pour NH et le secteur de l'énergie marémotrice au sens large, en particulier dans le contexte du coût de l'énergie, car il s'agit d'un facteur très influent sur la voie de la commercialisation de l'énergie marémotrice. Avec le soutien du projet TIGER, les travaux réalisés dans le cadre de ce projet ont apporté une contribution précieuse à un modèle global pour le développement de projets à plusieurs niveaux : des prévisions de flux plus précises qui alimentent une conception fiable des ressources et de l'ingénierie, jusqu'à l'optimisation des réseaux et son impact sur le coût. Il est essentiel de renforcer la confiance dans tous ces aspects pour fournir un modèle financier fiable qui sous-tend l'analyse de rentabilité du projet NH1.

Normandie Hydroliennes espère et prévoit que cette publication aidera l'ensemble de l'industrie marémotrice à développer des réseaux à plus grande échelle.



NH-3561- Impact du travail de terrain et de l'analyse des données d'écoulement haute-fidélité sur la LCoE pour TIGER T1.6.6 juillet 2023

L'objectif de cette étude réalisée par Normandie Hydroliennes (NH) est d'examiner les résultats du travail effectué en T1.6.6 et de déterminer l'impact éventuel sur la LCoE prévue pour les réseaux d'hydroliennes.

Cette étude fait référence à deux rapports qui constituent des livrables pour le work package T1.6.6 de TIGER :

- T1.6.6 Rapport technique sur les travaux de terrain et l'analyse des données d'écoulement haute-fidélité, y compris les mesures d'écoulement à partir de navires et les mesures de turbulence au MeyGen, *juin 2023*.
- T1.6.6 Mises à jour du modèle de développement et d'optimisation du réseau MeyGen résultant des récents travaux sur le terrain et des impacts sur les sites du Raz Blanchard, *juin 2023*

Résumé des principales conclusions des travaux sur le terrain susceptibles d'avoir un impact sur le LCoE des turbines marémotrices :

1. L'utilisation d'un ADCP à 4 faisceaux conduit à une surestimation de la turbulence, en particulier de l'intensité de la turbine de 20 à 25 % et de l'énergie cinétique de 25 à 50 %.
2. Les réductions de la vitesse de sillage existent un peu plus loin que ce que l'on pensait auparavant à 14-15 diamètres de rotor plutôt qu'à 10 diamètres de rotor.

Impact de la réduction des niveaux de turbulence sur les

Évidemment, les turbulences ont un impact sur la charge mécanique et électrique de l'hydrolienne.

Proteus Marine Resources (PMR) a étudié la charge de la turbine AR1500 sur le site de MeyGen et a comparé la charge réelle avec la charge simulée produite grâce à les caractéristiques de turbulence des données ADCP à 4 faisceaux.

Cette étude visait spécifiquement à établir la corrélation entre l'impact réel des turbulences et l'impact simulé des turbulences.

La figure 1 montre la charge Mx d'une pale de marée avec des turbulences correspondant aux données ADCP à 4 faisceaux (en vert) et les valeurs réelles (en bleu). Le violet est un logiciel de simulation alternatif (ttSim) avec les données de turbulence pour faire correspondre la charge et la puissance réelles aussi près que possible. Les résultats ont été obtenus en diminuant l'intensité de la turbulence de 30 % et les échelles de longueur de 25 à 50 %. Ceci est semblable aux réductions de turbulence suggérées par les données ADCP à 5 faisceaux. Le code ttSim a également été calibré par rapport à des lames de marée, mais il a permis d'effectuer des simulations plus rapides.

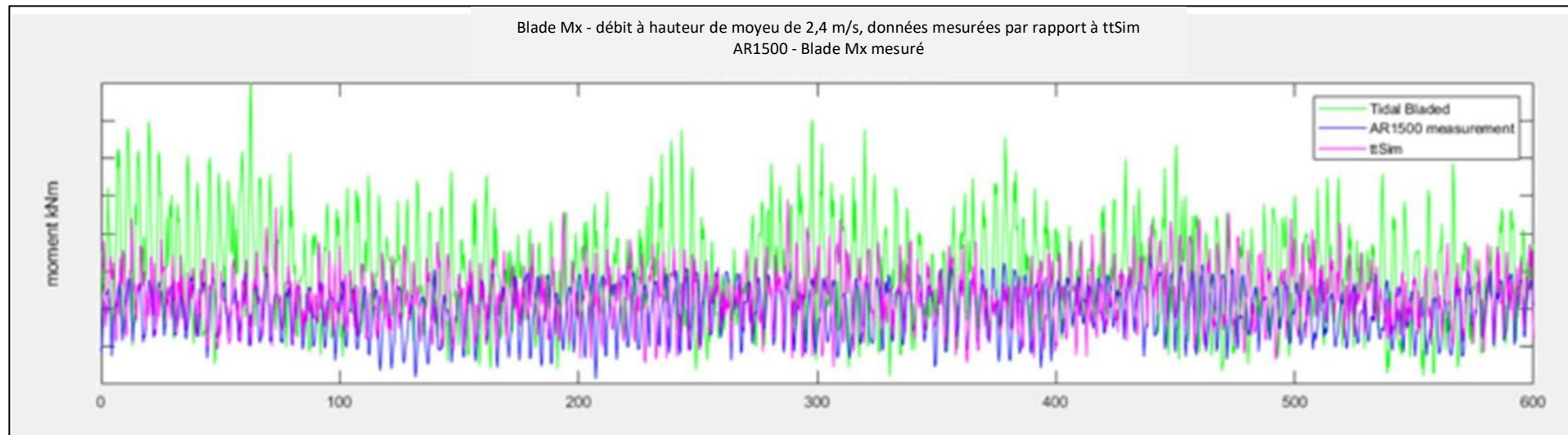


Figure 1 : Série chronologique de la charge de la lame Mx comparant les données réelles aux données simulées.

Voici quelques-unes des principales conclusions de l'étude figurant dans le tableau 1 ci-contre.

L'étude a conclu que :

- Les erreurs de turbulence peuvent conduire à une surestimation des charges, et donc à une sùr conception des composants d'un système d'hydrolienne, ce qui peut augmenter le LCoE.
- Le développement futur des turbines devrait utiliser des valeurs de turbulence réduites afin d'être plus représentatif de la réalité.

Charge métrique :		2,8 m/s (pas de tangage)	3,2 m/s	3,6 m/s
		Nouvelle turbulence/ancienne turbulence	nouvelle turbulence/ancienne turbulence	nouvelle turbulence/ancienne turbulence
Lame My	Moyenne	101%	101%	101%
	Max	91%	94%	89%
	SD	84%	73%	76%
Puissance	Moyenne	99%	101%	99%
	Max	83%	91%	84%
	SD	59%	64%	69%
Poussée	Moyenne	101%	101%	101%
	Max	90%	89%	91%
	SD	61%	79%	81%
Base de la tour Mz	Moyenne		99%	99%
	Max		93%	90%

Tableau 1 : Effets des paramètres de turbulence sur la charge dans différentes conditions de fonctionnement simulées

Pour évaluer l'impact potentiel de faibles niveaux de turbulence sur un système d'hydrolienne, chaque sous-système de charge de la turbine a été pris en compte. Certains des sous-systèmes de la turbine sont limités par les charges ultimes dues aux tempêtes ou aux cas de défaillance et par la capacité nominale du système. D'autres aspects sont limités par les charges de fatigue dues principalement à une combinaison de turbulences, de cisaillement de vitesse et d'ombre du pylône.

Les principales conclusions sont que les spectres de charge basés sur une caractérisation précise de la turbulence permettent de réduire considérablement le coût de certains systèmes, alors que dans d'autres systèmes, l'effet est insignifiant.

L'estimation globale est que le coût des turbines sera réduit nominalement de **3,4 %**.

Le même processus est utilisé pour le reste des centres de coûts qui contribuent au coût d'investissement total de l'ensemble du système. Les seuls autres sous-systèmes contributeurs sont : la structure de support de la turbine, qui est soumise à des charges de fatigue, ce qui entraîne une réduction de l'épaisseur des matériaux ou du diamètre des tubes et une diminution des soudures ; et le système de conversion, dont la capacité peut être réduite, car les fluctuations des charges incontrôlables seront moindres. (Remarque : comme les systèmes de conversion d'énergie sont dimensionnés sur la base de la norme nominale, on suppose que la réduction de la charge de pointe ne se traduira pas toujours par une réduction du dimensionnement).

La réduction globale des coûts est d'environ **2,6 %**.

Il convient de noter que les variations de turbulence n'ont pas d'incidence sur les coûts de maintenance, d'assurance et autres coûts opérationnels.

Si l'on intègre cette donnée dans le modèle financier de Normandie Hydroliennes, en partant de l'hypothèse que le rendement annuel n'est pas affecté (voir la diapositive suivante), l'impact de la réduction des coûts d'investissement se traduit par une **réduction de 2,17 % du rendement des capitaux propres**.

Une hydrolienne convertit l'énergie du flux auquel elle est soumise, qu'il s'agisse du flux général de la marée, des vagues ou des turbulences. Il est donc raisonnable de supposer qu'une partie de l'énergie provenant des turbulences est convertie par l'hydrolienne.

On peut ainsi raisonnablement s'attendre à ce que le rendement annuel prévu avec l'ADCP à 4 faisceaux sera plus élevé que le rendement réel.

Ce n'est pas le cas de l'AR1500. Le rendement réel de la turbine AR1500, mesuré sur le terrain, est nominalement supérieur de 10 % au rendement prévu, comme le montre la figure 2.

Les raisons de cet écart sont multiples. La principale raison est qu'comme fournisseur, les performances attendues du système dans le pire des cas sont utilisés pour prédire la courbe de puissance et le rendement. Ces données sont utilisées pour fixer le rendement annuel dans le cadre des calculs LCoE.

Dans la pratique, les sous-systèmes tels que les générateurs, les transformateurs et les convertisseurs de puissance fonctionnent légèrement mieux que les niveaux les plus défavorables définis par les fabricants, pour que le système dans son ensemble fonctionne de manière plus efficace.

La légère diminution perçue du rendement due à une caractérisation précise des turbulences est probablement négligeable par rapport à l'augmentation du rendement due à la performance réelle des systèmes par rapport à leur

performance garantie. On suppose donc que le rendement n'est pas affecté par la réduction des niveaux de turbulence.

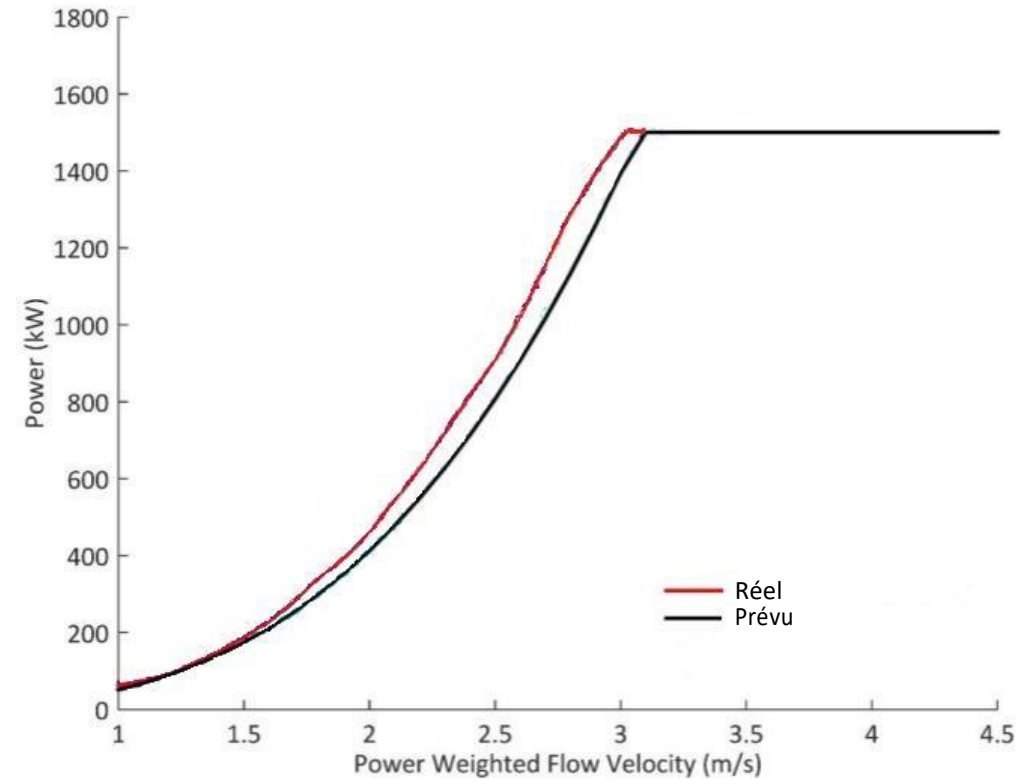


Figure 2 : Courbe de puissance mesurée par rapport à la puissance prévue pour l'AR1500

NH considère qu'il n'y a pas encore suffisamment de données sur les sillages des réseaux pour comprendre l'impact probable sur la LCoE.

Au fur et à mesure que les réseaux s'agrandissent l'impact de la réduction de la vitesse d'écoulement due aux sillages et l'augmentation de la vitesse locale due aux effets de blocage seront mieux compris.

NH estime que ce travail est trop immature pour comprendre avec certitude l'impact sur la LCoE. L'emplacement local des turbines pour le réseau NH1 est tel que les effets de sillage et de blocage seront étudiés.

On peut raisonnablement supposer que les promoteurs voudront maximiser le rendement de leur investissement et pourraient donc choisir l'une ou l'autre des options suivantes en fonction des prix de vente de l'énergie.

- Disposer de moins de turbines dans une zone autorisée où le LCoE sera optimisé, mais où les revenus potentiels du projet seront plus faibles.
- Disposer d'un plus grand nombre de turbines dans une zone autorisée afin de maximiser les revenus de la zone, même si la LCoE est plus faible en raison de turbines moins performantes dans les sillages.

Voici un résumé des principales conclusions des travaux sur le terrain susceptibles d'avoir un impact sur le LCoE des turbines marémotrices :

1. L'utilisation d'un ADCP à 4 faisceaux conduit à une surestimation de la turbulence, en particulier de l'intensité des turbines de 20 à 25 % et de l'énergie cinétique de 25 à 50 %.

Les données ADCP sur les 5 faisceaux montrent que la turbulence a été précédemment surestimée, ce qui a conduit à des prévisions de charge de pointe et de fatigue plus élevées. Nous estimons que la prise en compte de ces charges réduites entraînerait une réduction des dépenses d'investissement de 2,6 % et des dépenses d'exploitation de 2,2 %.

2. Les réductions de la vitesse du sillage étaient mesurables de 9 à 10 diamètres en aval (en fonction du flux ou du reflux) avec des amplitudes de vitesse pondérées par la puissance réduites de 5 % à 14 diamètres de rotor en aval.

NH n'est pas certain de l'impact des données de ce travail sur la LCoE. Ainsi, l'espacement du réseau de turbines sera très spécifique au site et dépendra de nombreuses variables telles que la superficie du site, la densité énergétique, les coûts de connexion au réseau, les prix de vente de l'énergie, etc.



EUROPEAN UNION
European Regional Development Fund