

Énergies océaniques

Aurélien Babarit⁽¹⁾ (Aurelien.Babarit@ec-nantes.fr), **Grégory Pinon⁽²⁾**, **Jean-Luc Achard⁽³⁾** et **Christophe Corre⁽⁴⁾**

(1) Laboratoire d'Hydrodynamique, d'énergétique et d'environnement atmosphérique (UMR CNRS 6598), École Centrale de Nantes, 1 rue de la Noë, CS 92101, 44321 Nantes Cedex 3

(2) Laboratoire d'ondes et milieux complexes (UMR CNRS 6294), Université du Havre, 53 rue de Prony, CS 80540, 76058 Le Havre.

(3) Laboratoire des Écoulements Géophysiques et Industriels (UMR CNRS 5519, Université Grenoble Alpes), Grenoble INP, Domaine Universitaire, CS 40700, 38058 Grenoble Cedex 9

(4) Laboratoire de Mécanique des Fluides et d'Acoustique (UMR CNRS 5509, Université de Lyon, École Centrale de Lyon, INSA Lyon), Université Claude Bernard Lyon 1, 36 avenue Guy de Collongue, 69134 Ecully Cedex

Dans cet article, on présente les principes et technologies permettant de convertir en électricité les principales ressources d'énergies océaniques renouvelables (énergie thermique des mers, énergie des vagues et énergie marémotrice). Leur potentiel de production d'énergie est mis en perspective par rapport à l'enjeu de la transition énergétique.

Les énergies océaniques sont les ressources d'énergie renouvelable qui se trouvent dans les océans. Elles regroupent l'énergie thermique des mers (ETM), l'énergie marémotrice, l'énergie des courants marins, l'énergie des vagues et l'énergie des gradients de salinité. Ces formes d'énergie sont de natures diverses : énergie thermique pour l'ETM, énergie chimique pour les gradients de salinité, énergie mécanique pour les autres. Les principaux gisements sont, dans l'ordre décroissant de gisement d'énergie, l'énergie thermique des mers, l'énergie marémotrice et l'énergie des vagues [1, 2, 3].

Énergie thermique des mers

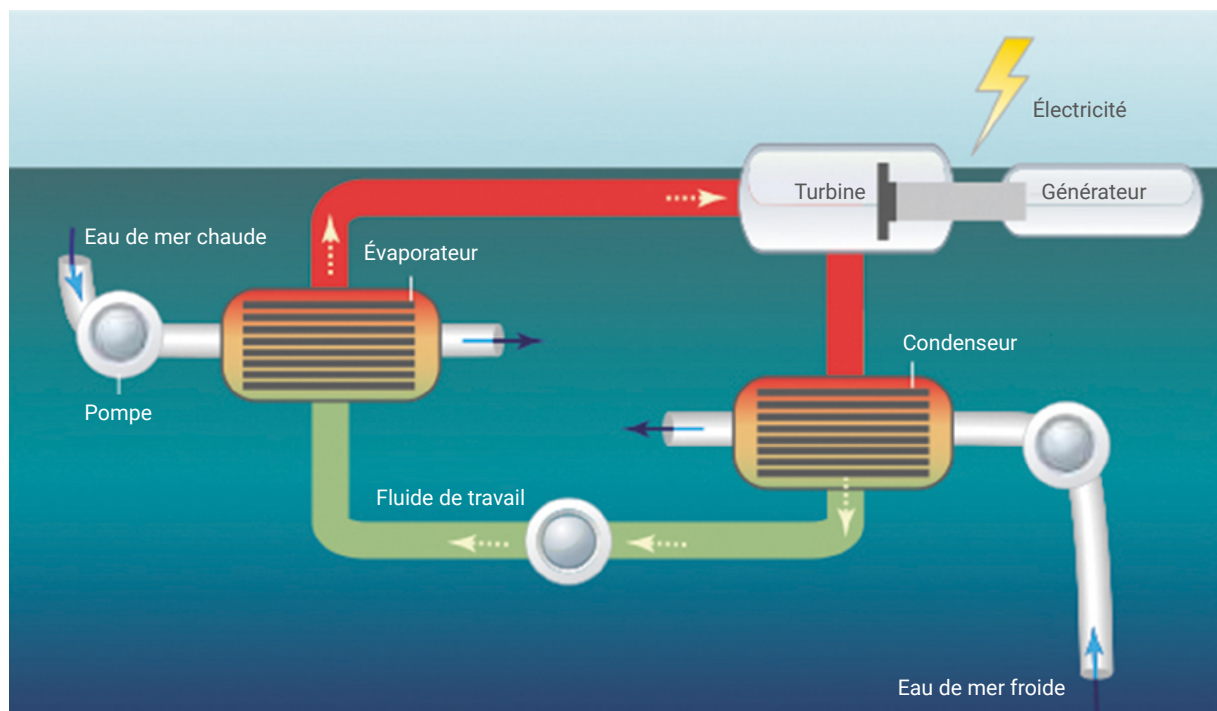
Les océans captent et stockent l'énergie solaire sous forme de chaleur dans leurs couches de surface, principalement dans la zone intertropicale, soit approximativement entre 30° de latitude nord et 30° de

latitude sud. Plus on s'éloigne de cette zone, plus les rayons parviennent obliquement à la surface de l'océan et moins ils sont absorbés. L'énergie solaire absorbée par l'eau diminue également avec la profondeur, mais la température s'homogénéiserait par diffusion en l'absence d'un vaste réseau de courants planétaires (circulation thermohaline) occupant l'ensemble des grands bassins océaniques. En effet, ce réseau d'eau froide naît dans des régions polaires bien particulières à partir desquelles ces eaux de surface, plus denses, plongent vers la zone intertropicale. La masse volumique de l'eau augmente avec la baisse de température, ce qui empêche les volumes d'eau froide des fonds océaniques de se mélanger avec les volumes d'eau chaude en surface. Le gradient vertical de température ainsi produit peut atteindre jusqu'à un peu plus de 25 °C dans la zone intertropicale où la température de l'eau en surface est comprise entre 26 et 30 °C, tandis

qu'elle reste uniformément voisine de 4 °C à 1000 mètres de profondeur. Ce gradient peut être exploité via un cycle thermodynamique pour produire de l'électricité de manière continue dans une centrale thermique, dite aussi centrale ETM pour Énergie Thermique des Mers (OTEC pour "Ocean Thermal Energy Conversion" en anglais).

La conversion de l'ETM en électricité peut être opérée via un cycle thermodynamique fermé ou ouvert, la première option correspondant à la proposition initiale d'Arsène d'Arsonval dans son article fondateur paru en 1881 dans *La Revue scientifique*, et la seconde étant retenue par Georges Claude et Paul Boucherot pour leur présentation à l'Académie des sciences en 1926. Dans les deux cas, l'eau profonde est pompée et ramenée au niveau de la centrale via une conduite d'aspiration d'eau froide.

En cycle fermé, un liquide avec un point bas d'ébullition, tel que



1. Vue schématique d'une centrale ETM à cycle fermé sur support flottant.

l'ammoniac préconisé dès la proposition initiale de d'Arsonval, fait tourner la turbine, elle-même reliée à un alternateur, constituant un turbogénérateur. Ce fluide de travail suit typiquement un cycle de Rankine, utilisé dans les centrales thermiques classiques et nucléaires ; des cycles alternatifs, tel que le cycle de Kalina, ont également été proposés pour gagner en efficacité. Après son passage dans la turbine, ce fluide dont le point de condensation approche 4°C est condensé grâce à la source froide constituée par l'eau profonde « remontée vers la surface » via la conduite d'aspiration. La figure 1 présente une vue schématique d'une centrale ETM à cycle fermé, s'appuyant sur un évaporateur, un condenseur et une turbine, et trois pompes de circulation respectivement pour l'eau de mer froide, l'eau de mer chaude et le fluide de travail. Ce dernier doit être à la fois sélectionné pour ses propriétés compatibles avec le fonctionnement du cycle de Rankine exploitant les sources chaude et froide océaniques, et choisi de façon à ne pas être toxique pour les populations voisines, ni nocif pour la couche d'ozone s'il venait à être accidentellement rejeté sous forme de gaz.

En cycle ouvert, l'eau profonde, pompée et ramenée au niveau de la centrale, passe par un détendeur qui fait baisser sa pression afin de lui permettre de s'évaporer sous l'effet de la source chaude (eau de surface), donc à une température bien inférieure à 100°C . Le fluide évaporé actionne alors la turbine d'un turbogénérateur. Ce fonctionnement à basse pression (de 20 à 30 millibars) requiert l'utilisation de turbines de grandes dimensions nécessairement limitées à une faible puissance (inférieure au MW). Dans ce cycle ouvert, le fluide de travail n'est pas recyclé par une pompe, comme pour le cycle fermé de la figure 1, mais disparaît lorsque la vapeur d'eau se mélange à l'eau de mer froide (condenseur à contact direct) à la sortie de la turbine ou est évacuée après sa condensation (production auxiliaire d'eau douce).

Le défi, que le cycle soit ouvert ou fermé, est de maximiser la puissance brute P_{brute} du turbogénérateur avec un faible écart de température, ce qui suppose en particulier de gérer des débits importants d'eau froide dans la conduite d'aspiration. Or, le pompage des eaux de mer dans les échangeurs de chaleur, de leurs prises jusqu'au(x) point(s) de rejet, contribue à une

consommation de puissance importante, typiquement de l'ordre de 30 % de P_{brute} . Les efforts à conduire dans ce but sont complexes et discutés par Kajagopalan et Nihous [1].

Placer la centrale ETM sur un support flottant ou sur le littoral constitue le second choix fondamental pour concevoir une telle centrale. La première solution permet d'envisager une conduite d'aspiration verticale au droit de la centrale et se trouve donc moins couteuse à installer ; elle n'a par ailleurs pas d'impact sur l'usage des terres du rivage. En revanche, la seconde solution possède des coûts de maintenance et de connexion électrique plus faibles et présente de surcroît l'avantage de produire, après utilisation dans la centrale, de l'eau froide aux multiples usages : climatisation, aquaculture ou encore, après passage dans une unité de dessalement par osmose inverse alimentée par la centrale, fourniture de l'eau pour la consommation (eau fraîche) ou l'irrigation (eau riche en nutriments).

Les travaux pionniers de Georges Claude aboutirent à la construction de la première centrale ETM terrestre à cycle ouvert à Cuba en 1930, qui

>>>

>>>

produisit 22 kW pendant une dizaine de jours avant que la conduite d'eau froide ne soit détruite par une tempête. Le développement privilégié d'autres technologies (notamment l'énergie nucléaire en France), le faible coût du pétrole et la prise en compte limitée de l'impact environnemental des systèmes de production d'énergie conduisirent à l'abandon progressif de tout projet de mise en service de centrale ETM jusqu'à la fin des années 1960. Puis les crises pétrolières et la montée en puissance de la conscience environnementale ont conduit à un développement rapide des travaux dans les années 1970, principalement en France, au Japon et aux USA. En 1982-1983, des acteurs industriels et académiques japonais ont ainsi construit et exploité sur l'île de Nauru une centrale expérimentale de 120 kW en circuit fermé utilisant le Fréon comme fluide de travail. En 1979, un démonstrateur de centrale ETM à circuit fermé de 50 kW a été installé par Lockheed Martin à Hawaï. En France, de nouvelles études furent lancées à l'initiative du Centre National pour l'Exploitation des Océans (CNEXO, créé en 1967 et qui fusionna avec l'Institut Scientifique et Technique des Pêches Maritimes pour donner naissance à l'IFREMER en 1984). Furent ainsi étudiées des centrales ETM à cycle ouvert, mais aussi des centrales terrestres à cycle fermé, notamment pour des sites identifiés en Polynésie française, sans qu'aucun de ces projets n'aboutisse à une réalisation, essentiellement en raison du contre-choc pétrolier redonnant une attractivité économique aux énergies fossiles.

Le 21^e siècle semble voir s'ouvrir un nouveau cycle de développement des centrales ETM. Depuis 2013, une centrale d'une puissance nette de 100 kW est en fonctionnement sur l'île de Kumejima au Japon et, depuis 2015, une centrale terrestre de 100 kW installée à Hawaï est connectée au réseau américain. De nombreux projets sont à l'étude dans la zone intertropicale, particulièrement en Asie : Chine, Corée du Sud, Inde, Philippines, etc.

Cependant, le développement de centrales ETM de plus forte puissance se heurte à plusieurs difficultés tech-

niques, notamment posées par la conduite d'eau froide et les échangeurs. Pour limiter les pertes de charge associées au pompage d'un grand débit d'eau de mer froide (de quelques mètres cubes par seconde pour un MW produit) depuis une profondeur comprise entre 800 et 1000 mètres, ainsi que pour réduire le réchauffement de cette eau, la conduite d'aspiration d'eau froide doit présenter un diamètre élevé (on estime à 15 mètres le diamètre nécessaire pour une production de 100 MW). La fixation et le maintien d'une telle conduite dans un milieu marin en zone intertropicale, sujet à des événements extrêmes (typhons, ouragans), représentent un défi technologique propre aux centrales ETM de forte puissance. Le maintien des performances des échangeurs dans un environnement marin induisant corrosion et bio-salissures est un autre défi majeur. On notera qu'une centrale ETM ne rejette pas de polluants. Mais quelques risques, assez réduits, sont parfois signalés : mort de poissons entraînés par le fort pompage d'eau, utilisation de chlore ou de faibles doses de biocide pour éviter les bio-salissures et les dépôts marins, etc. Enfin, il apparaît difficile pour les technologies ETM, d'atteindre des coûts attractifs pour les continents [4] ; c'est pourquoi les développements de projets ETM ont jusqu'alors concerné prioritairement certaines zones non interconnectées (ZNI) qui dépendent massivement des énergies fossiles avec des coûts de production électrique beaucoup plus élevés que dans les zones interconnectées (parfois jusqu'à dix fois les prix de marché de gros de l'électricité européenne, dépassant 300 ou 400 €/MWh).

Énergie des vagues (ou houlomotrice)

Il y a bien longtemps que l'humanité a réalisé que les vagues qui animent la surface des océans pourraient constituer une source d'énergie. Ainsi, le premier brevet connu de système de récupération de l'énergie des vagues, ou « houlomoteur », date de 1799. L'intérêt ne s'est pas démenti par la suite, puisque dès 1956 on dénombrait plus de 600 brevets sur

le sujet [5]. À l'heure actuelle, leur nombre dépasse certainement plusieurs milliers.

Une des réalisations historiques les plus remarquables est le « Wave Motor », qui fut installé en Californie en 1898. Ce système, de type « colonne d'eau oscillante », servait à pomper de l'eau de mer qui était ensuite utilisée pour humidifier les routes, en terre battue à l'époque, afin d'éviter les nuages de poussière. Le « Wave Motor » fonctionna pendant douze ans avant d'être abandonné en 1910, rendu obsolète par le développement du bitumage des routes.

Bien que de nombreux systèmes houlomoteurs aient été proposés, leur principe de conversion de l'énergie des vagues en électricité relève la plupart du temps de l'une des trois catégories suivantes : système à déferlement, système à colonne d'eau oscillante, système à flotteur(s) actionné(s) par la houle (fig. 2). Dans les systèmes à déferlement, le principe consiste à faire déferler les vagues sur une rampe inclinée et à mettre à profit le jet de rive ainsi généré pour remplir un réservoir dont le niveau d'eau est supérieur au niveau moyen de la mer. L'énergie des vagues est ainsi convertie en énergie potentielle. Cette énergie potentielle peut ensuite être turbinée, comme dans un barrage pour produire de l'électricité. Dans les colonnes d'eau oscillante, une chambre interne présentant une surface libre communiquant avec la mer par l'intermédiaire d'une ouverture sous-marine. Sous l'action des vagues, la surface libre oscille comme un piston liquide. L'air contenu au-dessus de la surface libre est alternativement chassé et aspiré à travers un orifice prévu à cet effet dans le haut de la structure. Une turbine à air transforme ce flux d'air en électricité. Enfin, dans les systèmes à flotteur(s) actionné(s) par la houle, un ou des flotteurs sont mis en mouvement par les vagues. Le ou les mouvements relatifs entre le ou les flotteurs et/ou le fond de la mer sont transformés en énergie électrique par un convertisseur (par exemple une génératrice linéaire).

À l'échelle mondiale, l'intérêt pour l'énergie des vagues s'est nettement renforcé au début des années 2000,

avec la prise de conscience des dangers du réchauffement climatique. Cet intérêt s'est traduit par la construction d'un grand nombre de démonstrateurs, dont le nombre cumulé dépasse aujourd'hui la centaine [6]. Si certains de ces projets de démonstration se sont soldés par des échecs catastrophiques (naufrage du démonstrateur), les efforts ont été couronnés de succès pour une majorité d'entre eux, (re)démontrant ainsi la faisabilité technique de la récupération de l'énergie des vagues. Un exemple, parmi d'autres, est la centrale houlomotrice de Mutriku au Pays Basque espagnol (fig. 3). Cette centrale, basée comme le "Wave motor" sur le principe de la colonne d'eau oscillante, alimente en électricité le réseau espagnol depuis 2011. Sa puissance nominale est 296 kW. En 2016, sa production cumulée avait atteint 1,3 GWh.



Crédit photo : Imanol Touzon.

3. Photo du port de Mutriku (Espagne). En arrière plan, au milieu de la digue, une centrale houlomotrice, basée sur le principe de la « colonne d'eau oscillante », produit de l'électricité depuis 2011.

Aujourd'hui, le frein majeur interdisant l'essor commercial de l'énergie des vagues comme source d'énergie renouvelable est le coût de l'énergie. En effet, celui-ci est typiquement de l'ordre de 400 à 500 €/MWh. Pour comparaison, les coûts sont de l'ordre de 60 €/MWh pour l'éolien terrestre et le solaire en France métropolitaine. La pertinence de déployer ces technologies pour le marché continental de l'électricité est donc douteuse.

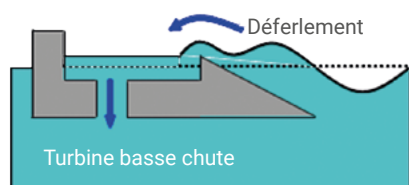
Par rapport à ce défi, de nouveaux concepts émergent néanmoins. Ce sont par exemple des systèmes hybrides, combinant éolien en mer et énergie des vagues, avec l'objectif de réduire les coûts en mutualisant les infrastructures ; des systèmes souples et/ou mettant en œuvre des matériaux électroactifs qui pourraient permettre une rupture sur le coût de l'énergie (par exemple le système S3 de SBM *Offshore*) ; ou des positionnements originaux sur des marchés de niche comme la stabilisation active de navires et la fourniture d'énergie à des sites isolés (e.g. GEPS Techno) ou la production d'eau douce (Oneka Technologies).

Énergie marémotrice et des courants de marée

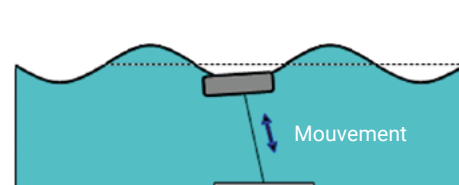
L'homme récupère l'énergie issue des oscillations de marée depuis très longtemps, comme l'attestent les moulins à marée construits il y a plusieurs siècles sur notre littoral entre la Normandie et le Sud

>>>

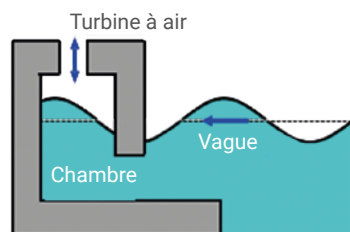
Système à déferlement



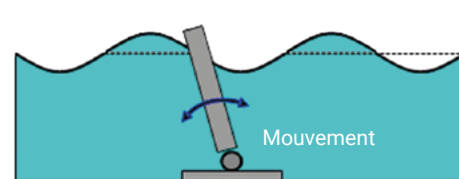
Bouée pilonnante



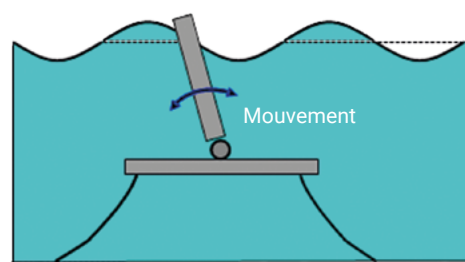
Colonne d'eau oscillante



Volet oscillant fixé au fond



Volet oscillant flottant



2. Illustration des principaux principes de fonctionnement des systèmes houlomoteurs.



4. Moulin à marée de l'île de Bréhat.

>>>

Charentais. Nombre d'entre eux sont encore en état de fonctionnement, comme par exemple le moulin à marée de l'île de Bréhat (Côte d'Armor, fig. 4) ou celui de Saint Just-Luzac (bassin de Marennes-Oléron, Charente-Maritime). Une version moderne est l'usine marémotrice de la Rance inaugurée en 1966 [7], dont la puissance installée est 240 MWe et la production annuelle est de l'ordre de 480 GWh (soit un facteur de charge de l'ordre de 23 %). Dans une certaine mesure, le barrage de la Rance comme les moulins à marée sont assimilables à des barrages hydroélectriques, puisqu'il s'agit principalement de récupérer l'énergie potentielle liée aux différences de niveau de marée.

Depuis la fin des années 1990, l'intérêt se porte plus sur la récupération de l'énergie cinétique des courants de marée. À l'heure actuelle, certaines typologies de récupérateurs (hydroliennes à axe horizontal) ont pris l'ascendant, même si les autres ne sont pas encore complètement désavouées (hydrolienne à axe transverse, par exemple). Un avantage de l'hydrolien à axe horizontal est que l'on peut transposer les connaissances acquises en éolien. Ainsi, la même équation régit la production d'une éolienne et d'une hydrolienne : $P = (1/2) \rho C_p S U^3$ où ρ est la masse volumique du fluide, S la surface balayée par le récupérateur, C_p son coefficient de puissance et U la vitesse de l'écoulement incident.

Comme pour l'éolien, les C_p ont pour borne maximale la vitesse de Betz^(a) [8].

Un des atouts de l'hydrolien par rapport à l'éolien est que la masse volumique de l'eau est presque 1000 fois supérieure à celle de l'air. En revanche, les vitesses des écoulements sont plus faibles (de l'ordre de 3 à 5 m/s) et le facteur 1000 ne se retrouve pas intégralement sur la production électrique. De plus, en hydrolien, les récupérateurs sont limités par la profondeur des fonds marins, ce qui fait que l'on ne peut pas augmenter les tailles indéfiniment. Pour différentes raisons, les profondeurs envisagées pour l'hydrolien sont essentiellement entre 20 et 50-60 m de fond, ce qui conduit à des récupérateurs de l'ordre de 5 à 25 m de diamètre en l'état actuel de la technologie.

Le second atout majeur de l'hydrolien est sa prévisibilité. En effet, cette énergie étant fondée sur les mouvements des astres et ces derniers étant connus depuis des siècles, on peut prédire l'énergie disponible dans les courants de marée pour les centaines d'années à venir avec une très grande précision. Dans le monde des énergies renouvelables, cette prévisibilité est réellement singulière et est à mettre en avant. Néanmoins, malgré ces deux avantages de taille, l'hydrolien n'a pas encore réellement percé dans le mix énergétique, que ce soit

au niveau français ou au niveau mondial. Il y a principalement deux raisons à cela : le coût et la fiabilité des récupérateurs actuels. L'un et l'autre sont liés ; le manque de retour d'expérience impose des coefficients de sécurité importants lors des phases de *design*, ce qui mécaniquement fait grimper les coûts.

Une estimation communément admise pour le coût de l'hydrolien maritime est de l'ordre de 300 €/MWh. Les effets d'apprentissage pourraient faire rapidement baisser ce coût, mais encore faut-il que des projets se développent. Au Royaume-Uni, le projet MeyGen (fig. 5) est une figure de proue avec quatre hydroliennes déjà installées, de 1,5 MWe chacune. Une phase 2, puis une phase 3 du projet pourraient porter la capacité installée à 398 MWe [9]. En France, les projets de parc précommerciaux du Raz-Blanchard^(b), similaires à la phase 1 de MeyGen, ont été abandonnés. Certes, certains choix technologiques étaient contestables, mais l'option consistant à confier le développement de ces turbines à des majors de l'énergie n'était peut-être pas judicieuse. En effet, comme la ressource hydrolienne n'est pas comparable aux ressources éoliennes ou solaires, les volumes de production de turbines attendus n'étaient pas au rendez-vous, ce qui pourrait avoir poussé ces grandes entreprises



5. Inauguration de l'hydrolienne Meygen.

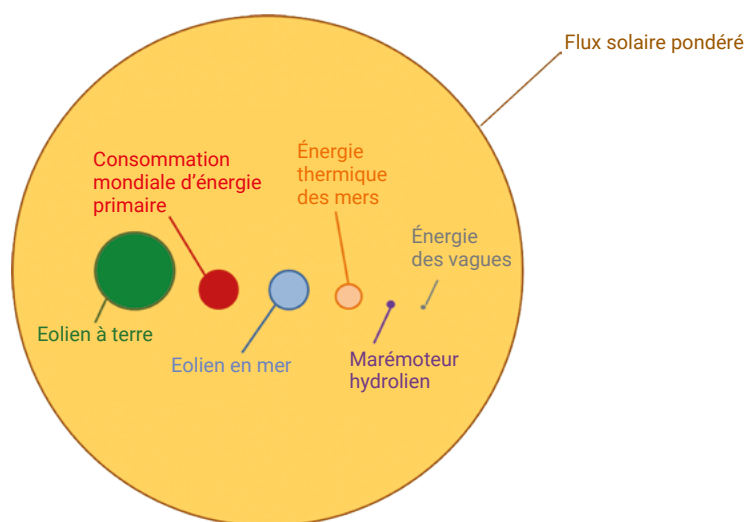
© the Scottish Government

à progressivement se désintéresser de la filière hydrolienne puis à l'abandonner. Ceci n'est pas propre à la France : le constructeur allemand Siemens a fait subir la même logique à la technologie Marine Current Turbine, qui a pourtant été la première hydrolienne de grande puissance (1,2 MW) immergée avec succès en 2008 dans le Stangford Narrow en Irlande.

L'exploitation commerciale de l'énergie hydrolienne nécessite des courants de marée forts. Les principaux sites sont le Pentland Firth (Orkades, Écosse), la Bay du Fundy (Canada) ou le Raz-Blanchard (France, au large du cap de la Hague). Ils pourraient fournir des contributions significatives à la production électrique de leurs pays respectifs. Cependant, des courants puissants impliquent des problématiques particulières, notamment de fiabilité pour les machines. La recherche peut et doit apporter sa pierre à l'édifice. Des projets existent et les résultats sont probants. D'autres approches sont à l'étude : production d'électricité pour des sites isolés comme les îles où le coût de l'énergie est bien supérieur au coût sur le continent, des technologies déployées aussi bien en maritime qu'en fluvial, des technologies radicalement en rupture. Au niveau français, des entreprises peuvent être identifiées sur chaque segment. Par exemple, la société Sabella se positionne sur le premier segment avec un projet pilote de production « complet » pour l'île d'Ouessant, CMN-Hydroquest développe des versions marines de ses turbines éprouvées en milieu fluvial, EEL Energy développe un concept innovant de membrane ondulante. Cette liste n'est bien évidemment pas exhaustive. Enfin, il serait intéressant de développer des turbines fonctionnant à partir de vitesses de courant plus faibles que celles actuellement exploitées, ce qui augmenterait grandement le potentiel de production d'énergie.

(a) La théorie de Betz indique que la puissance théorique maximale récupérée par un capteur éolien est égale à 16/27^{es} de la puissance incidente du vent qui traverse la surface balayée par cette éolienne.

(b) Normandy Hydro, EDF EN/Open Hydro et NeptHyd, Engie/Alstom à l'époque de l'autorisation.



6. Comparaison du potentiel annuel de production d'énergie de différentes sources d'énergie renouvelable et de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2016 (18 TW.an).

Flux solaire incident (estimé pour les terres émergées en supposant 65 % d'absorption atmosphérique) : 23 000 TW.an. Solaire photovoltaïque : 275 TW.an. Éolien (à terre et en mer) : 80 TW.an. Énergie thermique des mers : 3 TW.an. Marémoteur hydrolien : 0,3 TW.an. Énergie des vagues : 0,2 TW.an.

Adapté de M. Perez & R. Perez (2022) Update 2022 (<https://doi.org/10.1016/j.seja.2022.100014>) - a fundamental look at supply side energy reserves for the planet. IEA-SHCP-Newsletter Vol. 62. Sources complémentaires : X. Lu, M.B. McElroy, J. Kiviluoma (2009) Global potential for wind-generated electricity. Proc. Of the National Academy of Sciences, Vol. 106(27), pp. 10933-10938; K. Rajagopalan, G.C. Nihous (2013) Journal of Energy Resources Technology, Vol. 135; K. Gunn, C. Stock-Williams (2012) Quantifying the global wave power resource. Renewable energy

Mise en perspective du potentiel des énergies océaniques pour la transition énergétique

La figure 6 présente une comparaison du potentiel de production des principales sources d'énergie renouvelable (solaire et éolien), des énergies océaniques, et de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2016. Représentant environ un tiers de la production mondiale, le principal potentiel énergétique des énergies océaniques est l'énergie thermique des mers, loin devant le marémoteur/hydrolien et l'énergie des vagues. Cette figure montre ainsi qu'à moins d'une réduction drastique de la production d'énergie mondiale, les énergies océaniques ne peuvent avoir qu'une contribution limitée à la décarbonation du mix énergétique. Cependant, cela ne les empêche pas d'être très pertinentes pour certains sites ou pour la production d'autres produits que l'électricité (de l'eau douce, par exemple). ■

- 1• K. Rajagopalan et G.C. Nihous, "An assessment of global Ocean Thermal Energy Conversion resources under broad geographical constraints", *Journal of Energy Resources Technology*, **135** (2013) 041202.
- 2• V. Masson-Delmotte, H. Le Treut et D. Paillard, « Énergie, effet de serre et changement climatique », dans *L'énergie à découvert*, pp. 22-25, CNRS Éditions (2013).
- 3• K. Gunn et C. Stock-Williams, "Quantifying the global wave power resource", *Renewable Energy* **44** (2012) 296-304.
- 4• A. Rabain, B. Multon et M. Paillard, « Mais pourquoi diable chercher à convertir des énergies renouvelables en mer ? » (24/04/2020), www.connaissancedesenergies.org/
- 5• R. Dhaille, « Technique et rentabilité des dièdres à houle », *Compte rendu des quatrième journées de l'hydraulique*, **2** (1957) 421-429.
- 6• A. Babarit, *L'énergie des vagues : ressource, technologie et performance*, ISTE Éditions (2018).
- 7• INA : <https://cutt.ly/usine-maremotrice-la-rance>
- 8• M. Rapin et J.-M. Noël, *L'énergie éolienne. Du petit éolien à l'éolien offshore*, 2^e édition, Dunod (2014). ISBN 978-2-10-059712-3.
- 9• https://cutt.ly/saerenewables_stream_meygen