



Interreg



France (Channel Manche) England

LIVRABLE T2.1.2 : OUTILS POUR L'ÉVALUATION RAPIDE DE L'ÉNERGIE MARINE

MARS 2023



Rapport de la CIE T2.1.2 : Outils pour l'évaluation rapide de l'énergie marine

Jon Miles*, Juliette Jackson*

*School of Engineering Computing and Mathematics, University of Plymouth, PL4 8AA

Translated from English using Deepl.com

Traduit de l'anglais en utilisant Deepl.com



BRETAGNE
DÉVELOPPEMENT
INNOVATION



TECHNOPÔLE
BREST-TROISÈME

Technopole
Quimper-Cornouaille



UNIVERSITY OF
EXETER

PLYMOUTH
UNIVERSITY

UEA
University of East Anglia

marine
UNIVERSITY

À propos de l'ICE

Soutenu par Interreg VA France (Manche) Angleterre, le projet Intelligent Community Energy (ICE), vise à concevoir et mettre en œuvre des solutions énergétiques intelligentes et innovantes pour les territoires isolés de la Manche. Les îles et les communautés isolées sont confrontées à des défis énergétiques uniques. De nombreuses îles ne sont pas connectées à des systèmes de distribution d'électricité plus larges et sont dépendantes de fournitures d'énergie importées, généralement alimentées par des combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques dont dépendent les communautés isolées ont tendance à être moins fiables, plus coûteux et à générer plus d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que les systèmes du réseau continental. En réponse à ces problèmes, le projet ICE prend en compte l'ensemble du cycle énergétique, de la production à la consommation, et intègre des technologies nouvelles et établies afin de proposer des solutions innovantes en matière de systèmes énergétiques. Le consortium ICE réunit des chercheurs et des organisations de soutien aux entreprises en France et au Royaume-Uni. L'engagement auprès des PME permettra de soutenir le déploiement du projet et de promouvoir la coopération européenne.



BRETAGNE
DÉVELOPPEMENT
INNOVATION



TECHNOPÔLE
BREST-TROÏSE

Technopole
Quimper-Cornouaille



UNIVERSITY OF
EXETER

PLYMOUTH
UNIVERSITY

UEA
University of East Anglia

marine
SOLUTIONS

Partie 1 : Un outil pour l'évaluation rapide de l'énergie marémotrice sur des sites communautaires isolés.

Section	Numéro de page
Résumé	3
Introduction	3
Diamants de marée	3
Modélisation des flux de marée	5
Détail du calcul de la vitesse de la marée	5
Amplitude de la vélocité de la marée	6
Fréquences	7
Turbines marémotrices en amont	9
Production d'énergie par les hydroliennes en eau vive	10
Modélisation de la puissance	11
Discussion	12
Conclusion	13
Références	13

Partie 2 : Un outil pour l'évaluation rapide de l'énergie des vagues sur des sites communautaires isolés.

Section	Numéro de page
Résumé	15
Introduction	15
Convertisseurs d'énergie des vagues	16
Données de la bouée à houle	19
Statistiques des vagues	20
Exemple de la baie de Looe	21
Calcul de la puissance des vagues	24
Efficacité de la conversion énergétique	29
Capacité de production d'énergie houlomotrice au fil du temps	30
Application par rapport aux besoins en puissance de la zone d'intérêt	31
Références	32

Remerciements

Ce travail a été financé par le projet INTERREG France Manche Angleterre (FCE) de la Commission européenne "Intelligent Community Energy" (ICE).



Un outil pour l'évaluation rapide de l'énergie marémotrice sur des sites communautaires isolés.

Dr Jon Miles

Résumé

Les sites insulaires soumis à de fortes marées peuvent chercher à déterminer si l'énergie marémotrice est une option. Une méthode est présentée pour la prédiction de l'énergie marémotrice basée sur les flux au niveau des diamants de marée, tels qu'identifiés sur les cartes de l'Amirauté, qui évite le besoin d'une modélisation numérique complexe. La méthode utilise les vitesses de flux et de reflux des marées de vives-eaux et de mortes-eaux du diamant de marée. Un calcul de démonstration pour Yarmouth sur l'île de Wight (UK) est incorporé. Les composantes lunaire (M2), solaire (S2), bimensuelle (f14) et résiduelle sont quantifiées et utilisées pour recréer une série temporelle de vitesse d'écoulement. Les caractéristiques de production d'énergie d'un exemple d'hydrolienne (Sabella) sont utilisées pour calculer une série chronologique de l'énergie produite. Les statistiques annuelles de production d'énergie sont calculées et comparées à l'utilisation par la communauté locale.

Introduction

Les flux de marée au large des promontoires et dans les canaux offrent une source fiable d'énergie marine. Dans une communauté insulaire, cette source d'énergie peut contribuer utilement au mix énergétique global, en aidant à fournir un complément régulier à un réseau local (Coles et al., 2020). Idéalement, la planification de l'installation de dispositifs d'énergie marémotrice utilise les données de l'ADCP (Acoustic Doppler Current Profiler) du site, associées à une modélisation numérique spatiale et temporelle détaillée pour caractériser précisément la ressource (par exemple, Haverson et al., 2018). L'une des difficultés de la planification initiale et de la modélisation conceptuelle est que les données ADCP peuvent ne pas être disponibles. Les modèles tridimensionnels détaillés prennent du temps à mettre en œuvre et sont difficiles à calibrer lorsqu'il n'y a pas de données provenant du site. Une source connue des vitesses de courant, en particulier dans les eaux britanniques, sont les diamants de marée, qui sont indiqués sur les cartes de l'Amirauté. Une autre source est le débit du flux et du reflux indiqué dans un atlas des marées. Cet article présente une méthode permettant d'obtenir des séries chronologiques des vitesses d'écoulement de la marée en utilisant les données fournies pour les diamants de marée, afin que des calculs initiaux puissent être effectués pour vérifier la disponibilité de l'énergie pour différents sites. L'approche est adaptée à ceux qui sont compétents en matière de calcul (par exemple, avec un bagage technique provenant d'autres sujets), mais qui n'ont pas de compétences spécifiques en modélisation océanographique. Une analyse de démonstration de la puissance produite par des déploiements théoriques à Yarmouth, au large de l'île de Wight (Royaume-Uni) est présentée.

Diamants de marée

Il existe un grand nombre de diamants de marée indiqués sur les cartes de l'Amirauté dans les eaux du Royaume-Uni et des îles Anglo-Normandes. À l'emplacement de ces diamants, l'Amirauté britannique a mesuré la vitesse du courant pendant les marées de vives-eaux et les marées de mortes-eaux, par temps calme. Ces diamants sont généralement situés pour informer les navigateurs de la vitesse du courant et sont donc souvent placés à l'écart des caps et dans les chenaux. Ils sont souvent situés là où il y a des courants plus forts, et ces endroits pourraient bien



être des sites envisagés pour des dispositifs d'énergie marémotrice. En général, les informations fournies pour un diamant de marée comprennent la vitesse du courant (généralement indiquée en nœuds) et la direction du courant pour HW à un port standard local, ainsi que pour chaque heure pendant les 6 heures précédant et suivant HW. Dans certains cas, lorsque les données disponibles sont moins nombreuses, le taux de marée montante et descendante pour les vives et les mortes eaux est indiqué par des flèches sur une carte. D'autres données sur le débit des courants de marée sont disponibles dans les almanachs nautiques et peuvent être adaptées pour être utilisées dans la méthode présentée ici.

La figure 1 montre un exemple de losange de marée sur une carte de l'Amirauté, dans le chenal de Yarmouth, entre l'île de Wight (Royaume-Uni) et le continent. Les données correspondantes indiquées sur la carte pour le diamant de marée au centre du chenal sont illustrées à la figure 2.



Figure 1. L'approche occidentale du canal du Solent au niveau du chenal de Yarmouth, montrant un diamant de marée au centre du chenal (E). Reproduit à des fins de recherche uniquement à l'aide de Edina Digimap, sur la base de la carte de l'Amirauté 2035 (pas pour la navigation).

Hours	Geographical Position	E 50°42'13 N 1°32'78 W			
Before High Water	Directions of streams (degrees)	-6	049	3.7	1.9
		-5	053	3.9	1.9
		-4	055	3.5	1.8
		-3	057	3.5	1.7
		-2	064	2.5	1.2
		-1	263	0.2	0.1
High Water		0	235	2.8	1.4
After High Water	Directions of streams (degrees)	+1	233	4.0	2.0
		+2	232	4.4	2.2
		+3	234	4.4	2.2
		+4	238	2.2	1.1
		+5	052	0.8	0.4
		+6	047	3.3	1.6
	Rates at spring tides (knots)				
	Rates at neap tides (knots)				

Figure 2. Données de diamant de marée pour le chenal à Yarmouth (E). (Reproduit à des fins de recherche uniquement à l'aide de Edina Digimap, sur la base de la carte de l'Amirauté 2035 (pas pour la navigation). Les temps sont relatifs à HW Portsmouth).

À partir des données fournies, il est possible d'identifier que le débit maximal de la marée de vive-eau au diamant E dans le chenal de Yarmouth est de 4,4 nœuds, tandis que le débit maximal de la marée de morte-eau est de 2,2 nœuds. Le diamant de marée indique également la direction du flux. Dans ce cas, des valeurs d'environ 232 degrés indiquent un courant circulant généralement vers le sud-ouest.



Les courants de marée sont souvent rectilignes dans les chenaux et au large des caps - c'est-à-dire qu'ils circulent généralement dans des directions opposées lors du flot et du jusant. La nature générale du courant peut donc être obtenue en traçant la variation de l'intensité du courant sur le cycle de la marée et en attribuant +ve ou -ve à chaque direction principale. Ceci est possible pour les marées de vives-eaux et de mortes-eaux. Un exemple pour Yarmouth est donné dans la figure 3. Dans ce cas, les flux généralement orientés vers le nord-est se voient attribuer des valeurs positives.

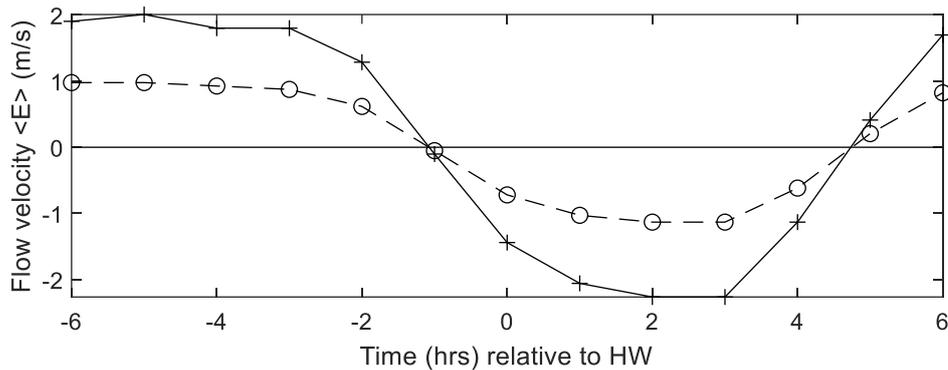


Figure 3. Tracé des vitesses d'écoulement du diamant de marée, converties en m/s, pour le diamant E à Yarmouth. Les marées de mortes-eaux sont représentées par les lignes pointillées, les marées de vives-eaux par les lignes pleines. Les valeurs positives sont généralement attribuées aux flux dirigés vers le nord-est. Les temps sont relatifs à HW Portsmouth.

Les marées maximales de flot et de jusant sont de force similaire à Yarmouth, et la variation est approximativement sinusoïdale, bien qu'un aplatissement de la courbe apparaisse près de HW, et que le taux de changement du SW (-ve ici) au NE (+ve ici) semble légèrement plus rapide que du NE au SW.

En utilisant les taux d'écoulement du diamant de marée en conjonction avec la compréhension des forces génératrices de marée, il est possible de faire des prédictions horaires sur la vitesse d'écoulement sur un cycle printemps-hiver à l'emplacement du diamant de marée. A partir de là, une estimation de la puissance disponible d'un dispositif d'énergie marémotrice dans le cours d'eau peut être faite.

Les cartes de l'Amirauté des eaux britanniques donnent également des indications sur la force et la direction des courants de marée à l'aide de vecteurs/flèches marqués à certains endroits. À ces endroits, les cartes indiquent la force maximale du flux et du reflux de la marée pour les marées de vive-eau et de morte-eau. En outre, des données sur la force de la marée sont disponibles à des endroits spécifiques grâce aux almanachs nautiques.

Théorie

Modélisation des flux de marée

Une prédiction des conditions d'écoulement sur les sites peut être faite en utilisant les observations d'écoulement aux diamants de marée. Pour ce faire, les contributions lunaire (M2), solaire (S2), bimensuelle (f14) et résiduelle (R) à la vitesse doivent être calculées, en utilisant les données des diamants de marée.



Détail du calcul de la vitesse de la marée

Les variations de la marée peuvent être décomposées à partir des vitesses d'écoulement observées, données à un diamant de marée, en utilisant les vitesses des courants de printemps et de morte-eau pour les débits maximaux de flot et de jusant. La méthode suppose que les flux sont approximativement rectilignes - c'est-à-dire que le maximum dans la direction du flot est dans la direction opposée au maximum du jusant. Pour les besoins de cette illustration, le plus grand des deux est supposé être le flot.

Si la seule variation du courant de marée est due aux constituants lunaire (M2) et solaire (S2), il est possible de résoudre simplement les amplitudes des constituants de vitesse. Lorsque les marées de vives-eaux sont maximales, on peut considérer que les courants dus au soleil et à la lune s'additionnent. L'amplitude de la composante de la marée de vive-eau peut être considérée comme :

$$u_{spring} = u_{M2} + u_{S2}$$

Lors des marées de mortes-eaux, on peut considérer que les courants dus au soleil et à la lune agissent l'un contre l'autre :

$$u_{neap} = u_{M2} - u_{S2}$$

En additionnant les équations ci-dessus, on obtient :

$$u_{M2} = \frac{u_{spring} + u_{neap}}{2}$$

En soustrayant, on obtient :

$$u_{S2} = \frac{u_{spring} - u_{neap}}{2}$$

Cependant, dans la pratique, les données du diamant de marée indiquent qu'il existe un courant moyen résiduel (non nul), et que celui-ci varie entre les printemps et les mortes eaux. En supposant que les composantes M2 et S2 oscillent par rapport à un résidu stable, et en observant qu'il existe une variation régulière tous les quinze jours de ce résidu, il est possible de prédire la série chronologique de la vitesse à partir des données du diamant de marée.

Amplitude de la vitesse de la marée

Il est d'abord nécessaire d'identifier les valeurs absolues (c'est-à-dire +ve) de la vitesse d'écoulement maximale de printemps dans le sens du flux (u_{sf}) et de la vitesse d'écoulement maximale de printemps dans le sens du reflux (u_{se}) à partir du diamant de marée. Il est également nécessaire d'identifier la vitesse d'écoulement maximale de la marée de mortes-eaux dans le sens du flux (u_{nf}) et la vitesse d'écoulement maximale de la marée de mortes-eaux dans le sens du reflux (u_{ne}).

Un croquis de définition de la série de calculs nécessaires est donné à la figure 4.



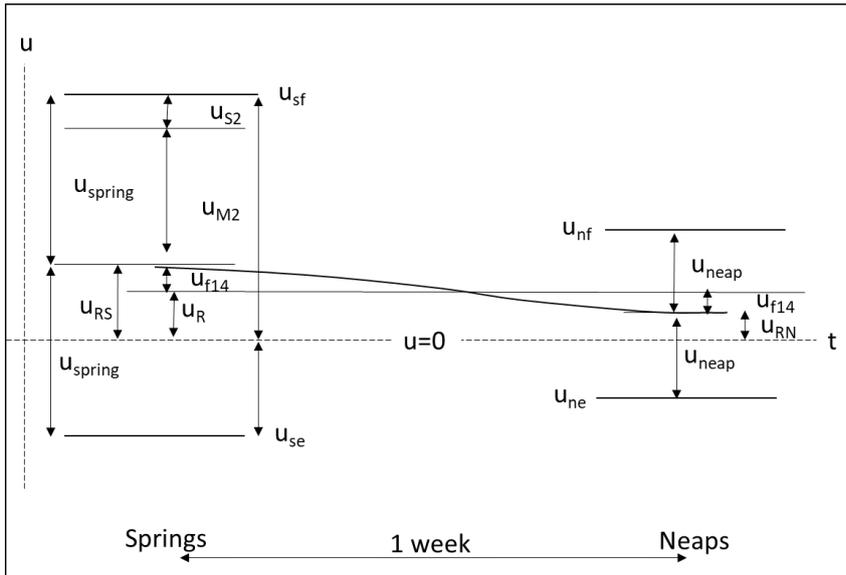


Figure 4. Croquis illustrant la position des différentes composantes contribuant à la vitesse de la marée.

L'amplitude des oscillations de la marée de vive-eau et de la marée de morte-eau peut être déterminée comme suit.

$$u_{spring} = \frac{u_{sf} + u_{se}}{2}$$

$$u_{neap} = \frac{u_{nf} + u_{ne}}{2}$$

Le courant résiduel aux printemps (u_{RS}) et aux neaps (u_{RN}) est donné par la différence entre la vitesse du flot et celle du jusant :

$$u_{RS} = \frac{u_{sf} - u_{se}}{2}$$

$$u_{RN} = \frac{u_{nf} - u_{ne}}{2}$$

En supposant que les variations sont principalement induites par les composantes lunaires et solaires, et que les oscillations ont lieu autour du résidu, les amplitudes M2 et S2 peuvent être calculées comme suit :

$$u_{M2} = \frac{u_{spring} + u_{neap}}{2}$$

$$u_{S2} = \frac{u_{spring} - u_{neap}}{2}$$

La variation du résidu entre les printemps et les creux est supposée être sinusoïdale, et l'amplitude de cette oscillation est donnée par :

$$u_{f14} = \frac{u_{RS} - u_{RN}}{2}$$

Le résidu moyen pour le cycle printemps-hiver est supposé constant, et est donné par :

$$u_R = \frac{u_{RS} + u_{RN}}{2}$$

Fréquences

Le pas de temps dans la création de la série temporelle de vitesse est supposé être de 1 heure. Il est possible de supposer que la période du constituant solaire (T_{S2}) et du constituant lunaire (T_{M2}) est respectivement de 12 heures et de 12,42 heures. La période de la marée S2 peut être modifiée à l'aide d'une table des marées d'un port standard local si nécessaire (par exemple, si d'autres constituants modifient légèrement la période de mortes-eaux, ou si une adaptation plus précise à la synchronisation des marées de printemps un an à l'avance est nécessaire).

Si la période de marée S2 doit être ajustée, des observations de la table des marées des marées de vives-eaux hautes qui sont temporellement séparées sont nécessaires (par exemple, ~1 an d'intervalle). Si la date et l'heure de la première de ces observations sont désignées par t_1 , et la seconde par t_2 , le temps (par exemple en heures) entre ces marées de vives-eaux peut être calculé. Le nombre de marées de vives-eaux (n) doit être identifié dans ce laps de temps (c'est-à-dire combien de cycles de 14 jours il y a). La période des marées de vives-eaux (c'est-à-dire environ 14 jours) est donc identifiable à partir des tables des marées comme suit

$$T_{spring} = \frac{t_2 - t_1}{n}$$

La fréquence des marées de printemps est donnée par :

$$f_{spring} = \frac{1}{T_{spring}}$$

La période de la composante solaire (S2) (T_{S2}) est de 12 heures, la fréquence est donc donnée par la formule suivante :

$$f_{S2} = \frac{1}{T_{S2}}$$

Les marées de printemps résultent du fait que les composantes M2 et S2 sont en phase l'une avec l'autre. La fréquence de battement des marées M2 et S2 est donc liée à la fréquence des marées de printemps :

$$f_{spring} = f_{S2} - f_{M2}$$

Si f_{S2} et f_{spring} sont connues, la fréquence de la composante lunaire (f_{M2}) est donnée par :

$$f_{M2} = f_{S2} - f_{spring}$$

La période de la composante lunaire est donc :

$$T_{M2} = \frac{1}{f_{M2}}$$

La composante bimensuelle qui quantifie l'oscillation de la moyenne autour du résidu a une période qui est la même que celle des marées de printemps :

$$T_{f14} = T_{spring}$$



Les fréquences radiales (ω) nécessaires pour recréer la série temporelle des marées sont données par :

$$\omega_{S2} = \frac{2\pi}{T_{S2}}$$

$$\omega_{M2} = \frac{2\pi}{T_{M2}}$$

$$\omega_{f14} = \frac{2\pi}{T_{f14}}$$

On suppose que les composantes oscillent de manière sinusoïdale. En recréant la série temporelle, si la série temporelle commence par l'addition des composantes M2 et S2, la série temporelle commence avec les marées de printemps. La variation bimensuelle du résidu est maximale aux marées de printemps, et est donc décrite en utilisant un cosinus. Cela garantit que le pic de la composante f14 est en phase avec les marées de printemps.

L'équation de la vitesse (u) en fonction du temps (t) est donnée par :

$$u(t) = u_{M2} \sin(\omega_{M2}t) + u_{S2} \sin(\omega_{S2}t) + u_{f14} \cos(\omega_{f14}t) + u_R$$

M2 indique le constituant lunaire principal dont la période est d'environ 12,42 h, S2 indique le constituant solaire principal dont la période est de 12 h, f14 indique une variation bimensuelle et R indique une valeur constante résiduelle. ω indique la fréquence angulaire ($\omega = 2\pi/f$), f est la fréquence ($f=1/T$) et T est la période d'oscillation.

Par exemple, les observations du diamant de marée "E" à Yarmouth (carte de l'Amirauté 2035) montrent une vitesse maximale de printemps de 4,4 nœuds (2,264 m/s) et une vitesse maximale de mortes eaux de 2,2 nœuds (1,132 m/s). La décomposition des données du diamant de marée en constituants donne une amplitude M2 u_{M2} de 3,1 nœuds, une amplitude S2 u_{S2} de 1,05 nœuds, une moyenne résiduelle u_R de 0,2 nœuds, et une oscillation résiduelle u_{f14} de 0,05 nœuds.

La période solaire (T_{S2}) est de 12 heures. Le moment des marées est donné par rapport à HW Portsmouth. En 2022, il y a eu 24 marées de vives-eaux sur une période de 354,5 jours (8508 heures) entre le 04/01/2022 12:10:00 et le 25/12/2022 00:10:00. Cela donne une période de marée de vives-eaux (T_{spring}) de 354,4 heures, et une période lunaire (T_{M2}) de 12,4204 heures.

Les vitesses d'écoulement résultantes et les données du diamant de marée sont présentées dans la figure 5. Un pas de temps de 1 heure est utilisé ici, cependant des pas de temps de résolution plus fins dans la génération des séries temporelles de vitesse seraient possibles. Pour illustrer le cycle printemps-novembre dans la série temporelle, une durée de 2 semaines est montrée.



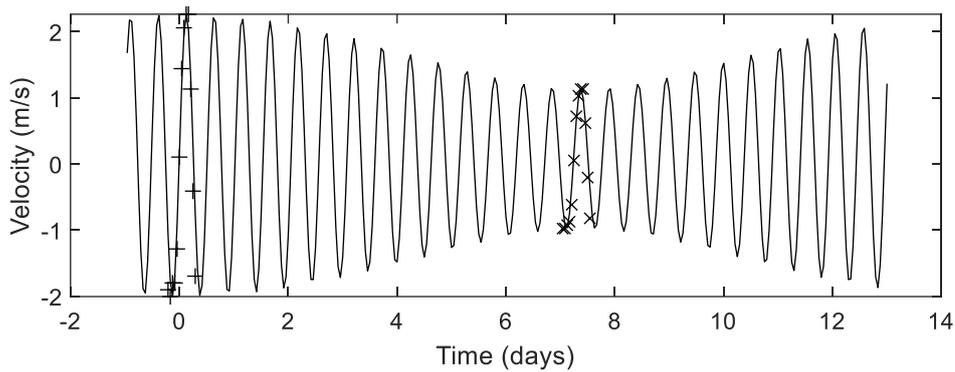


Figure 5. Série temporelle des vitesses d'écoulement à Yarmouth prédites à l'aide d'un diamant de marée, montrant les données des diamants de marée pour les marées de vive-eau (+) et les marées de morte-eau (x).

Une fois qu'une série chronologique de la vitesse d'écoulement a été calculée, il est possible d'estimer la puissance disponible de la ressource.

Turbines marémotrices en amont

Les hydroliennes en amont sont essentiellement équivalentes aux éoliennes, mais placées soit sur le fond de la mer, soit sous un navire flottant. La figure 6 montre la Sabella D10, qui est considérée conceptuellement dans l'analyse ci-dessous (Sabella, n.d). La Sabella D-10 est une turbine de 10 mètres de diamètre qui tourne à 5 à 20 tours par minute, avec une puissance maximale de 1 MW dans un débit de 4 m/s. La structure est de 17 m de haut, les poids sont de 1,5 kg. La structure mesure 17 m de haut, pèse 450 tonnes et a une empreinte au sol de 20 m x 20 m. Le dispositif a été déployé avec succès au large des îles d'Ouessant en Bretagne (France). Sabella a plus récemment développé le D-15, qui est une version de 15 m de diamètre avec une puissance accrue de 2,3 MW.



Figure 6. Hydrolienne Sabella D-10 In-stream.

Production d'énergie par les hydroliennes en eau vive

La puissance disponible du courant de marée est donnée par Lewis et al (2021) et de nombreux autres auteurs comme suit :

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A u^3$$



où P a des unités de Watts, ρ est la densité de l'eau de mer (prise ici comme 1025 kg/m^3), C_p est un coefficient de turbine qui identifie l'efficacité de la turbine, A est la surface balayée de la turbine, et u est la vitesse d'écoulement.

La surface balayée dépend du diamètre (D) de la turbine comme suit :

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

Si l'on considère uniquement la puissance du fluide, il serait possible d'utiliser une valeur de $C_p = 1$. Cependant, les turbines ne sont pas capables de convertir toute la puissance du fluide en puissance électrique, et une valeur de $C_p < 1$ est donc nécessaire. Une approche standardisée pour identifier le coefficient de turbine, basée sur une gamme de turbines opérationnelles, a été proposée par Lewis et al (2021).

Les turbines ont une "puissance nominale" (P_r), qui est la puissance maximale qu'elles peuvent générer, quelle que soit l'augmentation du débit. Lorsque la puissance nominale est atteinte à la vitesse la plus faible possible, celle-ci est définie comme la vitesse nominale (u_r). Les turbines ont aussi généralement une vitesse d'amorçage, qui identifie la vitesse d'écoulement à laquelle elles commencent à produire de l'électricité (u_s). Cette vitesse peut être exprimée en tant que proportion de la vitesse nominale, soit

$$u_c = k u_r$$

Pour une turbine "moyenne" générale, Lewis et al. (2021) ont donné $k = 0,3$, ce qui donne une réduction moyenne de la vitesse de $u_c = 0,3 u_r$.

Les valeurs spécifiques de C_p pour certaines des différentes turbines sont données par Lewis et al (2021). Une valeur moyenne a été déterminée pour une gamme de turbines, soit $0,37$.

La production d'énergie, pour des vitesses d'écoulement progressivement croissantes, est définie comme suit :

quand $u < u_c$

$$P = 0$$

quand $u_c < u < u_r$

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A u^3$$

lorsque $u > u_r$

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A u_r^3$$

Les valeurs pour deux turbines connues sont données dans le tableau 1. D'autres exemples sont donnés dans Lewis et al. (2021).



Tableau 1 : Valeurs caractéristiques de turbines exemples et moyennes (adapté de Lewis et al., 2021).

	D (m)	P _r (kW)	u _r (m/s)	u _c (m/s)	k (=u _r /u _c)	C _p	Source :
Sabella D-15	15	2300	4	1	0.25	0.4	Site web de Sabella : Caractéristiques de la turbine publiée par Sabella. https://www.sabella.bzh/en , 2019
Sabella D-10	10	1000	4	1	0.25	0.4	Site web de Sabella : Caractéristiques de la turbine publiée par Sabella. https://www.sabella.bzh/en , 2019
Moyenne d'une gamme de 14 turbines différentes	13	816	2.91	0.88	0.30	0.37	Lewis et al (2021)

La série chronologique de la puissance (en watts) de l'appareil, calculée selon l'approche ci-dessus, peut d'abord être convertie en kW, puis utilisée pour obtenir la contribution énergétique de l'appareil sur une période telle qu'une année. Les chiffres typiques de production d'énergie sont indiqués en kWh ou MWh. Où dt est le pas de temps (par exemple 1 heure), et n est le nombre total de prédictions (par exemple 24 x 365 dans une année), la contribution énergétique annuelle est donnée par :

$$E = \sum_{1:n} P_t dt$$

Si les unités de puissance (P) sont converties en kW, et que dt est en unités d'heures, la valeur de la production d'énergie (E) est en unités de kWh. En utilisant un pas de temps de 1 heure, la production annuelle d'énergie est donc la somme des valeurs de puissance de 24 x 365.

Modélisation de la puissance

En partant de la série chronologique du flux de la marée, la puissance de la marée peut être calculée, en utilisant une turbine représentative (Sabella D-10). La figure 7 montre la vitesse du flux de la marée et la puissance de la marée générée pour une période d'une semaine à Yarmouth, allant du printemps au printemps. Les lignes horizontales dans le graphique du haut indiquent la coupure de la vitesse utilisée dans l'analyse. La puissance générée est indiquée dans le graphique inférieur. La production est de 0 kW lorsque la marée tourne ou lorsque le débit est inférieur à la vitesse de coupure de la turbine. La production de puissance de pointe au débit maximal de la source avec une turbine est de 186 kW (0,19 MW). La moyenne des taux de production d'énergie instantanée sur la semaine est de 35 kW. Avec 8760 heures dans une année, cela correspond à une production annuelle d'environ 308 MWh.



A titre d'illustration, il est pertinent de comparer cette production aux besoins de la communauté locale. La ville de Yarmouth sur l'île de Wight, adjacente au canal, compte 865 habitants (Wikipedia). Si la consommation d'électricité par personne est de 2900 kWh par an (Ofgem, 2022), le besoin annuel en électricité de Yarmouth est de 2 508 500 kWh (2 508,5 MWh). Un déploiement de 9 turbines Sabella dans le canal permettrait de couvrir ce besoin, en générant $9 \times 308 \text{ MWh} = 2 772 \text{ MWh}$.

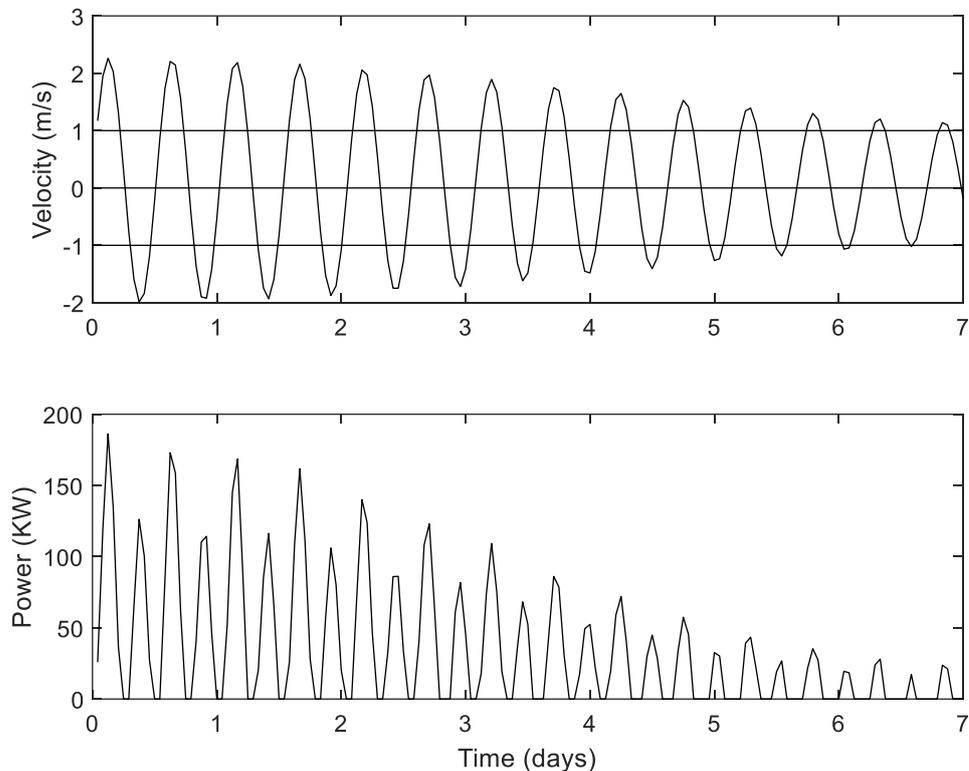


Figure 7. Potentiel de production d'énergie à Yarmouth à partir d'un seul dispositif Sabella D10 sur un demi-cycle printemps-hiver (c'est-à-dire 1 semaine), modélisé à un pas de temps de 1 heure.

Discussion

Les flux de marée au large des promontoires et dans les canaux offrent une source fiable d'énergie marine. Pour une communauté insulaire, cette source d'énergie peut contribuer utilement au mix énergétique global, en aidant à fournir un complément régulier à un réseau local (Coles et al., 2020). Idéalement, la planification finale de l'installation de dispositifs d'énergie marémotrice utiliserait les données ADCP du site, combinées à une modélisation numérique détaillée, pour caractériser précisément la ressource et traiter les variations spatiales de la vitesse (par exemple, Haverson et al., 2018). L'une des difficultés de la planification initiale et de la modélisation conceptuelle est que les données ADCP peuvent ne pas être disponibles, et qu'il est coûteux de recueillir ce type de données. En outre, les modèles tridimensionnels détaillés prennent du temps à mettre en œuvre et sont difficiles à calibrer lorsqu'il n'y a pas de données provenant du site. L'utilisation des diamants de marée provenant des cartes de l'Amirauté ou des valeurs actuelles provenant des données de l'atlas des marées permet de contourner ce problème pour ceux qui souhaitent examiner et quantifier les possibilités offertes par la ressource. La méthode est applicable en première approximation, et est particulièrement bien adaptée à ceux qui ont des capacités techniques avec des programmes tels



qu'Excel et Matlab, mais qui n'ont pas nécessairement d'expérience dans la modélisation océanographique détaillée à l'aide de progiciels tels que Delft3D, Mike21 ou Telemac.

Les modèles numériques détaillés des courants sur les sites d'énergie marémotrice présentent souvent une certaine variabilité spatiale des vitesses de courant (par exemple, Coles et al., 2017 ; Haverson et al., 2018). Cette variation est principalement due à la bathymétrie locale, mais aussi à la résonance des différents composants de la marée. L'application d'une mesure ponctuelle unique n'intègre pas cette variabilité, cependant une fois qu'une première estimation a été obtenue, une modélisation plus détaillée peut être envisagée. Dans les zones où les variations de la marée sont complexes, les cartes de l'Amirauté ou les Almanachs offrent souvent de multiples diamants de marée, ou des cartes vectorielles indiquant la variabilité. Une modélisation plus poussée est possible concernant le déploiement et l'optimisation de l'emplacement de plusieurs turbines marémotrices dans une zone de course de marée (par exemple, Coles et al., 2020).

La méthode inclut les constituants M2 et S2, ainsi que la variation bimensuelle du résidu. La méthode suppose une série chronologique sinusoïdale. Elle n'inclut pas l'asymétrie ou l'asymétrie de la série temporelle de la vitesse. Cela peut être possible dans une certaine mesure en utilisant une analyse plus approfondie des données de diamant de marée (non présentées ici). La méthode ne tient pas compte de la variation mensuelle des marées de vives-eaux et de mortes-eaux (c'est-à-dire qu'une marée de vives-eaux ou de mortes-eaux est généralement plus importante que la suivante). Elle n'inclut pas non plus les variations saisonnières des marées de vives-eaux et de mortes-eaux, qui conduisent aux courants de marée les plus importants à l'équinoxe. Ces oscillations plus longues ne sont pas incluses dans les données du diamant de marée, et pour inclure ces éléments, il faudrait une analyse approfondie de longues séries chronologiques de données ADCP. Cependant, on sait que les constituants M2 et S2 sont les deux principaux composants, et les moteurs fondamentaux des courants de marée. D'autres effets tels que le vent et les vagues peuvent également affecter la force du courant un jour donné (par exemple, Hardwick et al., 2021).

Les diamants de marée ont été utilisés comme principale source de données dans cet outil. Parmi les autres sources de données, on peut citer les atlas des marées, qui indiquent les flux et reflux maximums des marées de vives-eaux et de mortes-eaux. Si aucune donnée n'est disponible, des observations relativement simples à l'aide de bouées dérivantes lors des flux et reflux maximums des marées de vives-eaux et de mortes-eaux permettraient d'obtenir suffisamment de données pour appliquer la méthode.

La comparaison avec les besoins énergétiques d'une île ou d'une communauté isolée permet de prévoir le nombre de turbines nécessaires, et constitue un premier indicateur important de l'ampleur de la ressource marémotrice et du nombre de turbines nécessaires. Cela peut se faire en conjonction avec d'autres sources d'énergie telles que l'énergie éolienne ou solaire et en conjonction avec le stockage d'énergie ou l'approvisionnement à partir d'autres sources (par exemple, un câble vers le continent local). Si l'énergie marémotrice a l'avantage d'être régulière et prévisible, elle présente également le problème des marées basses qui entraînent des périodes sans production d'énergie. L'énergie marémotrice peut donc être mieux considérée comme faisant partie du mélange énergétique global dans un système hybride (par exemple, Coles et al 2021), pour aider à réduire le problème du manque d'énergie pendant les marées basses.

Malgré les défauts, la méthode offre un outil utile pour l'analyse en temps initial du potentiel de courant de marée aux endroits où un diamant de marée est disponible.



Conclusion

Une méthode est présentée pour la prédiction de l'énergie marémotrice basée sur les diamants de marée. La méthode utilise les vitesses de flux et de reflux des marées de printemps et de mortes-eaux à partir du diamant de marée. Les composantes lunaire (M2), solaire (S2), bimensuelle (f14) et résiduelle sont identifiées et utilisées pour recréer une série temporelle de vitesse d'écoulement. Les caractéristiques de production d'énergie d'un exemple de turbine marémotrice (Sabella) sont utilisées pour calculer une série chronologique de l'énergie produite. Les statistiques annuelles de production d'énergie sont calculées. Un calcul de démonstration pour Yarmouth sur l'île de Wight est incorporé dans les données.

Références

- Coles, D.S., Angeloudis, A., Goss, Z., Miles, J., 2021, Tidal stream vs. wind energy: The value of cyclic power when combined with short-term storage in hybrid systems, *Energies*, 14:1106
- Coles, D., Blunden, L., Bahaj, A., 2017 Assessment of the energy extraction potential at tidal sites around the Channel Islands. *Energy* 124, 171–186. (doi:10.1016/j.energy.2017.02.023)
- Coles, D.S., Blunden, L.S., Bahaj, A.S., 2020 The energy yield potential of a large tidal stream turbine array in the Alderney Race: energy yield estimate for Alderney Race. *Phil. Trans. R. Soc. A* 378, 20190502. (doi:10.1098/rsta.2019.0502)
- Hardwick, J., Mackay, E.B.L., Ashton, I.G.C., Smith, H.C.M., Thies, P.R., 2021. Quantifying the Effects of Wave—Current Interactions on Tidal Energy Resource at Sites in the English Channel Using Coupled Numerical Simulations. *Energies*, 14, 3625. <https://doi.org/10.3390/en14123625>
- Haverson, D., Bacon, J., Smith, H.C., Venugopal, V., Xiao, Q., 2018. Modelling the hydrodynamic and morphological impacts of a tidal stream development in Ramsey Sound. *Renew. Energy* 126, 876–887. (doi:10.1016/j.renene.2018.03.084)
- Lewis, M., O'Hara Murray, R., Fredriksson, S., Maskell, J., de Fockert, A., Neill, S., Robins, P., 2021, 'A standardised tidal-stream power curve, optimised for the global resource', *Renewable Energy*, vol. 170, pp. 1308-1323. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.032>
- Ofgem, 2022. <https://usave.co.uk/energy/how-much-energy-does-the-average-uk-household-consume/> Accessed Dec 2022
- Sabella. Ushant showcase of tidal energy worldwide. https://www.sabella.bzh/sites/default/files/upload/plaquettes/leaflet_d10 - 12_pages.pdf
- Sabella website: Sabella published turbine characteristics. <https://www.sabella.bzh/en>, 2019



Un outil pour l'évaluation rapide de l'énergie des vagues sur des sites communautaires isolés

Dr Juliette Jackson et Dr Jon Miles

Résumé

Les vagues océaniques offrent une source d'énergie prometteuse pour les communautés isolées et insulaires. Une méthode est décrite ici pour la prédiction préliminaire de la puissance des vagues basée sur une analyse simple des données de vagues accessibles. Cet outil relie la puissance prédite des vagues à des suggestions hypothétiques et est conçu comme un outil préliminaire pour évaluer la ressource en énergie des vagues au large des communautés isolées/îles. Un calcul de démonstration est présenté pour la baie de Looe (Royaume-Uni), incorporant une année complète d'analyse et une comparaison de l'énergie disponible en hiver (novembre) et en été (août) en utilisant les données de trois années différentes. Les caractéristiques de production d'énergie d'un exemple de turbine houlomotrice sont utilisées pour déterminer la taille de l'installation houlomotrice qui serait nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques de la communauté de Looe, compte tenu de la puissance houlomotrice potentielle disponible sur le site.

Introduction

Les vagues de l'océan constituent une ressource énergétique importante, qui pourrait potentiellement alimenter en électricité des communautés isolées et insulaires situées dans des endroits appropriés. Des dispositifs appelés convertisseurs d'énergie des vagues (WEC) ont été conçus pour utiliser la puissance des vagues dans la transformation de l'énergie afin de produire de l'électricité. Ces dispositifs varient dans leur conception et sont à différents stades de développement et d'essais, leur examen est au premier plan de la recherche actuelle (Falcão, 2010 ; Jin et Greaves, 2021).

La première étape pour considérer les vagues comme une source potentielle d'énergie pour un endroit spécifique est d'identifier une source de données locales accessibles sur les vagues pour les utiliser dans des calculs simples de la puissance des vagues. L'analyse des données locales sur les vagues permettra de comparer les sites afin d'éclairer la décision d'implantation d'une installation d'énergie houlomotrice et de constituer la base d'une étude de faisabilité. Idéalement, ces calculs pourraient être effectués par une partie intéressée ayant des compétences numériques, peut-être avec une formation technique dans d'autres domaines. Les calculs pourraient ensuite être liés à un outil permettant de prédire la puissance des vagues en fonction d'une série de suggestions hypothétiques, basées sur des spécifications de dispositifs variables provenant de la littérature actuelle sur les développements de dispositifs, et les résultats d'essais en grandeur réelle lorsque de telles données existent.

Cette étude présente un outil permettant de faire une évaluation préliminaire de la ressource en énergie des vagues au large des communautés/îles isolées.

L'utilisateur est guidé à travers les étapes de cet outil en utilisant des calculs de démonstration basés sur la ville côtière de Looe et la bouée houlomotrice voisine située dans la baie de Looe, sur la côte sud du Royaume-Uni. Les calculs ont utilisé les données sur les vagues du National Network of Regional Coastal Monitoring Programmes (NNRCMP, 2022), incorporant une année complète



d'analyse et une comparaison de l'énergie disponible en hiver (novembre) et en été (août) en utilisant les données de trois années différentes pour faire des estimations rudimentaires de l'échelle du développement du dispositif houlomoteur nécessaire pour fournir une énergie adéquate à la communauté locale. Des informations sur les caractéristiques de production d'énergie d'un exemple de turbine houlomotrice et sur l'utilisation de l'énergie par la communauté locale sont intégrées dans l'évaluation.

Convertisseurs d'énergie des vagues

Diverses conceptions de convertisseurs d'énergie houlomotrice ont été proposées. Un exemple prometteur pour les communautés isolées est le convertisseur d'ondes oscillantes (OWC). Un OWC est composé d'une chambre contenant une colonne d'eau dans sa partie inférieure avec un orifice submergé, et une poche d'air dans sa partie supérieure. La poche d'air est reliée à l'atmosphère par un petit conduit abritant une turbine auto-récupérante. Les performances du dispositif sont améliorées lorsqu'une entrée en forme de U est incorporée dans l'orifice. Le principe de fonctionnement du système est qu'avec l'action des ondes incidentes, l'eau à l'intérieur du conduit en forme de U est soumise à un mouvement alternatif (Figure 1). Ce mouvement induit alternativement une compression et une expansion de la poche d'air, ce qui génère un flux d'air dans le conduit d'air. Une turbine couplée à un générateur électrique, installée dans le conduit d'air, est entraînée de cette manière pour produire de l'énergie électrique (Wavenergy.IT, 2014).

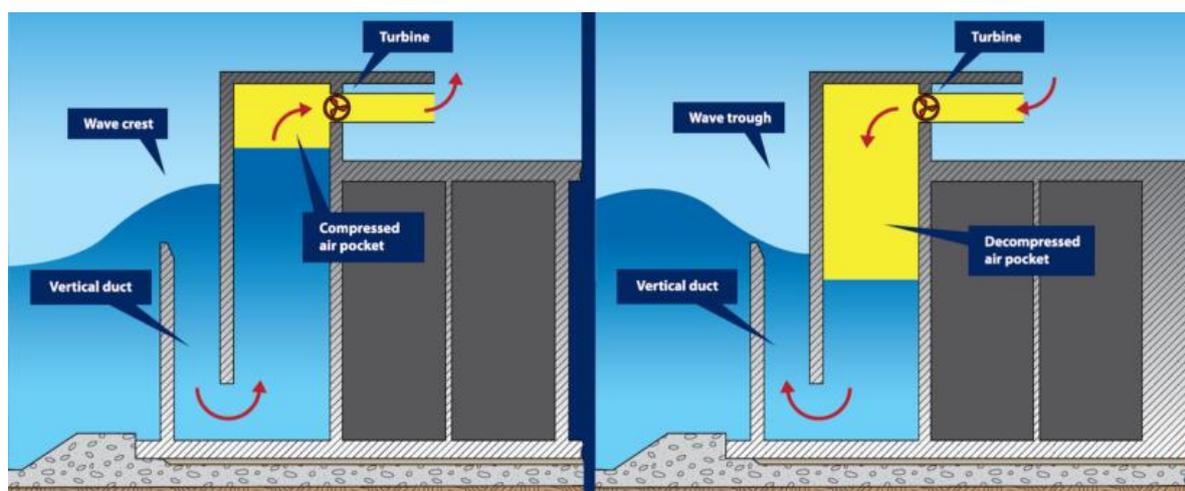


Figure 1 : Schéma du concept de colonne d'eau oscillante. Source : Wavenergy

Pour les besoins de cet outil, une centrale houlomotrice à caissons a été choisie comme dispositif représentatif, en utilisant l'installation de Mutriku comme modèle. En tant que fonction secondaire à la protection côtière à Mutriku, une centrale houlomotrice a été incorporée dans une section de 100 m de la paroi extérieure d'un nouveau brise-lames incorporant 16 chambres à air, chacune de 4,5 m de large et 3,1 m de long, positionnées à 9,7 m au-dessus des basses eaux moyennes (MLWS) (BiMEP). Dans chaque chambre à air se trouve une turbine Wells, une turbine à air à basse pression qui tourne continuellement dans une direction indépendante de la direction du flux d'air. Les turbines sont reliées à un turbo-alternateur d'une capacité de 18,5 kW. La centrale de Mutriku génère une puissance de 295 kW, suffisante pour alimenter 250 foyers (Power-Technology, 2021).



Ce chiffre a été calculé en divisant la production de l'usine de Mutriku par une estimation de l'électricité utilisée par un consommateur espagnol (IDEA, 2011).

L'OWC basé sur des caissons présente un certain nombre d'avantages pratiques pour le déploiement sur les îles. Tout d'abord, la construction de caissons en béton pour les brise-lames est bien pratiquée dans les ports et les installations portuaires. Deuxièmement, il a été démontré que les OWC à caissons fonctionnent en grandeur nature, à la fois à Mutriku et en Ecosse (Limpet, Boake et al., 2002). Troisièmement, la possibilité d'accéder aux turbines et d'en assurer l'entretien, ainsi que la possibilité d'éloigner l'alimentation électrique des dispositifs par câble, évitent la nécessité d'opérations maritimes difficiles avec ces dispositifs.

Le dispositif Pico, aux Açores, est un exemple d'installation d'un OWC dans un environnement insulaire. Il s'agit d'une centrale éolienne à échelle réelle, connectée au réseau et installée à terre, qui a fonctionné sur l'île portugaise de Pico, dans l'archipel des Açores, entre 1999 et 2018. À l'intérieur d'une chambre, une turbine Wells de 400 kW fournit de l'électricité au réseau local de l'île, car elle est alimentée par le flux d'air créé par la colonne d'eau oscillante entraînée par les vagues (centrale électrique OWC Pico, 2014).

Un autre dispositif qui a été installé et testé est le convertisseur d'énergie des vagues résonantes (REWEC3, également connu sous le nom de U-OWC). Celui-ci a été intégré à un brise-lames en béton armé de 524 m de long dans le port de Civitavecchia, à Rome, en Italie, en 2014. REWEC3 aurait le potentiel d'avoir une puissance installée de 2,2-2,5 MW sur 124 chambres d'absorption indépendantes, chacune équipée d'un groupe turbo-générateur de 18-20 kW. (Wave energy IT, 2014). La production moyenne d'électricité estimée de REWEC3 pendant une période d'un an à partir d'une installation REWEC d'une longueur totale de 1 km est de 6 à 9 GW/h en Méditerranée centrale, de 66 GW/h dans la région de Californie et de 40 GW/h pour la côte atlantique de l'UE (Offshore Energy, 2015).

Bien que certains OWC soient attachés au rivage, ils peuvent également être déployés en tant que dispositifs flottants séparés. L'UniWave 200 de Wave Swell Energy est une plateforme maritime de démonstration de 200 kW installée au large de King Island, en Tasmanie, qui a commencé à ajouter de l'énergie électrique au réseau de Tasmanie en juin 2021. La démonstration à King Island avait pour but de prouver les capacités de la technologie dans diverses conditions de vagues plutôt que de produire de gros volumes d'électricité. Au cours des 12 mois de fonctionnement, l'UniWave 200 aurait atteint un taux de conversion de l'énergie des vagues en électricité de 45 à 50 % en moyenne dans une large gamme de conditions de vagues. À titre d'exemple, lorsque l'unité produit 40 kW de puissance dans des conditions de houle raisonnables, la quantité d'énergie est estimée être de l'ordre de 1MWh sur une période de 24 heures (New Atlas, 2022).

Sur la cinquième plus grande des îles écossaises, Islay, un prototype d'OWC monté sur le rivage a été construit en 1991, appelé le Limpet. L'Oyster, un convertisseur de vagues oscillant adapté au littoral ou à un environnement proche du littoral, est une évolution de la conception du LIMPET. L'Oyster utilise le déferlement des vagues pour actionner des pistons hydrauliques, pompant de l'eau à haute pression vers un générateur à terre (Folley et al., 2004).

Un dispositif aura une efficacité pour générer de l'énergie électrique à partir de l'énergie des vagues disponible. Cette efficacité dépend de la hauteur et de la période des vagues, qui sont définies par une matrice de puissance. Une estimation de la production d'électricité d'une WEC dans un site



spécifique peut être réalisée en utilisant les données de hauteur et de période des vagues du site en conjonction avec la matrice de puissance pour la WEC spécifique. Des exemples de matrices de puissance pour divers dispositifs sont donnés par Silva et al., (2013).

Tableau 1 : Un exemple de matrice de puissance pour le convertisseur d'énergie des vagues (WEC), l'Oyster (Silva et al., 2013) avec une puissance nominale d'environ 290 kW.

Matrice de puissance Oyster (en kW)									
<i>T_e</i> (s)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>H_s</i> (m)									
0.5	0	0	0	0	0	0	1	3	3
1	20	30	38	42	44	44	43	47	45
1.5	80	85	92	97	102	103	104	100	104
2	140	147	152	158	155	155	160	161	156
2.5	192	197	208	202	203	209	211	201	204
3	241	237	237	241	243	230	236	231	235
3.5	0	271	272	269	268	267	270	260	260
4	0	291	290	290	280	287	276	278	277
4.5	0	291	290	290	280	287	276	278	277
5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
5.5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
6	0	0	290	290	280	287	276	278	277

La matrice de puissance indique l'énergie produite par un dispositif pour des périodes de vagues comprises entre 5 s et 13 s (colonnes) et des hauteurs de vagues comprises entre 0,5 m et 6 m (rangées). Les unités d'énergie sont en kW. Les données présentées ici concernent le dispositif Oyster (Silva et al., 2013). L'Oyster génère le plus d'énergie à des hauteurs de vague > 4 m, et lorsque la période de la vague est de 6 à 8 secondes.

La largeur de capture du dispositif (C_w) de l'huître est de 18 m (Whittaker, 2012). La puissance par m de largeur du dispositif (c'est-à-dire kW/m) peut être calculée à partir de :

$$P_{out} (kW/m) = \frac{P (kW)}{C_w}$$

Ceci peut être appliqué à la matrice de puissance pour donner l'énergie des vagues par m de front de vague. Ceci est illustré pour Oyster dans le tableau 2.

La recherche continue à faire des progrès dans l'optimisation de la conception des installations, l'augmentation de la récolte d'énergie et l'augmentation de la densité d'énergie des vagues. Lors de l'évaluation du potentiel d'énergie des vagues d'une zone, il faudra tenir compte des dispositifs optimaux de l'époque.



Tableau 2 : Puissance par m de front d'onde.

Oyster Matrice de la puissance de sortie (P_{out}) (kW/m)									
<i>Te (s)</i> <i>Hs (m)</i>	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.17	0.17
1	1.11	1.67	2.11	2.33	2.44	2.44	2.39	2.61	2.50
1.5	4.44	4.72	5.11	5.39	5.67	5.72	5.78	5.56	5.78
2	7.78	8.17	8.44	8.78	8.61	8.61	8.89	8.94	8.67
2.5	10.67	10.94	11.56	11.22	11.28	11.61	11.72	11.17	11.33
3	13.39	13.17	13.17	13.39	13.50	12.78	13.11	12.83	13.06
3.5	0.00	15.06	15.11	14.94	14.89	14.83	15.00	14.44	14.44
4	0.00	16.17	16.11	16.11	15.56	15.94	15.33	15.44	15.39
4.5	0.00	16.17	16.11	16.11	15.56	15.94	15.33	15.44	15.39
5	0.00	0.00	16.11	16.11	15.56	15.94	15.33	15.44	15.39
5.5	0.00	0.00	16.11	16.11	15.56	15.94	15.33	15.44	15.39

Données de la bouée à houle

Il est nécessaire d'évaluer le potentiel énergétique des vagues d'une zone pour déterminer le rendement énergétique d'un type particulier de dispositif. Pour étudier le climat houlomoteur, des bouées houlomotrices sont positionnées dans le monde entier et fournissent une source de données facilement accessibles à partir d'une variété de plates-formes/sites web. Chaque plateforme traitera les données brutes selon ses propres spécifications. Deux de ces sources sont décrites ici, le National Network of Regional Coastal Monitoring Programmes (NNRCMP) d'Angleterre et le Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS).



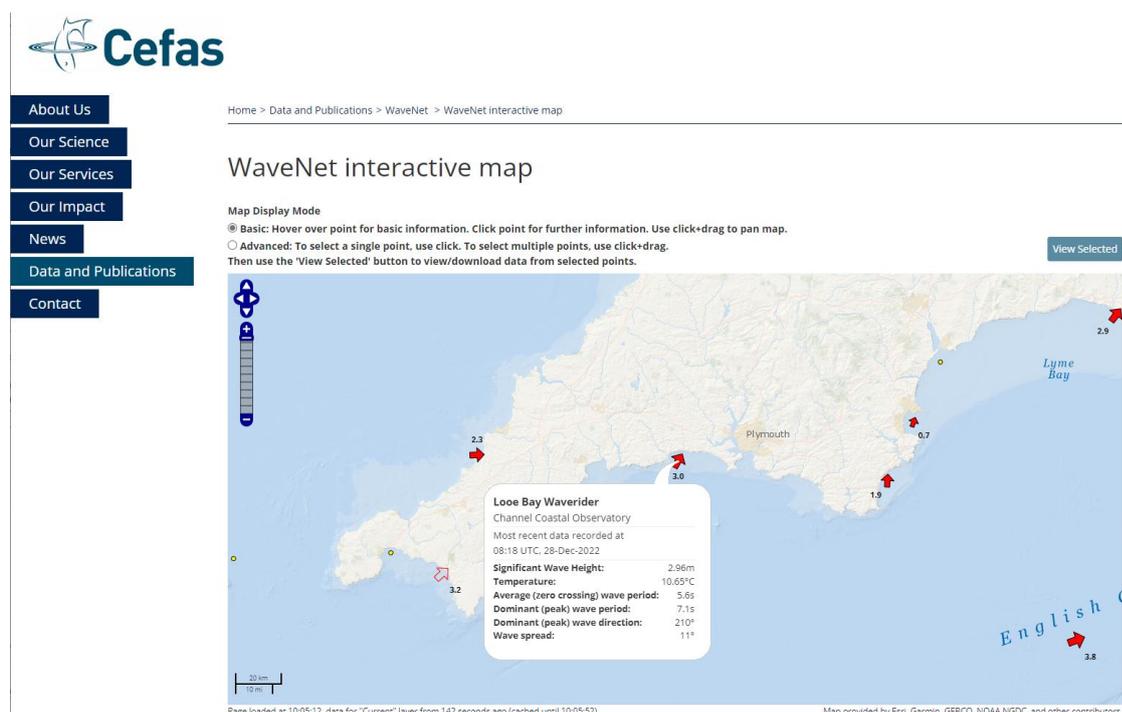


Figure 2 : Carte interactive WaveNet (CEFAS, 2022)

Le site web du NNRCMP fait office de dépôt unique pour les données de surveillance des côtes collectées par 6 programmes régionaux et vise à soutenir l'ingénierie et la gestion des côtes. D'autres réseaux sont accessibles dans différentes régions et pays.

Le Centre d'Etudes et d'Expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Urbanisme (CEREMA) est la grande agence publique française de développement et de capitalisation de l'expertise publique, dont la transition énergétique. Le CEREMA gère le Centre d'Archivage National de Données de Houle InSitu (réseau CANDHIS) de stations de mesure des vagues le long des côtes françaises depuis 1972, bien que le site soit en maintenance au moment de la rédaction de ce document (CANDHIS, 2022).

Dans ce cas, le NNRCMP recueille des données à partir de ses bouées directionnelles Waverider Datawell déployées, qui peuvent être visualisées en temps réel, ainsi que les données des bouées à vagues dans d'autres régions et les données archivées peuvent être consultées et téléchargées gratuitement à partir de l'Observatoire côtier de la Manche (NNRCMP, 2022). Les données combinées sont accessibles gratuitement à partir du référentiel via le site web et peuvent être téléchargées par tranches annuelles ou mensuelles. Les fichiers de données sont des documents texte et peuvent être importés dans Excel à partir de l'onglet données en suivant les étapes "Transformer les données" et "Fermer et charger". Les erreurs sont indiquées par "9999" et ces lignes doivent être supprimées pour que les données puissent être représentées graphiquement. Les bouées Waverider enregistrent la hauteur des vagues, leur période et leur direction. Les données sont enregistrées à intervalles de 30 minutes. Résolution et précision : la plage de hauteur de houle de l'appareil est de -20 m à +20 m, avec une résolution de 0,01 m. La précision est < 0,5 % de la valeur mesurée après étalonnage, ou < 1,0 % de la valeur mesurée après 3 ans. La gamme des périodes de vagues mesurables est : 1,6 s - 30 s.





Figure 3 : Bouée Waverider (NNRCMP, 2022)

Sur la carte interactive WaveNet (Figure 2), les flèches indiquent l'emplacement des bouées actives et une fois sélectionnées, les données relatives à cette bouée peuvent être visualisées avec l'option avancée. La figure 2 indique l'emplacement de la bouée de mesure des vagues près de Looe ainsi que la hauteur et la direction des vagues lors d'une journée type. Les options interactives permettent à l'utilisateur de visualiser une variété de graphiques de données ou de télécharger des données.

Statistiques des vagues

Pour calculer la puissance des vagues pour un endroit donné, le chercheur doit télécharger les ensembles de données pour :

- (i) la hauteur significative des vagues (H_s) (en mètres, m) et
- (ii) la période d'onde maximale (T_p) (en secondes, s).

La hauteur significative des vagues (H_s) décrit la hauteur caractéristique des vagues aléatoires dans un état de mer. Elle est généralement enregistrée comme la hauteur moyenne (du creux à la crête) du tiers le plus élevé des vagues ($H_{1/3}$) ou comme quatre fois l'écart-type de l'élévation de la surface (H_{m0}). Bien que l'expression "hauteur significative des vagues" puisse donc se référer à H_{m0} ou H_s selon le calcul utilisé, la différence entre les deux est insignifiante aux fins d'une étude préliminaire de l'énergie des vagues. La période de la vague est la différence de temps entre deux vagues passant par un point stationnaire donné. La période de pointe des vagues décrit la période des vagues les plus énergétiques.

Exemple de la baie de Looe.

La zone d'intérêt temporelle et spatiale sera spécifique à la partie prenante qui a initié une étude de l'énergie houlomotrice et/ou à la personne chargée de mener une étude préliminaire. Un exemple de calcul est effectué ici pour la communauté de Looe, dans le sud des Cornouailles (UK). Dans l'exemple de Looe, les données de la bouée waverider dans la baie de Looe ont été téléchargées pour toute l'année 2022. D'après les tracés de la hauteur des vagues en fonction de leur période, le mois de novembre reflète des conditions orageuses, et le mois d'août des conditions calmes. Ces



deux mois ont donc été sélectionnés pour être étudiés sur plusieurs (trois) années différentes pour une comparaison exemple hiver-été. Les données importées dans Microsoft Excel ont été tracées pour révéler des informations de base sur les conditions locales des vagues.

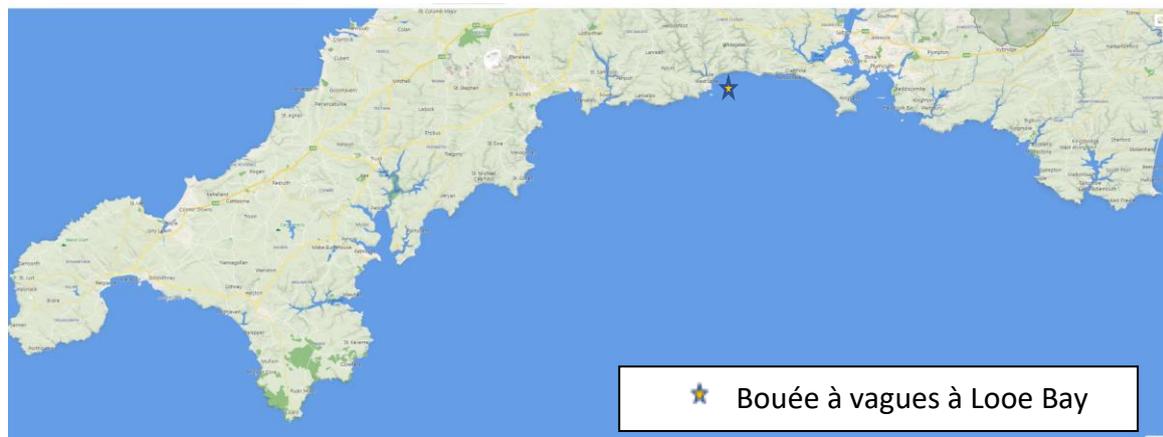
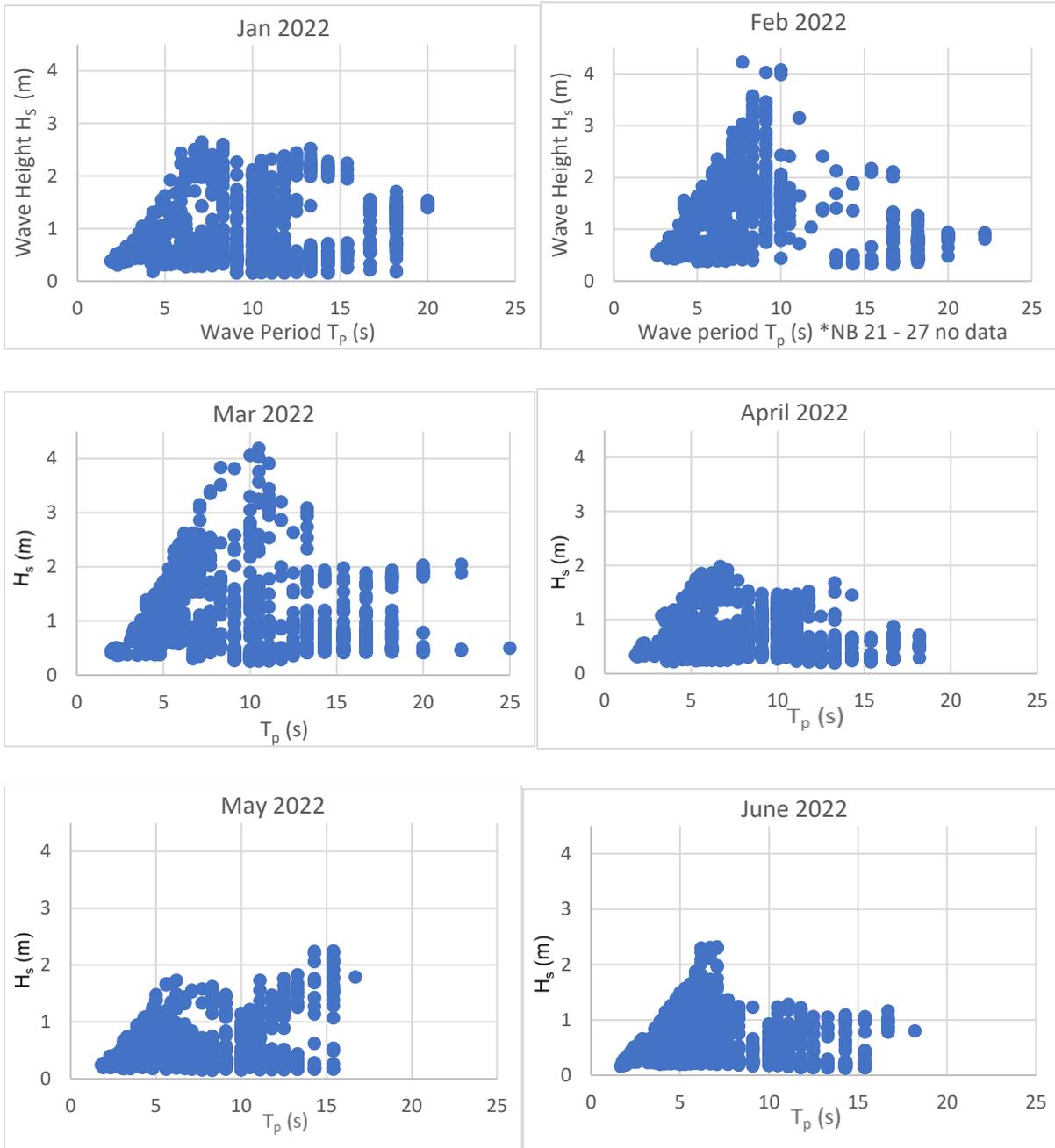


Figure 4 : Emplacement de la bouée à houle et de la communauté d'étude/exemple de calculs

La figure 5 montre la hauteur significative des vagues en fonction de la période de pointe enregistrée à intervalles de 30 minutes de janvier à décembre 2022 inclus. Les tracés initiaux montrent qu'il y a eu de multiples tempêtes tout au long de l'année, avec des occurrences multiples de hauteurs de vagues enregistrées supérieures à 3,5 m, et des périodes de vagues allant jusqu'à 25 s. Cependant, la plupart du temps, les hauteurs de vagues sont de l'ordre de 1 à 2 m, avec des périodes de l'ordre de 4 à 13 s. La hauteur de vague moyenne mensuelle la plus élevée était de 1,6 mètres, enregistrée en novembre. La période de vague moyenne la plus longue a été de 10,3 secondes, enregistrée en mars. Les périodes les plus calmes se situent entre avril et août (figure 5). Les données attendues entre le 21 févrierth et le 27 févrierth étaient absentes de cet ensemble de données. Des données alternatives pour cette période, bien qu'à une sensibilité différente, peuvent parfois être trouvées à partir d'une source différente, par exemple le CEFAS, mais cela n'a pas été utilisé à cette occasion.

Le tracé de la hauteur significative des vagues en fonction de la période de pointe des vagues permet d'indiquer les valeurs aberrantes et de déterminer les paramètres à étudier à des stades ultérieurs. Par exemple, la figure 5 montre que des périodes de vagues de 4 à 13 s et des hauteurs de vagues de 0 à 3 m sont des paramètres appropriés pour une étude plus approfondie sur ce site, et que les mois de mars et d'août présentent des climats de vagues contrastés, ce qui les rend particulièrement intéressants pour une comparaison entre plusieurs années de données.





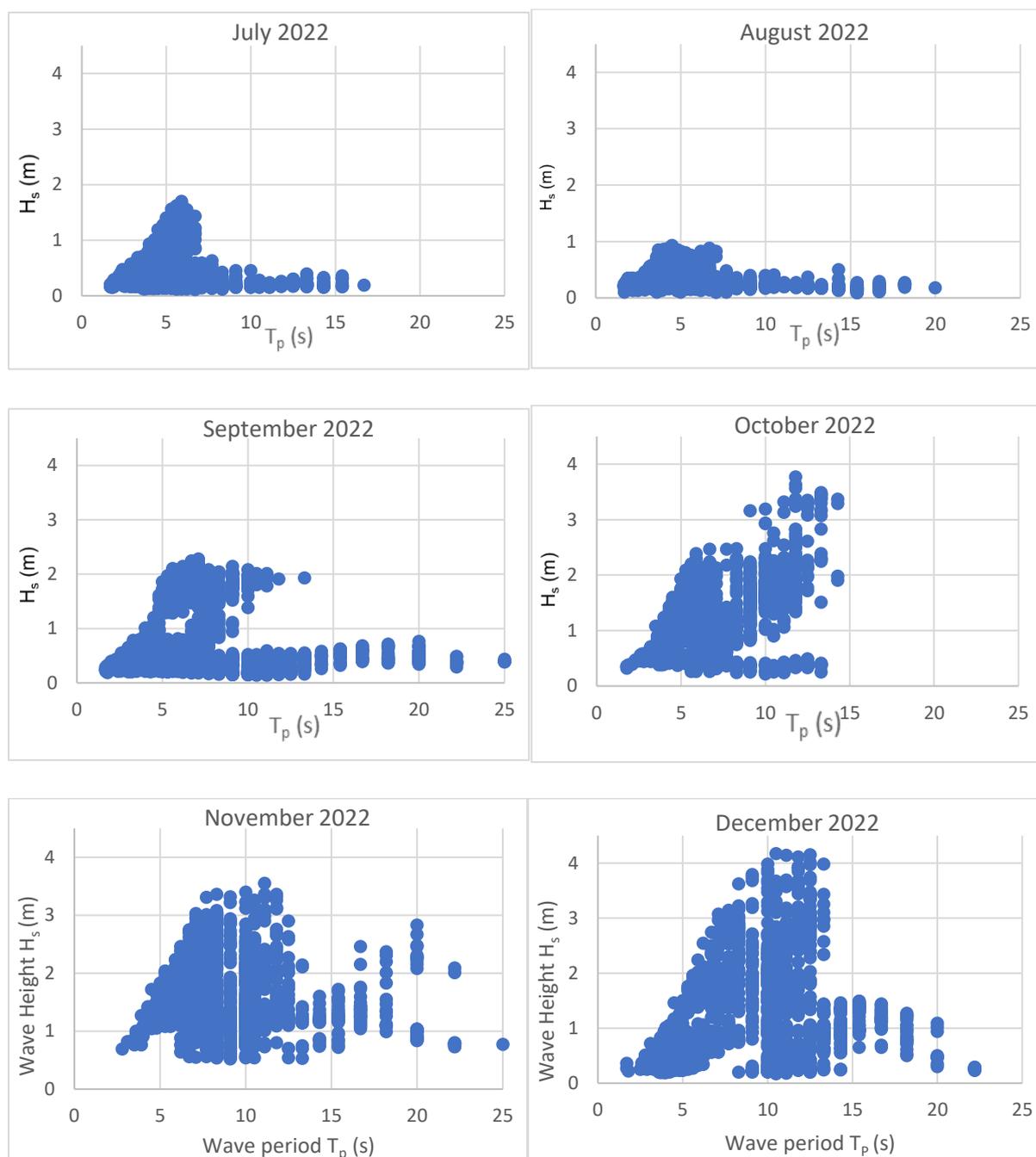


Figure 5 : Graphiques mensuels pour révéler les tendances générales et les points de données aberrants.

Le calcul des moyennes de la hauteur des vagues sur une période appropriée, comme les moyennes mensuelles (tableau 3), réduit l'influence des pics des tempêtes hivernales sur la série chronologique et donne une image de la variabilité saisonnière de la hauteur significative des vagues et de la période de pointe entre les mois d'hiver et d'été. La compréhension de cette variabilité sur plusieurs années joue un rôle important pour garantir que les évaluations de la production d'électricité sont réalistes et significatives.

Tableau 3 : Moyenne mensuelle de la période des vagues H_p et de la hauteur significative des vagues T_p enregistrées en 2022.

2022	T_p	H_s
Janvier	9.1	0.8
Février *21-27 th pas de données	8.5	1.3
Mars	10.3	1.0
Avril	8.4	0.7
Mai	7.1	0.6
Juin	7.5	0.7
Juillet	5.8	0.4
Août	5.7	0.4
Septembre	8.2	0.7
Octobre	7.6	1.3
Novembre	9	1.6
Décembre	9.5	1.3

Calcul de la puissance des vagues

La puissance des vagues par mètre de longueur de crête ou de front de vague est calculée à l'aide de l'équation du flux d'énergie en eau profonde ; on parle d'eau profonde lorsque la profondeur est supérieure à la moitié de la longueur d'onde. La puissance hydrodynamique des vagues (c'est-à-dire la puissance disponible des vagues) est proportionnelle à la période d'énergie des vagues et au carré de la hauteur des vagues. Silva et al. (2013) donnent l'équation de la puissance des vagues comme le flux d'énergie en watts par mètre de longueur de crête (W/m) :

$$P_W = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T_e,$$

où $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$ est la densité de l'eau de mer ; g est l'accélération de la gravité (9,81 m/s). T_e est la période d'énergie.

Les données des bouées Waverider donnent généralement des valeurs de H_s et T_p , la période spectrale de pointe. La période énergétique T_e est liée à la période spectrale de pointe T_p en fonction de la forme du spectre. Les spectres JONSWAP généralement utilisés représentent un état de mer limité par le fetch, typique de la mer du Nord, dans lequel l'état de mer n'est jamais complètement développé (Isherwood, 1987). Le spectre JONSWAP suit la relation :

$$T_e = \frac{T_p}{1.11},$$

Un spectre de Bretschneider représente un état de mer entièrement développé (Tucker, 1991). Le spectre de Bretschneider suit la formule suivante : $T_e = T_p / 1,17$ (Cahill et Lewis, 2014). Une valeur de 1,11 est supposée ici pour un cas JONSWAPP, en raison de considérations de fetch similaires.

Les unités de l'équation P_w sont exprimées en W/m, ce qui permet d'obtenir une expression donnant une sortie de puissance en kW/m, avec des entrées de T_p et H_s . Cette expression est la suivante :



$$P_W(kW/m) = \frac{\rho g^2}{1.11 \times 1000 \times 64 \pi} H_s^2 T_p$$

Ceci peut être réécrit plus simplement en utilisant un coefficient pour remplacer les constantes :

$$P_W(kW/m) = 0.44 H_s^2 T_p$$

La figure 6 donne la puissance des vagues calculée à partir des statistiques de vagues enregistrées à la bouée de vagues de la baie de Looe à des intervalles de 30 minutes tout au long des mois de novembre et août 2022, ainsi que les données statistiques de vagues pour la même période. Le mois de novembre représente une période de tempête, alors que le mois d'août est une période relativement calme en 2022.



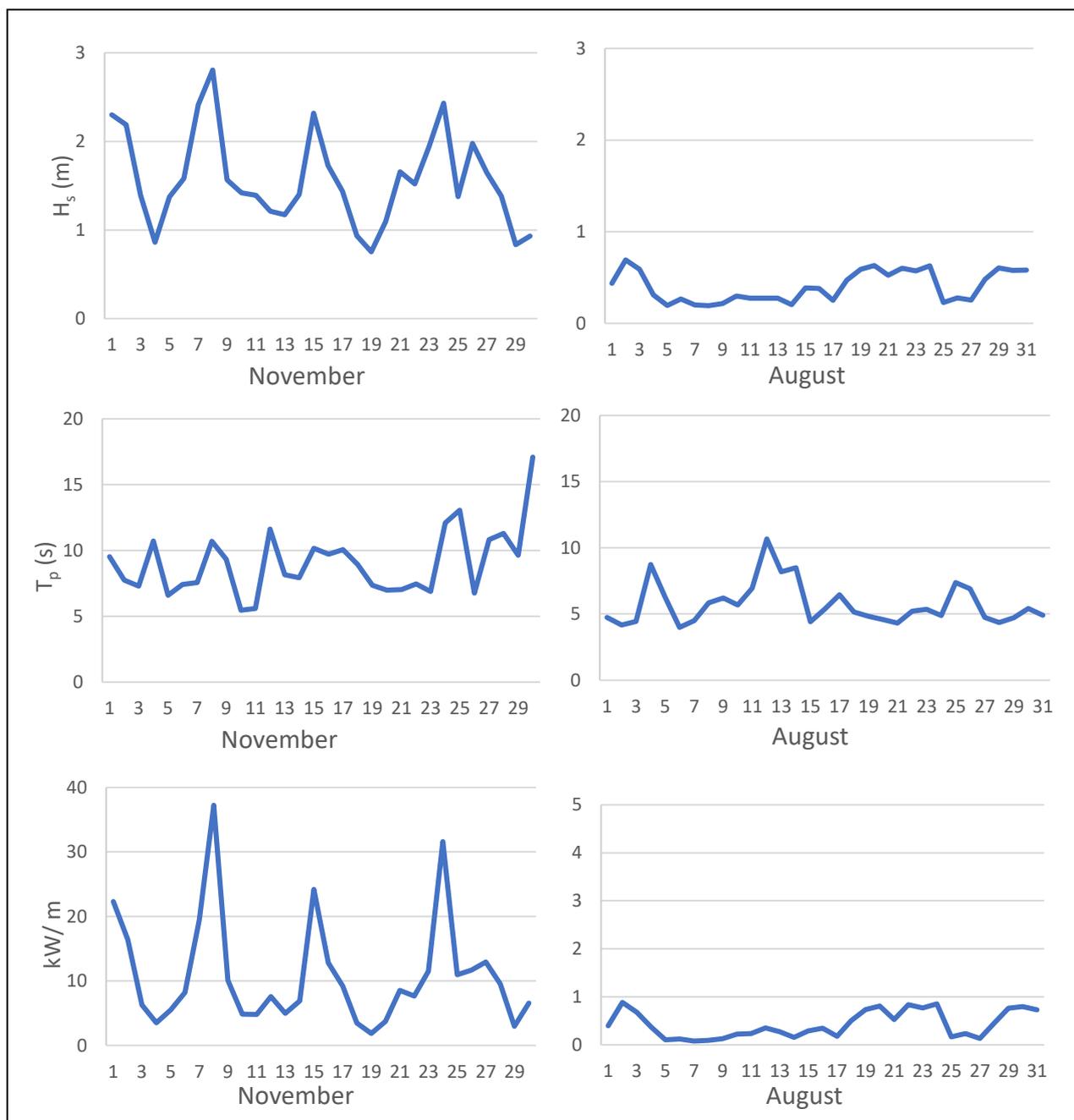


Figure 6 : Moyenne journalière de la hauteur de la vague par mètre de crête de la vague (en haut) ; période significative de la vague (au milieu), et, puissance de la vague (en bas) tout au long de novembre (à gauche) et août (à droite) en 2022.

Pour déterminer si ce schéma se reflète sur d'autres années, les données des mois de novembre et août 2019 à 2022 sont représentées sur les figures 7 (hauteur des vagues), 8 (période des vagues) et 9 (puissance des vagues).

Comme pour les calculs de la hauteur des vagues et de la période de pointe, les données d'une période de tempête représentative (novembre) ont été comparées à celles d'une période calme représentative (août) (Figures 7 et 8) afin d'explorer les différences de disponibilité énergétique entre l'hiver et l'été. A la bouée de vagues de la baie de Looe, en novembre 2022, la puissance



moyenne des vagues est de 11 kW/m, comparée à la puissance moyenne des vagues en août 2022 de 0,9 kW/m. Cependant, en août 2020, deux tempêtes ont porté la puissance moyenne des vagues à plus de 18 kW/m. En novembre 2021, il y a deux occurrences de vagues de forte puissance, supérieures à 85 kW/m.



BRETAGNE[®]
DÉVELOPPEMENT
INNOVATION



TECHNOPÔLE
BREST-IROISE

Technopole
Quimper-Cornouaille



UNIVERSITY OF
EXETER

PLYMOUTH
UNIVERSITY

UEA
University of East Angles

marine
UNIVERSITY

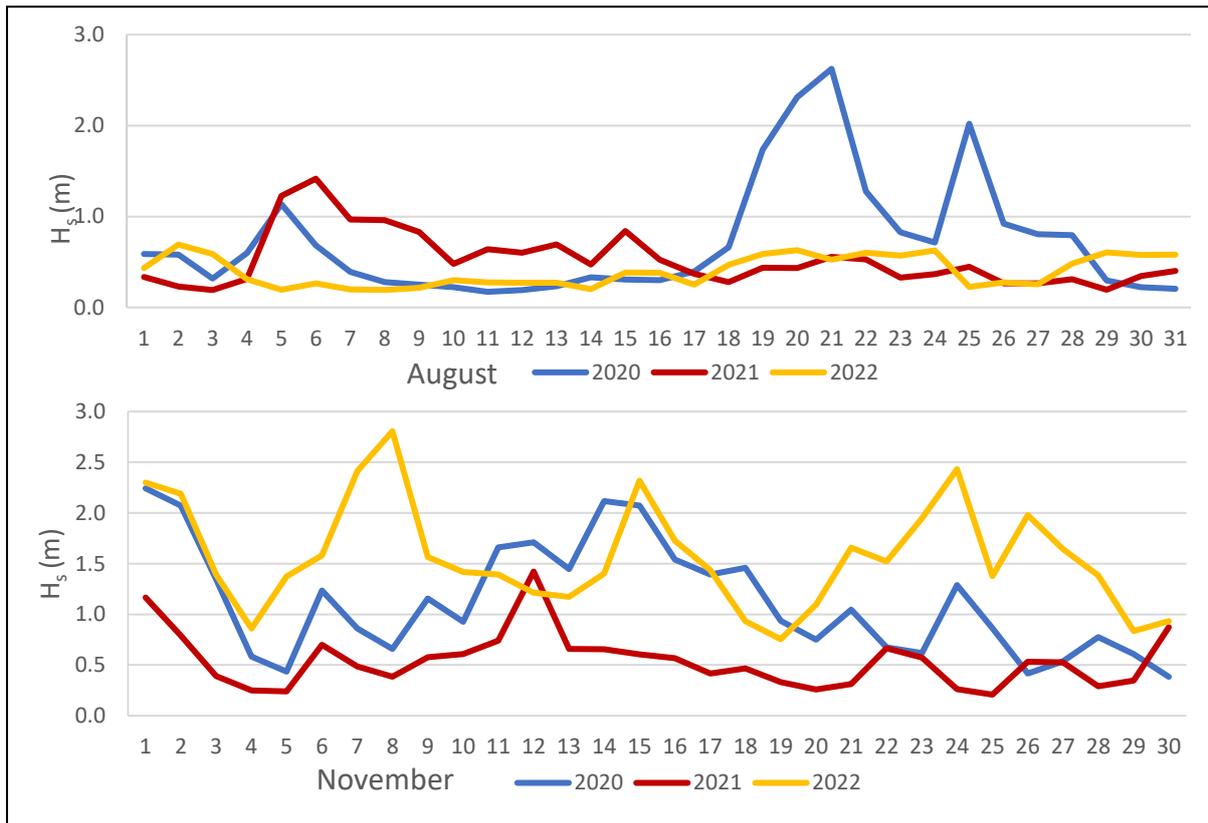


Figure 7 : Hauteur moyenne quotidienne des vagues pendant les mois d'août et de novembre des années consécutives 2020 - 2022.

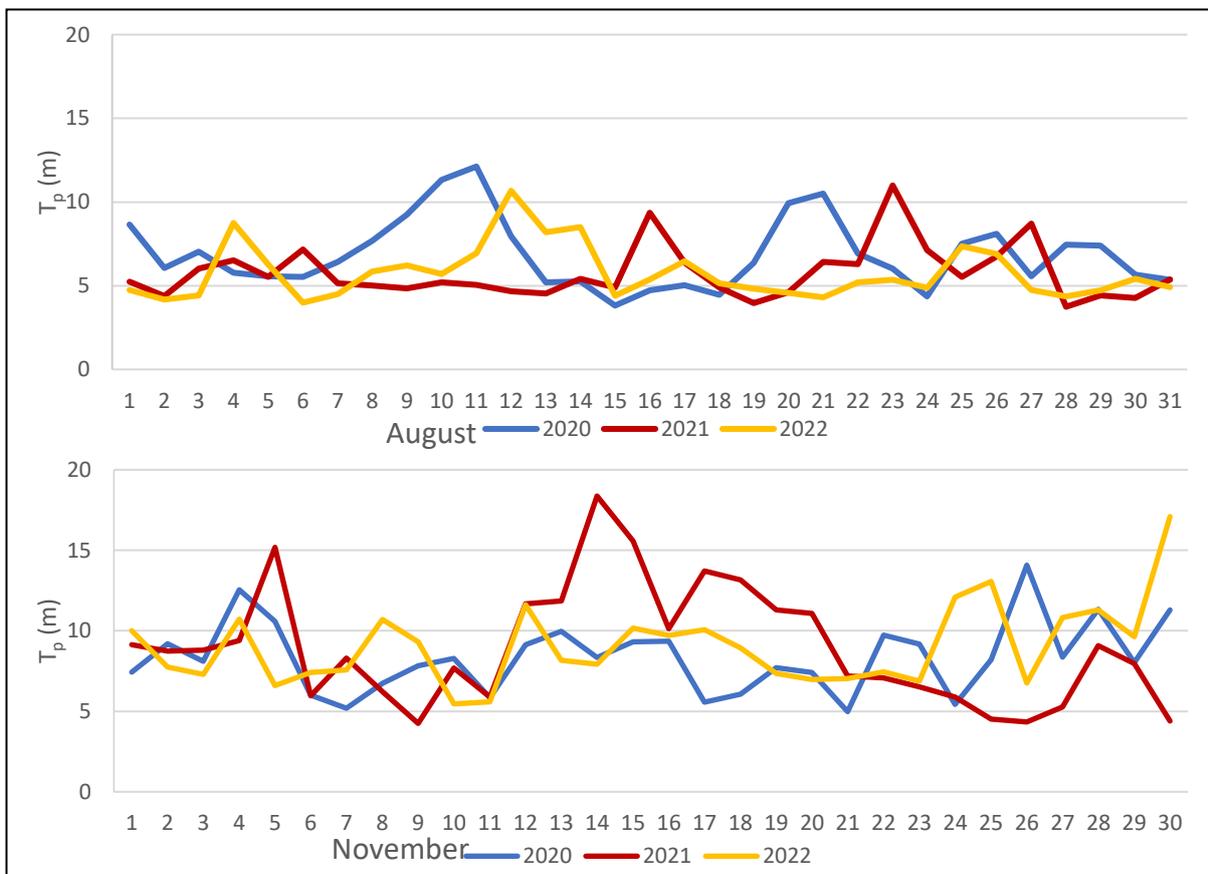


Figure 8 : Moyenne quotidienne de la période des vagues pendant les mois d'août et de novembre des années consécutives 2020 - 2022.



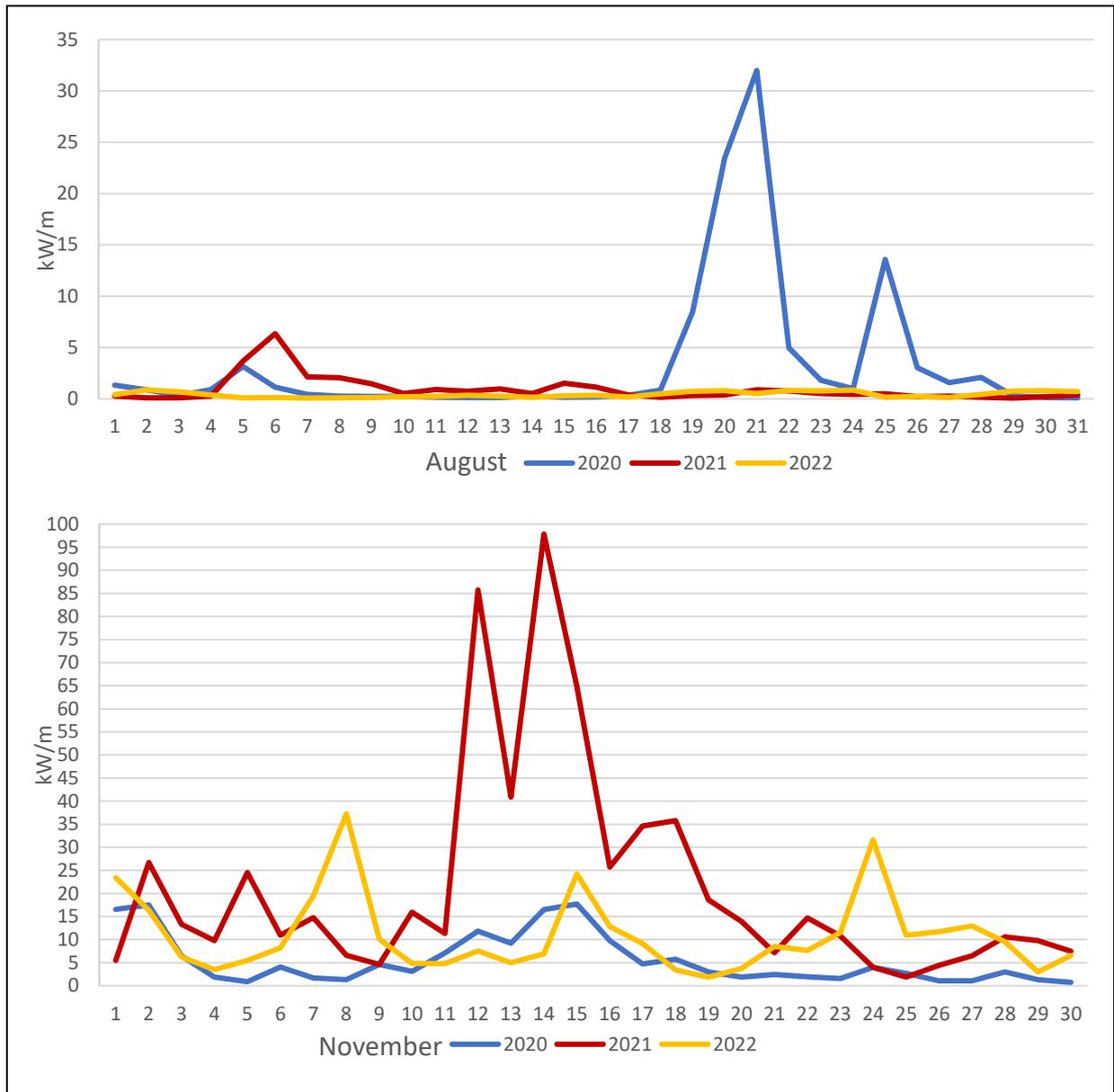


Figure 9 : Puissance moyenne quotidienne pendant les mois d'août et de novembre de trois années consécutives.

Efficacité de la conversion énergétique

Les équations ci-dessus donnent l'énergie des vagues disponible et fournissent une forme fonctionnelle pratique pour analyser l'énergie des vagues disponible, à partir de la hauteur et de la période des vagues. Dans la pratique, il y aura une perte d'énergie due à l'inefficacité de la conversion, et une perte parce que les turbines ne fonctionnent pas en dessous de hauteurs et de périodes de vagues spécifiques.

Étant donné les valeurs de la puissance des vagues à différentes hauteurs (H_s) et périodes de pointe (T_p) dans la matrice de puissance, l'efficacité du dispositif peut être calculée pour chacune de ces valeurs de H et T. Pour ce faire, il est d'abord nécessaire de calculer la puissance des vagues qui est théoriquement disponible à chacune de ces hauteurs et périodes en utilisant l'équation de la puissance des vagues (Tableau 4).

Tableau 4 : Matrice de puissance des vagues (P_w) générée à l'aide de l'équation de puissance des vagues hydrodynamiques.

		Matrice de la puissance hydrodynamique (P_w) (kW/m)								
T_e (s)	H_s (m)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5		552	663	773	884	994	1105	1215	1326	1436
1		2210	2652	3094	3536	3978	4420	4862	5304	5746
1.5		4972	5967	6961	7956	8950	9945	10939	11934	12928
2		8840	10608	12376	14144	15912	17679	19447	21215	22983
2.5		13812	16574	19337	22099	24862	27624	30387	33149	35911
3		19889	23867	27845	31823	35801	39779	43757	47735	51712
3.5		27072	32486	37900	43315	48729	54143	59558	64972	70386
4		35359	42431	49502	56574	63646	70718	77790	84861	91933
4.5		44751	53701	62652	71602	80552	89502	98453	107403	116353

Le rendement du dispositif est appelé coefficient de puissance et se calcule comme suit :

$$C_p = \frac{P_{out}}{P_w}$$

Le coefficient de puissance du dispositif varie en fonction de la hauteur et de la période des vagues. En utilisant les données pour Oyster, et la puissance de vague disponible, la matrice du coefficient de puissance est donnée dans le tableau 5.



Tableau 5 : Coefficients de puissance pour Oyster.

<i>T_e (s) H_s (m)</i>	Coefficients de puissance des huîtres								
	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.13	0.12
1	0.50	0.63	0.68	0.66	0.61	0.55	0.49	0.49	0.44
1.5	0.89	0.79	0.73	0.68	0.63	0.58	0.53	0.47	0.45
2	0.88	0.77	0.68	0.62	0.54	0.49	0.46	0.42	0.38
2.5	0.77	0.66	0.60	0.51	0.45	0.42	0.39	0.34	0.32
3	0.67	0.55	0.47	0.42	0.38	0.32	0.30	0.27	0.25
3.5	0.00	0.46	0.40	0.35	0.31	0.27	0.25	0.22	0.21
4	0.00	0.38	0.33	0.28	0.24	0.23	0.20	0.18	0.17
4.5	0.00	0.30	0.26	0.23	0.19	0.18	0.16	0.14	0.13
5	0.00	0.00	0.21	0.18	0.16	0.14	0.13	0.12	0.11
5.5	0.00	0.00	0.17	0.15	0.13	0.12	0.10	0.10	0.09
6	0.00	0.00	0.14	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07

Idéalement, des valeurs spécifiques de C_p seraient utilisées pour chaque valeur de H_s et T dans la série chronologique. Cependant, cela est difficile à calculer pour une évaluation initiale. Il est donc possible de calculer une efficacité moyenne du dispositif dans la région correspondant au climat des vagues. Dans la pratique, la conception du dispositif sera adaptée à l'environnement. Dans ce cas, les hauteurs de vagues jusqu'à (y compris) 1,5 m, et à travers une gamme représentative de périodes de vagues (5 à 13 s) donnent un coefficient de puissance moyen (C_p) de 0,41. (D'autres hypothèses donneraient d'autres valeurs de C_p .)

Compte tenu de séries temporelles de hauteurs de vagues mesurées (H_s) et de périodes de crête de vagues (T_p), l'équation suivante peut être utilisée pour calculer une série temporelle de puissance de sortie (P_o) par m de crête de vague :

$$P_o (kW/m) = 0.44 C_p H_s^2 T_p,$$

Cette série chronologique permet de déterminer les valeurs moyennes de la puissance des vagues et les valeurs totales de la puissance des vagues.

Capacité de production d'énergie houlomotrice au fil du temps

Une étape utile de l'analyse consiste à se faire une idée de la capacité de puissance soutenue disponible sur le site concerné. Il est possible de déterminer les périodes pendant lesquelles la puissance soutenue est supérieure ou inférieure à un certain seuil pendant des heures et des jours. Les seuils sont déterminés par les paramètres opérationnels du type de WEC considéré.

Pour la baie de Looe, le seuil représentatif a été fixé aux périodes pendant lesquelles l'énergie des vagues était comprise entre 0,17 kW/m et 18,5 kW, un seuil qui reflète les paramètres opérationnels de la turbine Wells de l'usine de Mutriku.



Tableau 6 : Puissance houlomotrice totale disponible dans la baie de Looe et puissance totale potentielle générée, en fonction des capacités du dispositif Oyster.

2022	Puissance disponible des vagues P_w kWh/m	Puissance totale générée P_o (en kW/m)
Janvier	3293	1350
Février	3649	1496
Mars	4490	1841
Avril	1512	620
Mai	1298	532
Juin	1344	551
Juillet	428	175
Août	323	132
Septembre	1830	750
Octobre	5631	2309
Novembre	8032	3293
Décembre	7933	3253
Total annuel	39,763	16,303

Pour 2022, la puissance totale pour chaque jour de chaque mois a été additionnée, puis une valeur moyenne pour chaque mois a été calculée (tableau 6). En utilisant les chiffres mensuels moyens de la puissance houlomotrice disponible et le rendement du dispositif indiqué pour Oyster, il est possible de calculer la puissance totale mensuelle générée par un dispositif tel que Oyster. De manière similaire à l'expression ci-dessus, la puissance de sortie peut être quantifiée à partir de ces données moyennes de puissance des vagues comme suit :

$$P_o = C_p P_w$$

où P_o est la puissance de sortie du dispositif (en kW/m), P_w est la puissance disponible des ondes (en kW/m) et C_p est l'efficacité du dispositif. Dans ce cas, l'efficacité de 41% indique une valeur de C_p de 0,41.

Ces informations sont utiles lors de la planification d'un calendrier d'entretien du dispositif ; lors de l'examen du moment où l'énergie doit être importée, ou lorsqu'il y a un excédent d'énergie qui devrait être exporté, stocké ou utilisé. Ces calculs peuvent également être utilisés lorsqu'on envisage de créer un mélange optimal de production d'énergie dans le cadre d'un système hybride de marée, de vent, de soleil ou d'autres apports (par exemple, Coles et al., 2021).

Une étape supplémentaire dans l'étude détaillée d'une zone consisterait à modifier les seuils en fonction des seuils opérationnels des derniers développements technologiques des dispositifs d'énergie houlomotrice ou en permettant la prise en compte de différentes caractéristiques des dispositifs (par exemple, en modifiant la taille des orifices).

Application par rapport aux besoins en puissance de la zone d'intérêt

Une façon de quantifier la contribution requise des marées est de considérer les besoins énergétiques de la zone d'intérêt pendant une année. Par exemple, la population de Looe est d'environ 5 300 personnes. Au Royaume-Uni, la consommation moyenne d'énergie électrique par personne et par an est d'environ 2 900 kWh (Ofgem, 2022). La communauté de Looe aurait donc



actuellement besoin de 15 370 000 kWh, soit 15 370 MWh par an. Le nombre de ménages peut également être utilisé pour estimer les besoins en électricité d'une région, bien que Looe compte de nombreuses résidences secondaires ou de vacances, ce qui fait que la demande saisonnière en électricité est une considération supplémentaire.

Les caractéristiques de production d'énergie d'un exemple de turbine houlomotrice sont utilisées pour déterminer la taille de l'installation houlomotrice qui serait nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques de Looe, compte tenu de la puissance potentielle des vagues du site. La longueur de la digue abritant suffisamment de dispositifs de colonne d'eau oscillante (OWC) peut être calculée en utilisant la puissance moyenne des vagues disponibles. En utilisant les données de 2022, la puissance des vagues disponible était de 39 763 kWh / an / m (Tableau 6).

Puissance disponible des vagues (P_w) = 39 763 kWh/an/m

$C_p = 0,41$

Puissance convertie (P_{out}) = $C_p \times P_w = 16\,303$ kWh/an/m

Puissance convertie (P_{out}) en unités de MWh/an/m = 16,3 MWh/an/m

Besoin en énergie de Looe = 15 370 MWh/an

Longueur du dispositif nécessaire = Besoin en énergie / $P_{out} = 943$ m.

Si le rendement C_p était de 1, alors la longueur du dispositif serait de 383 m.

En utilisant une longueur de mur de 943 m, et une population de 5 300 personnes, la longueur de mur OWC nécessaire par personne est de $943/5300 = 0,18$ m/personne.

Tableau 7 : Demande et production d'énergie par les turbines houlomotrices

	Looe
Demande annuelle de l'île/de la communauté	15 370 MWh/an
Production annuelle d'électricité du dispositif par m de vague	39 763 kWh
Structure énergétique Longueur	943 m
Longueur du mur par personne	0.18 m

Pour répondre à la demande énergétique de Looe, une structure d'énergie houlomotrice d'environ 943 m de long serait nécessaire. Ainsi, l'emplacement a le potentiel pour que l'énergie des vagues soit un contributeur majeur à l'approvisionnement en énergie de Looe.

Il convient de noter qu'il s'agit d'un calcul de démonstration à titre indicatif uniquement, qui utilise Looe comme exemple pour la quantification. Il n'est pas prévu d'installer un WEC à Looe, et ce n'est pas une recommandation ou une suggestion d'installer un OWC à Looe. La zone a un intérêt touristique élevé et une valeur de capital naturel, et la maintenance de cet atout naturel est essentielle pour la communauté.



Une variété de dispositifs d'énergie houlomotrice utilisant différents principes fondamentaux ont été développés au cours des dernières années et les développements technologiques devraient se poursuivre en fonction de la demande croissante. Une revue de la littérature doit être effectuée pour révéler tout nouveau développement, et/ou fournir de nouvelles données publiées sur les essais à grande échelle / les spécifications des dispositifs. Cet outil indique le type d'information qui contribuera le mieux à l'évaluation de l'énergie houlomotrice, par exemple les paramètres de fonctionnement du dispositif, les seuils et la production d'énergie.

L'identification d'une source de données accessibles sur l'énergie houlomotrice locale permettra de comparer les sites afin d'éclairer la décision d'implantation d'une installation houlomotrice. Cet outil montre comment présenter et analyser les données sur les vagues pour évaluer l'énergie houlomotrice disponible.

Le calcul de la production du dispositif à partir de l'énergie disponible peut servir de base à une étude de faisabilité pour évaluer la contribution de l'énergie houlomotrice à une île ou une communauté isolée.

Références

Biscay Marine Energy Platform (BiMEP): <https://www.bimep.com/en/mutriku-area/technical-characteristics/> Accessed 10/2022.

Boake, C. B., T. J.T. Whittaker, M. Folley and H. Ellen (2002). 'Overview and Initial 920 Operational Experience of the LIMPET Wave Energy Plant'. In: Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference 12. February 2015, pp. 586–594.

Cahill, B and A W Lewis (2014). 'Wave period ratios and the calculation of wave power'. In: The 2nd Marine Energy Technology Symposium, pp. 1–10.

CANDHIS: <http://www.cetmef.equipement.gouv.fr/donnees/candhis/home.php>. Accessed 11/22.

Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS) <https://wavenet.cefas.co.uk/Map> Accessed 09/2022.

Coles, D., Angeloudis, A., Goss, Z., and Miles, J. (2021). Tidal Stream vs. Wind Energy: The Value of Cyclic Power when Combined with Short-Term Storage in Hybrid Systems. *Energie* 14, 1106. <https://doi.org/10.3390/en14041106>

Falcão, A. Wave energy utilization: A review of the technologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 14, Issue 3, April 2010, Pages 899-918

Folley, M., T. Whittaker and M. Osterried (2004). 'The Oscillating Wave Surge Converter'. In: Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference January 2004, pp. 189–193. issn: 10986189

IDEA (2011) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA) Analyses of the energy consumption of the household sector in Spain 2011. www.SECH_Spain.pdf (europa.eu) Accessed Dec 2022

Isherwood, R M (1987). 'Technical note: A revised parameterisation of the Jon[1]swap spectrum'. In: *Applied Ocean Research* 9.1, pp. 47–50. issn: 0141-1187. doi: [https://doi.org/10.1016/0141-1187\(87\)90030-1](https://doi.org/10.1016/0141-1187(87)90030-1) url: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0141118787900307>



Greaves, D. and Jin, S. (2021) Wave energy in the UK: Status review and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 143. 110932. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110932>

National Network of Regional Coastal Monitoring Programmes (NNRCMP) <https://coastalmonitoring.org/>
Accessed 09/2022.

New Atlas 2022. <https://newatlas.com/energy/blowhole-wave-energy-generator/> July 31 2022

Ofgem, 2022. <https://usave.co.uk/energy/how-much-energy-does-the-average-uk-household-consume/>
Accessed Dec 2022

Offshore Energy, April 23 2015. <https://www.offshore-energy.biz/video-rewec3-wave-energy-converter/>
Accessed 10 2022

OWC Pico Power Plant (2014) Energy and the Environment-A Coastal Perspective - Case Study: OWC Pico Power Plant (unc.edu) Accessed 10 2022

Pond, S. and Pickard, G.L. (1983) *Introductory dynamical oceanography*. 2nd Edition, Pergamon Press, Oxford.

Power-technology: Mutriku Wave Energy Plant, Basque Country, Spain (power-technology.com) June 7 2021.
Accessed 09/2022.

Silva, D., E. Rusu and C. Guedes Soares (2013). Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore. *Energies*, 6, 1344-1364

Tucker, M J (1991). *Waves in Ocean Engineering: Measurement, Analysis, Interpretation*. Ellis Horwood Series in Applied Science and Industrial Techn. E. Hor[1]wood. isbn: 9780139329555. url:
<https://books.google.co.uk/books?id=mv5RAAAAMAAJ>.

Wavenergy it: <https://www.wavenergy.it/generico/the-first-worldwide-application-at-full-scale-of-the-rewec3-device-in-the-port-of-civitavecchia/2014>. Accessed 09/2022.

Whittaker, T and Folley, M. Nearshore oscillating wave surge converters and the development of Oyster Source. In: *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 28 January 2012, Vol. 370, No. 1959, The Peaks and troughs of wave energy: the dreams and the reality (28 January 2012), pp. 345-364 Published by: Royal Society Stable URL: <https://www.jstor.org/stable/41348239>

