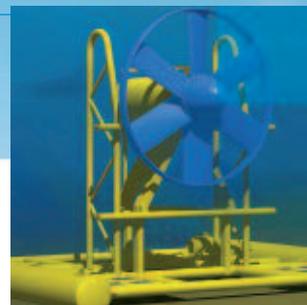


Feuille de route sur les énergies renouvelables marines



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Sommaire

> 1. Les objectifs de l'appel à manifestation d'intérêt pour les énergies marines du Fonds démonstrateur de recherche	4
> 2. Le contexte « énergétique » des énergies marines	5
> 3. Le contexte « sectoriel » des énergies marines	6
> 4. Les énergies des mers	8
> 5. L'énergie des courants marins (hydrolienne)	11
> 6. L'énergie des marées (marémotrice)	13
> 7. L'énergie des vagues (houlomotrice)	14
> 8. L'énergie éolienne en mer	16
> 9. L'énergie thermique des mers	19
> 10. La biomasse marine	22
> 11. L'énergie des gradients de salinité (osmotique)	24
> 12. Les visions de déploiement des énergies marines aux horizons 2020 et 2030	25
> 13. Sources	31

Préambule

Les visions des énergies renouvelables marines élaborées dans le cadre de cette feuille de route ont été construites à partir de la consultation d'un groupe d'experts en provenance de l'industrie, de la recherche publique et de l'ADEME.

Lors des différentes séances de travail, les experts se sont exprimés à titre intuitu personae. Ainsi, les visions présentées dans cette feuille de route ne peuvent être assimilées à celles portées officiellement par les entreprises ou organismes de recherche d'appartenance des différents membres du groupe.

Liste des experts sollicités

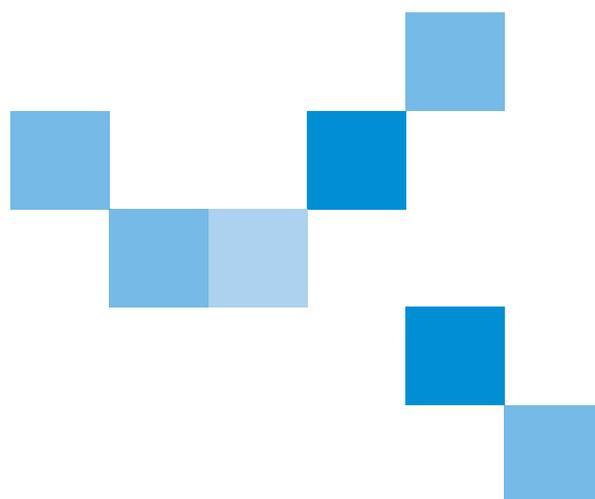
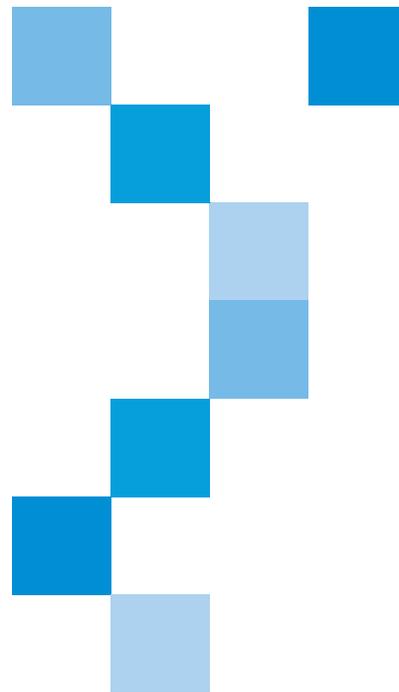
Type d'organismes	Nom	Organismes d'appartenance
Entreprises privées	Frédéric Le Lidec Jacques Ruer Cyrille Abonnel Jean François Dhédin Jean Yves Grandidier Jean Luc Achard	DCNS SAIPEM EDF EDF VALOREM LEGI
Organismes de recherche	Alain Clément Hakim Mouslim Michel Paillard Marc Bœuf	Ecole Centrale Nantes Ecole Centrale Nantes IFREMER Pôle Mer Bretagne
Pôle de compétitivité	Patrick Poupon Vincent Guénard	Pôle Mer Bretagne ADEME
Agences	Samy Guyet Jean-Louis Bal Michel Gioria Bernard Gindroz Régis Le Bars	ADEME ADEME ADEME ADEME ADEME

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 1. Les objectifs de l'appel à manifestation d'intérêt pour les énergies marines du Fonds démonstrateur de recherche

Le Fonds démonstrateur de recherche poursuit trois objectifs pour les énergies marines :

- Le développement de technologies plus performantes et économiquement viables permettant de valoriser les forts potentiels des énergies hydrocinétiques, houlomotrices et thermiques des côtes françaises (métropole et DOM-COM).
- La représentativité des pilotes permettra d'évaluer les performances des systèmes, de trouver des solutions pour optimiser leur raccordement et leur compatibilité avec les réseaux électriques existants et de contribuer à une meilleure acceptabilité sociale.
- Le fonctionnement en situation réelle de ces pilotes permettra de quantifier également l'impact environnemental de ces systèmes de production d'énergie sur le fond marin (érosion, déséquilibre des répartitions sédimentaires...), ainsi que celui sur les usagers de la mer (incluant les notions de sécurité maritime et de cohérence avec les enjeux de défense nationale) et de proposer le cas échéant des pistes de mesures compensatoires. Des études complémentaires doivent être réalisées dans le cadre d'une disposition des machines en parc.



> 2. Le contexte « énergétique » des énergies marines

Les objectifs européens contraignants de consommation finale d'énergies renouvelables en 2020

L'importance de la production d'électricité par les sources d'énergies renouvelables a été réaffirmée par la Commission européenne le 23 janvier 2008 dans son « plan climat » qui prévoit, pour les vingt sept pays membres, un objectif global de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale d'ici à 2020, tous usages confondus, électricité, chaleur et carburants. Le Conseil européen des 11 et 12 décembre 2008 est parvenu à un accord historique sur le paquet énergie/changement climatique, qui devrait pouvoir être finalisé en 2009, avec le Parlement européen.

Dans ce contexte, l'objectif pour la France, est d'atteindre 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2020. D'après le rapport du Comité Opérationnel « Energies renouvelables » du Grenelle de l'environnement, atteindre 20 % supposerait déjà d'augmenter de 20 millions de Tep (Tonne équivalent pétrole) la part des énergies renouvelables d'ici à 2020 dans la consommation d'énergie finale. Une feuille de route a donc été définie pour accompagner le développement des énergies renouvelables qui intègre des objectifs chiffrés pour les filières électrogènes matures ou proches de la maturité. A l'horizon 2050, l'objectif de la loi POPE de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) par un facteur 4, nécessite un développement encore plus ambitieux des énergies renouvelables, notamment électrogènes, alors même que certains objectifs à 2010 de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) réalisée en 2006 ne seront vraisemblablement pas atteints. Pour y parvenir, la France doit développer d'ores et déjà des technologies viables du point de vue technique, économique, social et environnemental d'autant plus que la France souhaite se positionner en tant que leader des énergies renouvelables¹.

1 - Discours de M. Le Président de la République à l'occasion de la restitution des conclusions du Grenelle de l'environnement, Palais de l'Elysée - Jeudi 25 Octobre 2007.

Quelle contribution des énergies marines à cet effort en France ?

En tant que nation maritime, la France dispose d'importantes ressources d'énergie marine. En effet, la surface des zones sous juridiction française dépasse largement les dix millions de km² avec un potentiel énergétique exploitable parmi les plus importants au niveau mondial.

De plus, elle dispose de nombreux acteurs, laboratoires et organismes scientifiques et industriels qui possèdent les compétences et l'expertise pour caractériser ces ressources énergétiques marines et l'intégration, viable du point de vue technique, économique, social et environnemental, des technologies les exploitant.

Le contexte d'une intégration raisonnée aux activités maritimes

En parallèle aux obstacles techniques, les conséquences sociales et environnementales de l'exploitation intensive des énergies marines sous toutes leurs formes sont encore mal caractérisées et un effort de recherche est nécessaire pour que leur développement s'effectue dans un cadre pérenne. L'exploitation raisonnée des océans et la gestion intégrée du littoral français doivent être mises en œuvre en tenant compte des préoccupations de tous les usagers de la mer pour que cette filière de production d'électricité puisse contribuer de manière significative au bouquet énergétique du futur. La coordination du développement de la filière avec les futurs plans de gestion² des sites identifiés dans le cadre du réseau européen « Natura 2000 en mer » (29 zones de protection spéciale et proposition de 47 sites d'importance communautaire pour la France) est, à ce titre, essentielle.

2 - Dont l'élaboration débute au 1er trimestre 2009 avec un objectif de sortie avant fin 2012.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 3. Le contexte « sectoriel » des énergies marines

Plusieurs pays tentent de se doter d'un secteur national

Hormis l'éolien en mer, faute de technologie éprouvée, ces énergies, qui représentent un gisement significatif, ne sont pas encore exploitées de manière industrielle. Le développement des premiers prototypes de taille significative conduit aujourd'hui à penser qu'un tel développement industriel pourrait commencer à se concrétiser avant 2015 par la commercialisation d'équipements rentables dans un contexte de demande croissante et de raréfaction des combustibles fossiles.

Un effort de long terme pourrait porter les technologies des énergies marines sur des trajectoires de décroissance des coûts de même nature que celles observées pour l'éolien et le photovoltaïque durant les deux dernières décennies.

Au niveau international

Plusieurs pays européens se positionnent déjà dans la course technologique aux énergies marines, comme le Royaume Uni, le Danemark, l'Irlande, la Suède, le Portugal, l'Espagne mais aussi au niveau international le Japon, le Canada, les Etats-Unis, la Nouvelle-Zélande.

L'exemple du Royaume-Uni

Le Royaume-Uni semble aujourd'hui le pays possédant la stratégie sectorielle la mieux structurée, notamment à travers le soutien financier (plus de 200 M€ engagés entre 1999 et 2008³) d'une chaîne d'activités depuis la recherche fondamentale (programme académique SuperGen Marine) jusqu'au déploiement pré-commercial (Fond de déploiement des énergies marines) en passant par des programmes d'« accélération » de mise au point de composants de systèmes (programme « Accélérateur d'énergies marines » du Carbon Trust) qui visent à soutenir les initiatives scientifiques, innovantes et industrielles en amont de la commercialisation à grande échelle.

Le Royaume-Uni a également créé fin 2007 l'Institut des Technologies de l'Energie, qui fonctionne sur le principe d'un partenariat public – privé et finance notamment un programme de recherche pré-compétitive sur les énergies marines, qui s'appuie entre autres sur les moyens de test développés depuis plusieurs années, en particulier le Centre Européen des Energies Marines (l'European Marine Energy Centre - EMEC) qui a établi des contrats avec plusieurs développeurs de technologies houlomotrices et hydroliennes pour des essais en mer.

3 - Renewable Advisory Board, janvier 2008, « Marine renewables : current status and implications for R&D funding and the Marine Renewables Development Fund », RAB (2007) 0182, URN 08/566

L'exemple de l'Irlande

L'Irlande constitue un exemple pédagogique très intéressant en terme de démarche. Elle s'est en effet dotée d'une stratégie en 2006 qui affiche quatre phases pour atteindre deux objectifs :

1. l'introduction des énergies marines dans le portefeuille des renouvelables en Irlande
2. le développement d'un secteur des énergies marines

Après la première phase (2005 - 2007) durant laquelle un site d'essais en mer permettant d'accueillir des prototypes houlomoteurs à l'échelle 1/4 est devenu une réalité tandis que des financements étaient alloués à des chercheurs et des développeurs de technologie, la deuxième phase (2008 - 2010) poursuit les activités de la phase 1 et fournit un support à la démonstration de prototypes unitaires pré-commerciaux, tout en préparant un site de test connecté au réseau. La troisième phase (2011 - 2015) devrait voir des tests de petits parcs pré-commerciaux sur une période pluri-annuelle, et enfin la quatrième (2016 - 2020) devrait être celle du développement de stratégies pour le déploiement commercial de technologies houlomotrices.

Le premier objectif a été concrétisé en chiffres dans le Livre Blanc du gouvernement : 75 MW d'ici 2012 et 500 MW en 2020. Quant aux moyens pour atteindre le second objectif, en 2008, le gouvernement a alloué 26 M€ sur 3 ans pour les financer :

- l'établissement et le fonctionnement d'une « unité de développement des énergies marines » au sein de Sustainable Energy Ireland
- l'établissement de moyens et sites d'essais houlomoteurs et hydroliens
- la réhabilitation d'un bassin à houle national
- un mécanisme d'achat de l'électricité d'origine marine
- un fond de soutien aux travaux de recherche et de développement de prototypes par l'industrie

La France a les moyens de se doter d'un secteur national...

La France bénéficie d'un retour d'expérience industriel de premier plan avec la mise en service en 1966 du barrage marémoteur de la Rance, qui reste à ce jour la plus grande usine marémotrice du monde. Elle bénéficiera prochainement d'un retour d'expérience sur l'éolien en mer avec la construction de la première ligne du parc de Veulettes-sur-mer, et commence à en bénéficier sur l'hydrolien avec le test d'un prototype dans l'estuaire de l'Odette (près de Quimper).

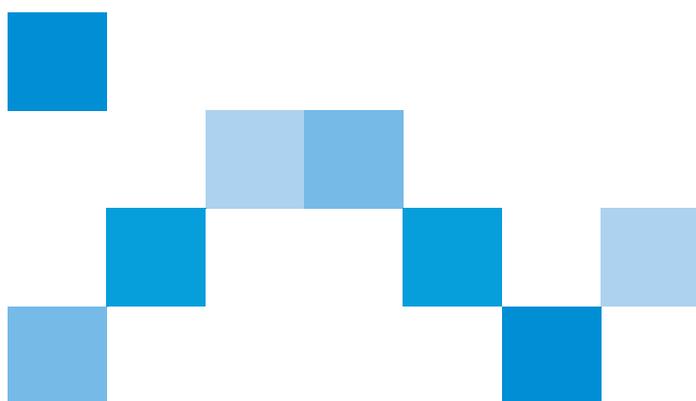
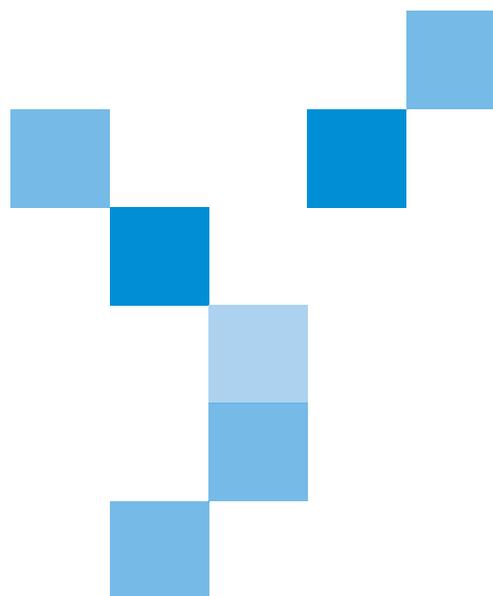
La France peut s'appuyer sur les compétences reconnues de ses industriels et fabricants de matériel de production d'électricité et de construction d'installations industrielles en mer ainsi que sur ses bureaux d'études spécialisés en ingénierie marine. De plus, ses laboratoires et organismes de recherche possèdent les compétences et l'expertise pour contribuer au développement d'une filière des énergies marines.

... à condition de s'organiser

Pour atteindre cet objectif, une implication forte des acteurs-clés en recherche, développement et démonstration technologique est nécessaire appuyant une forte volonté politique et à condition d'une acceptation par les autres usagers de l'espace littoral et marin. L'échec relatif de l'appel d'offres de 2004 portant sur des centrales éoliennes en mer montre toute l'importance de cette implication et de l'amélioration de l'acceptabilité sociale et environnementale de tels projets. C'est à cette condition que la France pourra assumer son leadership et préparer l'atteinte de ses objectifs énergétiques de long terme.

A ce titre, on doit souligner la démarche IPANEMA qui permet à de nombreux acteurs concernés par ces développements d'échanger leurs points de vue et de définir ensemble ce que pourrait être le futur cadre de déploiement des énergies marines en France métropolitaine ainsi que dans les RUP, en prenant notamment en compte la problématique de la concertation des différents usagers de la mer.

La présente feuille de route ne prétend pas anticiper ce que seront les résultats de la démarche IPANEMA, mais expose de manière générale les éléments qui conduisent la réflexion sur le plan technologique.



Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 4. Les énergies des mers

La mer est un milieu riche en flux énergétiques pouvant être exploités sous diverses formes suivantes : énergie des courants marins, énergie des marées, énergie des vagues, énergie éolienne en mer, énergie thermique des mers, biomasse marine, énergie osmotique.

Estimation des ressources et potentiels exploitables

Les chiffres rassemblés ci-après pour estimer l'énergie disponible par filière correspondent à un potentiel techniquement exploitable. Sous ce terme, on entend une énergie électrique réellement extractible avec la technologie actuelle dans des conditions de coût raisonnable (par exemple comparable au coût de revient du kWh éolien actuel). On suppose aussi que tous les sites identifiés comme intéressants, techniquement et économiquement, puissent être équipés sans se soucier de l'acceptabilité sociale des installations.

Un des facteurs limitatifs prépondérant pour toutes les filières est le coût du câble électrique sous-marin permettant le raccordement au réseau (environ 0.5 M€/km pour les puissances considérées). Si un saut technologique permettait de réduire fortement ce coût, ou si le problème de stockage de l'électricité faisait un bond en avant (hydrogène, batteries, air comprimé...) le nombre de sites techniquement exploitables ne se restreindrait pas à la proximité des côtes (environ 20 km) comme c'est le cas aujourd'hui. Par exemple les grandes houles seraient accessibles, l'éolien en mer pourrait se développer largement grâce aux installations flottantes, les grands courants marins océaniques seraient accessibles aux hydroliennes ... Précisons que dans cette hypothèse les systèmes seraient sans doute mieux acceptés (moins visibles, moins gênants) mais ils devraient être aussi très robustes pour pratiquement supprimer les opérations de maintenance sur site. D'une façon générale, le potentiel techniquement exploitable pourrait changer d'ordre de grandeur pour toutes les filières.

Description des technologies

Selon l'énergie considérée, il existe différentes familles de technologies qui ne présentent pas forcément les mêmes types de verrous technologiques. Une manière de présenter ces derniers peut être de décrire les groupes fonctionnels des systèmes : système de conversion de l'énergie, structure d'assise ou d'ancrage, moyens de contrôle, raccordement électrique, moyens d'intervention (installation et maintenance). On distinguera les verrous technologiques spécifiques aux filières et présentés dans les sections correspondantes, des verrous transverses, communs, présentés dans la section suivante.

Verrous technologiques

Le développement des technologies des énergies marines suit un schéma par étapes. Les premières phases servent à valider le concept par de la modélisation des systèmes en utilisant les outils de simulation numérique appropriés. Cette première étape de validation sert à pré-dimensionner le concept en vue d'une expérimentation à échelle réduite en bassin à houle. Les courbes de puissance peuvent être extrapolées et les performances des systèmes sont ainsi déduites.

Les étapes d'ingénierie suivent ces premières validations. Elles aboutissent à une estimation économique précise des coûts d'une machine prototype et par extrapolation fournissent une indication sur les coûts de revient d'une machine au stade de développement commercial. Le modèle économique du système est décrit à cette étape. Les performances annoncées du concept vont conclure sur la viabilité économique du projet technologique.

Les jalons de ce développement par étapes nécessitent une démonstration de la faisabilité technique. Les coûts de revient estimés doivent être raisonnables, par rapport aux coûts de revient actuels connus des autres énergies renouvelables, laissant apparaître une viabilité économique au-delà du développement de la technologie. Afin d'y parvenir, les développeurs de ces nouveaux systèmes marins font face à des problématiques communes qui affectent le déroulement de ce parcours. Ces coûts devront être estimés au regard de la maturité et du potentiel techniques de chaque filière.

Tous ces verrous technologiques nécessitent un travail de fond qui optimisera les composantes du concept dans une logique économique.

Ces verrous technologiques peuvent être classés par groupe fonctionnel.

Conception mécanique et fabrication

La conception mécanique doit prendre en compte un environnement soumis à des conditions extrêmes de vent, vagues, courants ainsi que de conditions physico-chimiques pénalisantes (salinité,...).

- Fabrication et assemblage de structures marines de grande envergure
- Application de matériaux alternatifs (béton, composite) pour des coques économiques et durables

Conception électrique

- Ancrages et câbles électriques entre le support et le fond capables d'accepter les mouvements du support et les efforts hydrodynamiques
- Systèmes de connexion électrique en milieu marin, voire sous-marins lorsque les systèmes devront être mis à poste ou déconnectés pour être remorqués au port
- Connexions tournantes dans le cas de flotteurs s'orientant dans le vent et/ou le courant

Installation en milieu marin

- Mise à l'eau simplifiée et accessible des structures de plusieurs centaines de tonnes (en fonction des possibilités logistiques disponibles)
- Méthode de remorquage et de mise à poste
- Installation et assemblage des ensembles fonctionnels en milieu marin

Ancrage

De manière générale, on ne peut pas définir une technique d'ancrage qui soit universelle. Selon le sol il se peut que cette technique ne convienne pas. Il se peut au contraire que les conditions du projet permettent d'utiliser une autre technique plus économique. Indépendamment de leur type, les ancrages sont soumis à des contraintes de sur-dimensionnement présentes dans les normes de l'offshore pour la survie aux conditions extrêmes permettant d'assurer leur tenue en fatigue. Leur installation et leur démantèlement doivent être simplifiés pour diminuer les coûts. Selon le type d'ancrage, on peut mentionner les points suivants :

- Les ancrages classiques (de navire) qui pénètrent dans le sol ne permettent de tenir que les efforts sensiblement horizontaux dans une seule direction. Elles sont ensouillées par traction et ne permettent pas de tenir des efforts verticaux
- Les ancrages gravitaires doivent tenir compte de la poussée d'Archimède. Selon la densité du matériau utilisé la masse nécessaire peut être plus ou moins importante
- Les pieux enfoncés dans le sol (pieux forés ou battus) peuvent avoir des diamètres et des profondeurs très variables selon les caractéristiques du sol

Contrôle des machines ou parcs de machines

- Commande des ensembles mécaniques, hydrauliques ou électriques pour optimiser la production énergétique et limiter les efforts mécaniques éventuellement destructifs
- Comportement des parcs de plusieurs machines, effets de lissage et de couplage
- Adaptation de la réponse du générateur pour une récupération de l'énergie optimale
- Adaptation des facteurs de charge des composants électriques et amélioration des rendements

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Convertisseurs de l'énergie

- Dimensionnement du stockage de l'énergie et des étages de lissage du courant
- Comportement des machines et composants électriques en mer
- Fatigue des sous-systèmes et analyse des besoins de redondance

Raccordement électrique

- Distance au réseau Haute Tension pour les parcs marins de grande puissance (100MW+). Situation actuelle : grande distance = coût prohibitif = non-viabilité économique
- Solutions technologiques de connexion / déconnexion étanches haute tension (assurer la sécurité du réseau électrique et des systèmes)
- Comportement dynamique du câble et couplage des efforts mécaniques
- Optimisation du comportement électrique et du dimensionnement du raccordement pour un parc de machines
- Diminuer les pertes électriques

Exploitation et maintenance

- Moyens d'accès en toute sécurité pour les visites de maintenance
- La survie en conditions extrêmes

Démantèlement

Tous les éléments installés en mer doivent être démantelés en fin de projet afin de restituer le site dans un état le plus proche possible des conditions initiales avant-projet. On peut noter que l'installation de ces systèmes peut avoir des effets bénéfiques sur la reconstitution des écosystèmes.

Verrous non technologiques

Au-delà des verrous technologiques évoqués ci-dessus, la réussite du déploiement de ces filières en France est liée à la levée d'autres verrous d'ordre sociétaux, réglementaires et économiques.

Il est important de rappeler qu'indépendamment de la filière et de la technologie choisies, les conditions d'utilisation et d'exploitation des parcs doivent être acceptées par les populations et les usagers de la mer, à travers une large concertation préalable. Ainsi les énergies marines doivent relever les défis suivants:

- Viabilité économique : si celle-ci devient de moins en moins hypothétique sur le long terme quand on considère d'un côté l'inévitable augmentation du prix de l'énergie lié aux énergies fossiles d'une part, et la baisse de prix des énergies renouvelables par effet d'apprentissage, effet de masse et progrès des technologies, il n'en reste pas moins que comme dans tout secteur innovant, la rentabilité n'interviendra qu'après une période d'investissement coûteuse en R&D et présentant des risques.
- Acceptabilité sociétale : Les énergies marines devront montrer qu'elles s'intègrent de façon optimale dans le milieu du point de vue environnemental et qu'elles ne perturbent pas les activités anthropiques voire qu'elles présentent un bénéfice pour l'activité économique au niveau local, régional et national. Comme les autres énergies renouvelables, elles n'éviteront pas l'opposition de certains lobbies.
- Sécurité : Elles devront montrer que les équipements et procédures d'installation des systèmes permettent de garantir la sécurité des hommes et des biens lors de toutes les phases du projet, depuis la construction, la maintenance, jusqu'au démantèlement.
- Réglementation : Le déploiement de systèmes producteurs d'énergie en mer, basés sur des procédés innovants, se heurte aujourd'hui à un ensemble de textes réglementaires peu cohérents, n'ayant pas été établis pour cet objet, et présentant tantôt des contradictions, tantôt des « trous », parfois des impasses. Cet obstacle non technologique est commun à plusieurs filières d'énergies renouvelables ; les premières tentatives d'implantation de projets en mer ont montré qu'il sera particulièrement difficile à franchir pour ces filières d'énergies marines.

> 5. L'énergie des courants marins (hydrolienne)

L'énergie des courants (hydrocinétique) correspond à l'exploitation de l'énergie cinétique des masses d'eau mises en mouvement par les courants provoqués par les variations de la gravitation dues au mouvement de la Terre par rapport au Soleil et à la Lune. Elle est exploitée par des hydroliennes qui transforment l'énergie mécanique en énergie électrique ou en énergie hydraulique ramenée à terre.

La vitesse et les horaires des courants de marées dépendent du cycle lunaire et présentent l'avantage d'être prévisibles longtemps à l'avance. La prévisibilité de cette intermittence cyclique est un atout important de cette forme d'énergie marine. De plus, pour ce qui concerne son exploitation dans la Manche, le décalage de l'onde de marée durant sa propagation dans la Manche permet théoriquement d'obtenir une puissance garantie relativement continue en équipant les nombreux sites intéressants de cette zone.

La puissance électrique qu'on peut extraire des déplacements des masses est proportionnelle au cube de la vitesse du courant, à la surface balayée par le système et à la densité de l'eau. Les hydroliennes sous-marines à axe horizontal peuvent être assimilées à des éoliennes immergées. Bien que les courants marins soient 4 à 5 fois moins rapides que le vent, la puissance électrique d'une hydrolienne est beaucoup plus importante que celle des éoliennes de même dimension du fait d'un milieu fluide beaucoup plus dense (la densité de l'eau de mer est 800 fois plus élevée que celle de l'air). Cela a pour conséquence de nécessiter des hydroliennes nettement moins imposantes que les éoliennes terrestres ce qui en fait une technologie adaptée pour l'extraction de l'énergie des mers en faible profondeur.

Ressources et potentiels exploitables

Les zones propices sont celles où la vitesse des courants est supérieure à 1 ms^{-1} et la profondeur d'eau est typiquement d'au moins 20 m pour que la machine puisse avoir une puissance suffisante.

En Europe, la ressource est répartie principalement entre le Royaume-Uni (75 % dont la moitié en Ecosse) et la France (20 %, Bretagne et Basse-Normandie).

Dans ces régions, l'onde de marée est amplifiée dans certaines zones privilégiées par la configuration de la côte (détroits, formes du fond, singularités bathymétriques). D'après Hydrohélix Energies, la côte métropolitaine présente un potentiel naturel de plus de 6 GW, avec le littoral de la Bretagne et de la Normandie qui possède plusieurs sites où les courants atteignent des valeurs importantes. Selon EDF, le potentiel techniquement exploitable est compris entre 5 et 14 TWh/an, soit entre 2,5 et 3,5 GW de puissance installée⁴. Les sites potentiels sont spécifiques (détroits, caps, goulets... où l'on observe une augmentation des vitesses) et bien identifiés (sur les côtes métropolitaines françaises on peut noter: Raz Blanchard, Fromveur, Raz de Sein, Héaux de Bréhat, Raz de Barfleur; et en Outre Mer : effets de pointe, passes...).

Technologies

Il existe un foisonnement de concepts autour de l'exploitation de l'énergie des courants de marée : le Centre Européen des Energies Marines EMEC en recense plus de 50 en 2008, alors que l'IEA-OES (groupe dédié Energies marines de l'Agence Internationale de l'Energie) n'en comptait que 5 en 2003. Cependant, l'exploitation de l'énergie hydrocinétique peut se faire avec plusieurs types de convertisseurs, que l'on peut regrouper en trois classes :

- des turbines à flux axial d'axe horizontal
- des turbines à flux transverse d'axe vertical (mais certains peuvent présenter un axe horizontal)
- des turbines de surface à axe horizontal de type « roue à aubes ».
- des convertisseurs « singuliers », non fondés sur des turbines. On peut mentionner :
 - > les hydroplaneurs maintenus par un bras articulé, ils oscillent suivant la verticale sous l'effet d'une combinaison de forces de portance et de traînée.
 - > les cylindres horizontaux placés sur des supports élastiques du projet VIVACE : dans une certaine plage de vitesses, une allée de tourbillon de Bénard-Von Karman est produite. Lorsqu'un tourbillon se détache, un écoulement dissymétrique se forme autour d'un cylindre, modifiant la distribution des pressions et créant sur ce cylindre une portance périodique, cause de vibrations. Ces vibrations peuvent être amplifiées et ainsi de l'énergie mécanique convertie en électricité si la fréquence de détachement est voisine de la fréquence propre de la structure qui vibre.

4 - En fonction des durées annuelles de fonctionnement considérées.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Chaque classe de turbines peut elle-même être divisée en sous-classes suivant :

- qu'elles soient ou non équipées de carénages. Les carénages se subdivisent encore en venturis symétriques, adaptés au flux et au reflux des marées ou au contraire en diffuseurs (ou divergents) asymétriques ; ces derniers accroissent plus fortement le rendement mais sont limités au sens unique du courant des rivières à moins d'être placés sur un support tournant.
- qu'elles partagent ou non une même structure de maintien, auquel cas elles peuvent en outre partager une génératrice électrique unique.

Pour fixer les convertisseurs dans la zone d'intérêt, différentes structures d'assises sont possibles, selon que le système global émerge à la surface ou non, mais aussi selon les types de sol rencontrés :

- solution pieu foré dans le fonds marin,
- solution tripode ou quadripode foré,
- solution gravitaire,
- solution flottante avec ancrages.

Les types de moyens à la mer d'installation ou d'intervention pour maintenance seront à bien considérer selon l'assemblage, monobloc ou non, convertisseur - structure d'assise, retenu.

Verrous technologiques

Les verrous technologiques des systèmes hydroliens ne sont pas spécifiques à la technologie et sont décrits dans la section 4.3.

Benchmark international

Le Centre Européen des Energies Marines EMEC recense fin 2008 près d'une cinquantaine de projets de récupération de l'énergie des vagues.

Les systèmes au stade de développement les plus avancés sont les turbines à axe horizontal. Parmi celles-ci, on peut repérer le projet commercial SeaGen de Marine Current Turbine Ltd. qui présente une turbine de 1,2 MW raccordée au réseau depuis 2008 en Irlande du Nord, et les 6 hydroliennes installées dans l'East River près de New York des américains de Verdant Power. Les irlandais d'OpenHydro qui ont installé un prototype de 250 kW à l'EMEC depuis 2006 et l'on raccordé au réseau en 2008, installeront un prototype de 1 MW dans la baie de Fundy (en partenariat avec Cherubini Group et Nova Scotia Power) ; la turbine des norvégiens d'Hammerfest Strom (prototype de 300 kW mis l'eau en 2003 et en phase de vérification avant remise à l'eau en 2009). A noter également la turbine des néerlandais de Tocado (prototype de 45 kW installé depuis 2008) avec un projet d'installation sur supports flottants de 10 MW en Mer du Nord.

Plusieurs projets de turbines carénées à axe horizontal sont menés : la turbine Rotech de Lunar Energy (projet d'une ferme de 8 MW au Pays de Galles) ; la turbine des canadiens de Clean Current Power dont le prototype de 45 kW va déboucher sur un projet commercial dans la baie de Fundy ; la turbine Nereus des australiens d'Atlantis Resource Corporation (prototype de 150 kW raccordé au réseau depuis 2008) va être présentée à l'EMEC (partenariat : Statkraft).

Les projets de turbines à flux transverse sont moins nombreux : les italiens de Ponte Di Archimede ont installé leur turbine flottante Kobold dans le détroit de Messine en 2002 ; la turbine EnCurrent des canadiens de New Energy Corporation (prototype de 25 kW) ; les américains d'Ocean Renewables Power Company développent un projet de démonstration du système OCGen de 32 kW dans la baie de Fundy.

Les projets d'hydroplaneurs ont des stades de développement moins avancés : un prototype du système BioStream des australiens de Bio Power Systems est installé dans le détroit de Bass (Australie).

Cette partie a fait le point sur les projets de démonstration des systèmes hydroliens qui risquent de se multiplier vu le nombre de concepts proposés et la volonté des décideurs à développer la filière hydrolienne (notamment au Royaume Uni et aux Etats-Unis).

> 6. L'énergie des marées (marémotrice)

L'énergie marémotrice est l'exploitation de l'énergie potentielle de la marée liée à une différence de niveaux entre deux masses d'eau.

Ressources et potentiel exploitable

Selon le Conseil Mondial de l'Énergie, le potentiel mondial de l'énergie marémotrice pour des sites « classiques à un seul réservoir » est estimé à 380 TWh/an pour 160 GW. Tidal Electric Ltd estime à 6 000 MW le potentiel au Royaume-Uni, et à 2 000 MW en France pour l'exploitation de l'énergie marémotrice par des lagons artificiels

Technologies

Le principe de l'exploitation de l'énergie marémotrice repose sur le remplissage de deux bassins de hauteurs différentes. L'énergie extraite est l'énergie potentielle entre les deux masses d'eau des bassins. Typiquement, le bassin supérieur est rempli à marée haute ; le bassin inférieur est vidé à marée basse. Des cycles améliorés, incluant une phase de pompage ont été mis au point pour améliorer le rendement global, ainsi que des ensembles à trois bassins.

Les convertisseurs d'énergie marémotrice en électricité peuvent être localisés à la côte (barrages) ou en mer (lagons artificiels).

Benchmark international

Barrages

On ne compte actuellement que trois usines marémotrices en fonctionnement dans le monde, pour une capacité installée de 265 MW. L'usine de la Rance est de loin la plus importante, avec une puissance de 240 MW et une production annuelle de 550 GWh.

Les autres usines se trouvent au Canada (20 MW) et en Chine (5 MW). Le gouvernement britannique a lancé, au début de l'année 2008, une étude de faisabilité d'un vaste système d'exploitation de l'énergie de la marée dans l'estuaire de la Severn. Au mois de juillet 2008, une première liste de 10 projets (barrages et lagons couplés à des usines marémotrices) a été publiée. Cette étude de faisabilité vise à évaluer les coûts et les bénéfices des projets, mais aussi leurs conséquences sur l'environnement.

Lagons artificiels

Des projets de lagon artificiel sont en cours d'étude sur plusieurs sites au Pays de Galles : dans la baie de Swansea dans l'estuaire de la Severn, avec un lagon de 5 km² alimentant une 24 turbines de 2,5 MW (soit une capacité totale installée de 60 MW), à Rhyl (432 MW), ainsi qu'en Chine avec le site de Yalu situé à 1 km au large (300 MW)

Verrous technologiques

La technologie marémotrice, que ce soit pour les usines terrestres ou les lagons artificiels, est mature. L'obstacle principal à son développement est son coût d'investissement et son impact environnemental.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 7. L'énergie des vagues (houlomotrice)

Les vagues et la houle sont générées par l'interaction des vents avec la surface marine. La taille des vagues qui se forment lors de ce transfert d'énergie est déterminée par les caractéristiques du vent (vitesse, direction) et la distance sur laquelle il s'applique (fetch). Ces vagues, parcourant de longues distances, forment la houle et sont modifiées par la bathymétrie (qui peut concentrer ou dissiper l'énergie des vagues) et les courants (courants océaniques et/ou courants de marées). Les vagues ont le potentiel de fournir une source d'énergie durable qui peut être transformée au moyen de convertisseurs d'énergie en énergie électrique. Ces convertisseurs ont été développés aussi bien pour extraire l'énergie des vagues en eaux peu profondes qu'en eaux profondes.

Ressources et potentiel exploitable

Selon le Conseil Mondial de l'Énergie, 10 % de la demande annuelle mondiale en électricité⁵ pourraient être couverts par la production houlomotrice, soit un potentiel techniquement exploitable de 1400 TWh/an. En France métropolitaine, le potentiel techniquement exploitable peut être estimé à 10 % au moins de la ressource théorique (400 TWh/an) soit 40 TWh/an que pourraient produire quelques 10 à 15 GW situés principalement sur la façade atlantique. Dans les DOM-COM, un fort potentiel est identifié à la Réunion, en Polynésie et en Nouvelle Calédonie ainsi que localement en Martinique et en Guadeloupe.

L'énergie dissipée par la houle dans le monde s'élève à plus de 22 000 TWh par an, soit près d'un quart des besoins énergétiques de la planète.

On chiffre généralement cette puissance en kW par mètre de front de vague (kW/m). Sur la façade atlantique française, la puissance houlomotrice moyenne transmise par les vagues a été estimée à 45 kW par mètre de ligne de crête ce qui correspond à une énergie annuelle brute de 417 TWh, très proche de la consommation électrique annuelle totale (476 TWh en 2006). Il s'agit là bien sûr d'ordres de grandeur globaux, qui montrent simplement que la récupération d'une fraction de cette énergie pourrait constituer apport significatif au bouquet énergétique du futur.

Technologies développées

Les convertisseurs de l'énergie des vagues sont classés par types de procédés de conversion. Il en existe quatre classes qui peuvent être décrites comme suit :

- Les colonnes d'eau oscillantes : systèmes utilisant la compression de l'air par l'oscillation de l'eau dans une chambre communiquant avec l'océan. Des turbines sont alors actionnées mécaniquement par le flux d'air sous pression. Les installations peuvent être flottantes en mer ou fixes sur le littoral.
- Les systèmes à déferlement : les vagues déferlent sur des rampes artificielles puis se déversent dans des réservoirs élevés pouvant se décharger à travers des turbines de type basse-chute. Les installations peuvent être flottantes en mer ou fixes sur le littoral.
- Les systèmes à flotteurs : systèmes comportant un ou plusieurs corps flottants mis en mouvement par les vagues. Les mouvements de ces corps actionnent ensuite des systèmes de conversion d'énergie qui peuvent être hydrauliques ou utiliser des génératrices électriques directes. Il existe différents concepts.
- Les systèmes posés au fond : ces systèmes fixés sur le fond marin utilisent l'oscillation de l'eau induite par les vagues et ressentie dans toute la hauteur d'eau. La cinématique sous-marine du fluide est alors mise à profit pour animer des corps (volets battants, bouées submergées, corps déformables...) qui à leur tour actionnent des systèmes de transformation d'énergie qui peuvent être électriques, mais aussi hydrauliques en utilisant l'eau de mer pressurisée comme vecteur de transport de l'énergie jusqu'à terre.

Pour ces quatre familles de systèmes, la conversion d'énergie mécanique en énergie électrique se fait au moyen de systèmes hydrauliques ou électriques directs. La conversion d'énergie peut se faire à bord du système s'il se trouve en pleine mer ou se fait à terre si l'application est proche de la côte ou pour une conversion hydraulique.

Pour les différents systèmes, les impacts des structures utilisées doivent être soigneusement évalués. Les développements actuels de ces technologies penchent pour des applications éloignées du rivage, dans la limite de la faisabilité technico-économique des projets, ce qui réduit leurs impacts potentiels et facilite l'intégration des futurs parcs sur le domaine public maritime et au-delà. Outre la diminution de conflit d'usage en mer, les régimes de vagues sont plus énergétiques au large qu'en zone littorale.

5 - La demande annuelle mondiale en électricité est d'environ 14 000 TWh/an.

Benchmark international

Le Centre Européen des Energies Marines (EMEC) recensait fin 2008 près d'une centaine de projets de récupération de l'énergie des vagues. Les projets dont les phases de développement sont les plus avancées sont au stade de la démonstration voire au stade pré-commercial. On retiendra ici les projets les plus matures par classes de systèmes.

Les systèmes à colonnes d'eau oscillantes installés sur le rivage sont très avancés, à des stades pré-commerciaux : l'installation de 400 kW sur l'île de Pico aux Açores est construite depuis 2000 ; plus récemment, le projet Wave Gen Limpet de 100 kW sur l'île d'Islay en Ecosse en partenariat avec Voith Siemens installé depuis juillet 2008. Des projets de démonstration de cette technologie sont prévus en Espagne (projet EVE d'Iberdrola Renovables de 296 kW cofinancé par la Communauté Européenne), en Australie (projet d'Oceanlinx de 500 kW), au Brésil (projet Pécem de 50 kW de Tractebel en partenariat avec Petrobras).

Les systèmes flottants à colonnes d'eau oscillantes sont en phase de tests en mer (projet de l'irlandais Ocean Energy Ltd. Installé dans la baie de Galway).

Le système des britanniques Orecon, en forme de bouée, a présenté un projet de 1,5 MW au Wave Hub au large de la Cornouailles. Le Wave Hub est un projet de centre d'essai comprenant un câble électrique de 20 MW pour tester des versions pré-commerciales de systèmes houlomoteurs. Ce centre sera mis en opération courant 2011.

Les systèmes à déferlement ne sont pas nombreux cependant le projet danois Wave Dragon a passé avec succès sa phase de démonstration (connecté au réseau depuis 2005) puisque des unités vont être installées au Pays de Galles (une unité en 2010 pour projet de 7 MW ; 10 unités en 2015 pour un projet de 70 MW), au Portugal en 2011 (10 unités pour 50 MW).

Le système de flotteurs articulés des danois de Wave Star installé à l'extrémité d'une digue est en démonstration depuis 2006. Le succès de cette opération permet un déploiement en pleine mer sur le banc de sable d'Horns Rev dans le cadre d'un projet de démonstration de 500 kW à proximité d'un parc éolien.

D'autres systèmes flottants installés en pleine mer sont à des stades de maturité divers : trois unités du système norvégien Tussa Kraft de 40 kW sont connectées au réseau (projet en partenariat avec Vattenfall) ; une ferme de 4 unités du système Pelamis est prévue à l'EMEC (projet de 3 MW en partenariat avec Scottish Power Renewables) ; une ferme de 3 unités de Pelamis (projet de 2,25 MW en partenariat avec Enersis et Babcock & Brown) a été installée au Nord des côtes portugaises mais a rencontré des problèmes techniques et a été ramenée à terre. Le Pelamis a candidaté pour installer une ferme au Wave Hub (projet de 7,5 MW comprenant 10 unités). Le prototype de 40 kW du système Power Buoy des américains d'Ocean Power Technologies est opéré par la Navy à Hawaï. Ce système est suffisamment mature pour un projet de démonstration en Espagne de 40 kW (en partenariat avec Iberdrola et Total). Power Buoy est candidat pour des projets de démonstration à l'EMEC en Ecosse et au Wave Hub (projet de 5 MW). Une démonstration du système Power Resonator des canadiens de Sync Wave Energy est prévue fin 2009 sur l'île de Vancouver (projet de 100 kW).

Les systèmes posés au fond Oyster des écossais d'Aquamarine et Seabased des suédois doivent faire la preuve de leur efficacité dans le cadre d'opérations de démonstration à l'EMEC. Dans cette même catégorie, le système australien CETO, soutenu par EDF EN, a été commercialisé pour un projet de 200 MW sur 5 sites à l'île Maurice.

Verrous technologiques

Les verrous technologiques des systèmes houlomoteurs dépendent du type de système et de leur localisation. Pour les systèmes terrestres, l'obstacle principal à leur développement n'est pas nécessairement technologique mais socio-économique (rentabilité du système, intégration environnementale, acceptabilité par les riverains).

On peut recenser les points spécifiques pour les systèmes houlomoteurs :

- survivabilité en mer extrême pour ces systèmes autonomes,
- réduction de la maintenance,
- résistance à la fatigue (4 000 000 cycles/an),
- contrôle distant en temps réel,
- stockage embarqué.

Les verrous technologiques des systèmes localisés en mer ne sont pas spécifiques à la technologie et sont décrits dans la section 4.3.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 8. L'énergie éolienne en mer

Il s'agit d'exploiter l'énergie du vent soufflant sur les étendues marines, par des éoliennes qui produisent de l'électricité exportée à terre par des câbles sous-marins.

Jusqu'à présent, les projets éoliens offshore consistaient à transposer en mer une technologie éprouvée à terre. Cette transposition presque directe a eu l'avantage de pouvoir créer rapidement une filière éolienne industrielle. Mais cette approche a rapidement montré certaines limites, et notamment celles de la profondeur à laquelle les éoliennes peuvent être installées : on parle aujourd'hui de 40 m maximum. En outre, plus la profondeur augmente, plus les quantités, et donc le coût des matériaux nécessaires aux fondations (acier et béton), sont importantes (ainsi que les efforts sur la structure).

S'affranchir de la contrainte de la profondeur est donc une piste séduisante, surtout en France où les profondeurs d'eau dépassent rapidement les 40 m à proximité des côtes. Alors que la mer du Nord offre de vastes plateaux avec de faibles profondeurs d'eau, en France, les zones les plus intéressantes sur les côtes de la Manche, offrent des conditions nettement moins favorables.

L'avenir du développement de l'éolien en mer passe probablement par de nouveaux concepts non extrapolés de l'éolien terrestre. Il faut utiliser les spécificités du milieu marin plutôt que d'essayer de s'en affranchir. Les constructeurs d'éoliennes terrestres sont prisonniers d'une technologie : les innovations viendront de marins qui proposeront des concepts innovants.

C'est donc un vrai changement de regard sur la technologie que proposent les porteurs de projets d'éoliennes flottantes, ouvrant la voie vers l'éolien profond installé à des profondeurs supérieures à 50 m et s'éloignant des côtes.

Alors que le transfert technologique est important entre l'éolien terrestre et l'éolien peu profond, qui sont dans la même gamme de produits et qui sont portés par les mêmes acteurs, il y a une rupture technologique à envisager pour aller vers l'éolien offshore flottant. Cette rupture va permettre à de nouveaux acteurs d'arriver sur le marché, et notamment ceux venant de l'offshore pétrolier et de l'industrie navale.

Ressources et potentiel exploitable

Selon une étude de l'Agence Internationale de l'Énergie conduite en 2000, le potentiel européen techniquement exploitable serait de l'ordre de 313 TWh/an en considérant les sites à moins de 20 km des côtes et de moins de 20 m de profondeur. Il est envisagé pour le futur d'utiliser des éoliennes flottantes qui seraient ancrées sur le fond et pour lesquelles la limitation de profondeur serait moins contraignante. Les machines flottantes élargissent les zones potentielles de développement de parcs dans de nombreux pays comme en France, au large de la Norvège, au Portugal, en Italie, aux États-Unis... Elles donneraient accès à une ressource beaucoup plus importante tout en élargissant les zones éligibles.

Technologies développées

Les éoliennes flottantes présentent une alternative intéressante pour l'exploitation des vents sur des zones profondes (de profondeurs supérieures à 50 m) qui correspondent à la spécificité des côtes françaises.

Plusieurs technologies sont envisagées pour la réalisation de supports flottants d'éoliennes :

- Flotteur colonne à grand tirant d'eau (type dénommé *spar* en anglais). Ce support vertical est stable par gravité car il est lesté dans la partie basse. Dans une variante, la colonne peut être ancrée sur le fond avec une ligne axiale pré-tendue ce qui limite l'inclinaison sous l'effet des efforts horizontaux
- Flotteur semi-submergé comportant des volumes de flottaison sous la surface libre, ancré avec des lignes non tendues
- Support à lignes tendues (type dénommé *tensioned legs platform* ou TLP en anglais) comportant un ou plusieurs volumes de flottaison maintenus immergés par des lignes d'ancrage tendues sensiblement verticales. La pré-tension des lignes est calculée de manière à ce que les efforts horizontaux sur l'éolienne ne conduisent jamais à un relâchement complet d'une des lignes.

Les éoliennes flottantes doivent permettre d'alléger les opérations d'installation et de maintenance. Elles peuvent notamment être assemblées dans un port et remorquées sur zone pour ancrage.

La conception et le développement d'éoliennes flottantes sont également une opportunité pour positionner à terme les acteurs économiques français sur le secteur des équipements et des systèmes éoliens en offshore (ingénieries navales et parapétrolières, équipementiers, chantiers navals, maintenance).

Benchmark international

Il y a encore peu de projets d'éoliennes flottantes. Le projet qui présente le stade de développement le plus avancé est le projet de Blue H. Un prototype d'une éolienne bipale de 80 kW maintenue par des lignes tendues a été mis à l'eau en 2008 en mer Adriatique. Une démonstration d'une éolienne de 2 MW est prévue en 2010.

Les autres projets sont encore à l'étape du concept.

Le concept Hywind de StatoilHydro, en Norvège, repose sur un flotteur de type spar en acier de 200 m, dont la moitié sous l'eau, retenu par trois lignes d'ancrage. La turbine de 2,3 MW se situe classiquement face au vent. La phase d'essais en bassin est terminée, et le premier prototype a été installé au printemps 2009.

Plutôt que d'essayer de reproduire en mer des structures stables permettant de maintenir l'éolienne face au vent, il semble pertinent de profiter du fait de flotter pour faciliter l'orientation de l'éolienne sous le vent. Ceci permet d'alléger les structures. C'est l'exemple du projet norvégien Sway : l'éolienne se tourne spontanément dos au vent, la nacelle est fixe par rapport au mât. Le support flottant permet de recevoir des éoliennes de 5 MW, à des profondeurs d'eau allant de 80 à 300 m de profondeur. En revanche, l'ancrage est sensible aux variations de profondeur (marées). Un prototype de 5 MW devrait voir le jour en 2010, pour une commercialisation en 2012.

Le concept Windsea, de la société norvégienne Statkraft, repose sur une plate-forme flottante semi-submersible, équipée de trois éoliennes, l'ensemble ayant une puissance de 10 MW. Deux éoliennes sont face au vent, l'autre est sous le vent et provoque l'orientation du flotteur. L'ancrage et la connexion électrique font appel à une liaison tournante, similaire aux tourets d'ancrage des plateformes flottantes de production pétrolière. Le projet est en phase d'essais en bassin. Un prototype pourrait être installé en 2011.

D'autres concepts impliquent le développement d'éoliennes flottantes à axe vertical de faible puissance (300 kW) : c'est le cas du projet des américains de Floating Windfarms Company.

Verrous technologiques

La conception des éoliennes flottantes doit tenir compte des éléments suivants :

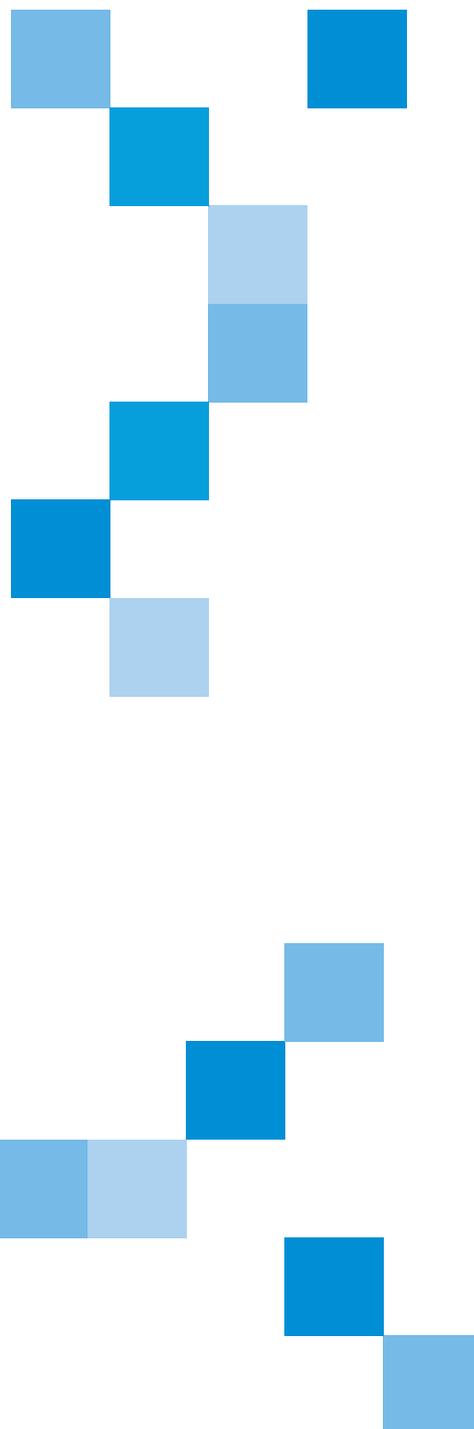
- la stabilité doit être capable de compenser les efforts de renversement dus au vent
- dans le cas des éoliennes à axe horizontal, la nécessité de positionner le rotor de l'aérogénérateur perpendiculairement à la direction du vent
- une profondeur d'eau relativement importante, supérieure à 50 m, fréquemment plus de 100 m.
- une exposition à la houle du large non amortie
- une exposition aux tempêtes qui provoquent de grands efforts dans les lignes d'amarrage et qui peuvent provoquer des projections de grande quantité d'eau vers le haut. (De ce point de vue, les grandes éoliennes à axe horizontal sont plus favorables que celles à axe vertical comportant des pales tournantes à basse altitude)
- une profondeur d'eau variable avec la marée
- un support flottant animé de mouvements plus ou moins prononcés selon la technologie
- un ancrage sur le fond capable de résister aux efforts horizontaux et verticaux maximaux
- une grande distance à la côte, donc une grande longueur de raccordement
- une forte puissance totale de l'ensemble de la ferme

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

L'aérogénérateur mis en œuvre sur une éolienne flottante doit être conçu en tenant compte des conditions de fonctionnement particulières :

- la masse en tête de l'éolienne exerce une profonde influence sur la taille du flotteur nécessaire pour assurer la stabilité. La conception doit s'efforcer de reporter au mieux la masse dans la partie basse de l'ensemble afin d'alléger la nacelle. Soulignons que moins un flotteur est volumineux, moins il subit d'efforts hydrodynamiques, ce qui soulage les lignes d'ancrage.
- dans le cas des éoliennes à axe horizontal, le rotor peut comporter 3 pales (comme la majorité des éoliennes terrestres) ou 2 pales. On sait que les rotors bipales tournent plus vite que les tripales et sont plus bruyants, mais ceci ne devrait pas être un inconvénient au large. De plus, la plus grande vitesse de rotation permet d'alléger le multiplicateur et/ou la génératrice.
- un rotor à axe horizontal peut être maintenu face au vent (comme la majorité des éoliennes terrestres), ou être positionné sous le vent du mât support. Dans ce dernier cas, une certaine inclinaison du mât n'est pas très gênante, ce qui permet d'alléger le flotteur. Afin d'éliminer le sillage du mât sur les pales, le mât peut comporter un aileron profilé, comme cela est réalisé dans le projet Sway mentionné plus haut.
- les mouvements d'oscillation du flotteur induisent des efforts dynamiques dans la nacelle et sur les pales.
- la vitesse apparente du vent subit une fluctuation additionnelle (turbulence induite par le tangage). L'étude de la fatigue des pales doit tenir compte de cet effet. A contrario, lorsque l'éolienne fonctionne, le tangage du flotteur est freiné par le rotor. Ceci disparaît quand l'éolienne est arrêtée lors des tempêtes.

Du point de vue du raccordement électrique, la spécificité de l'éolien flottant est de raccorder des parcs, de fortes capacités installées, situés loin des côtes. Ces éléments conduisent à la nécessité d'envisager une tension élevée de transport, ainsi que le transport en courant continu si cela s'avère judicieux. Pour transformer le courant sous la forme requise entre la ferme et la côte, on peut avoir des plateformes de transformation comme cela est pratiqué pour les fermes éoliennes offshore classiques. Il sera toutefois délicat d'installer ces plateformes en mer ouverte par grande profondeur d'eau. Une autre option consiste à réaliser la transformation dans chaque éolienne flottante. Se pose alors le problème de la tenue de câbles dynamiques haute tension et de la faisabilité de systèmes de connexion électrique haute tension en milieu marin.



> 9. L'énergie thermique des mers

Ressources et potentiel exploitable

L'énergie thermique des mers (ETM) pour la production d'électricité consiste à utiliser une différence de température d'au moins 20 °C entre l'eau en profondeur et l'eau chaude en surface pour produire de l'électricité, mais également de l'eau douce, du froid pour la climatisation et des produits dérivés pour l'aquaculture suivant le type de processus (cycle ouvert ou cycle fermé). La ressource mondiale théorique basée sur un gradient de température de 20 °C au moins permettrait de produire environ de 10 000 TWh/an⁶ dans les zones intertropicales. Cette ressource théorique n'est exploitable que très partiellement et ponctuellement, sans stockage massif de l'énergie produite, en raison de l'absence de zones de consommation électrique à proximité de la ressource, notamment dans la zone intertropicale Pacifique. Un stockage via l'hydrogène est envisageable à terme.

La France a été précurseur sur ces technologies (travaux de G. Claude dans les années 30 et IFREMER dans les années 80). Les centrales ETM (OTEC en anglais) doivent permettre, en zone inter-tropicale, de produire de l'électricité de base (prédictible et en continuité).

La zone économique exclusive (ZEE) des DOM-COM est particulièrement intéressante pour expérimenter l'ETM et contribuer ainsi à l'autonomie énergétique de ces territoires ultra-périphériques isolés. Le grand intérêt de l'ETM réside dans le fait que l'énergie produite est exploitable toute l'année, nuit et jour, et apparaît pour ces îles comme une alternative envisageable aux énergies fossiles.

Un autre usage thermique, en zones tempérées, consiste à utiliser l'eau proche de la surface comme source de chaleur pour des installations de chauffage/climatisation par pompe à chaleur (concept SWAC, *Sea Water Air Conditioning*).

La disponibilité d'eau froide profonde pourrait être une opportunité pour expérimenter la valorisation des propriétés spécifiques de cette eau de mer, notamment riche en nutriments, pour l'aquaculture par exemple.

Compte tenu des enjeux (offrir aux DOM-COM une énergie de base renouvelable), même si la démonstration de la maturité technologique est possible à une échelle réduite, seules les technologies permettant la réalisation de centrale flottante de plusieurs MW sont éligibles.

Les travaux déjà réalisés sur le sujet ont mis en évidence que la mise en oeuvre de cette énergie comportait des risques technologiques en particulier le tuyau de pompage en eau profonde.

Le coût d'une plateforme flottante supportant un convertisseur énergétique supérieur au MW est important et relève de la mise en oeuvre de technologies de type parapétrolier où la part de recherche est faible.

Technologies

Dans ce contexte, le besoin de puissance électrique à fournir par la filière ETM est tel que, quelle que soit la technologie retenue, une très grande surface serait nécessaire pour les différents récupérateurs. La pression foncière et bien sûr la dimension touristique des DROM conduisent ainsi à privilégier les solutions off-shore.

L'usage de différents cycles thermodynamiques est imaginable pour aller exploiter le faible écart de température entre les eaux de surface et les eaux de grande profondeur.

Il existe 2 grandes familles de cycles :

- cycle ouvert dont le fluide de travail est l'eau de mer,
- cycle fermé : dont le fluide de travail est un fluide caloporteur spécifique.

6 - Une étude de l'IEA-OES évalue le potentiel mondial à 10 000 TWh/an (IEA-OES, 2006: Review and analysis of ocean energy systems development and supporting policies).

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Verrous technologiques

Les technologies existantes permettent très probablement de réaliser une démonstration de l'ETM. Pour s'en persuader il s'agira donc de travailler à la maîtrise des risques technologiques et environnementaux en explorant les thématiques suivantes :

- tenue aux ouragans
- tuyau d'eau froide
- maintien des performances dans le temps (en particulier résistance aux bio-salissures)
- impacts sur l'environnement (notamment les rejets d'eaux profondes)

Mais il s'agira également d'explorer d'autres voies permettant de mieux exploiter le faible gradient de température et donc d'envisager un avenir économique pour cette énergie. Les axes de travail à privilégier sont :

- le fluide caloporteur,
- l'optimisation des Cycles thermodynamiques existants,
- la recherche de nouveaux cycles,
- les échangeurs.

La nécessité de la démonstration de la technologie s'adresse surtout aux grandes unités installées en mer car c'est ce type d'installations qui risque d'être choisi, notamment pour faire face au défi de produire localement de l'électricité de base dans les DOM COM.

Ainsi, seules les technologies permettant la réalisation de centrale a minima de 1 MW seront représentatives. Les modèles économiques montrent en effet qu'il est probablement illusoire d'accéder à une rentabilité à terme avec des unités de production inférieures à 10 MW installés.

Benchmark international

L'énergie thermique des mers repose sur des concepts connus depuis 1881 où Arsène d'Arsonval propose un procédé de conversion thermodynamique de l'ETM selon un cycle de Rankine (par analogie avec la turbomachine à vapeur).

Mais c'est à partir des années 1920, que commenceront vraiment les travaux de développement de la filière par Georges Claude et Paul Boucherot. En 1928, G. Claude expérimente un procédé à cycle ouvert en utilisant comme source chaude les eaux de refroidissement d'un haut fourneau à Ougrée en Belgique et comme source froide les eaux de la Meuse. Il produit 60 kW avec une différence de température de 20 °C. G. Claude choisit de faire la démonstration en mer de son système dans la baie de Matanzas, à Cuba. La différence de température est seulement de 14 °C. L'électricité est produite pendant 11 jours avant qu'une tempête ne vienne détruire la conduite.

En 1965, les premières publications américaines traitent l'exploitation de l'ETM en faisant référence aux travaux de l'école française et les expériences malheureuses de G. Claude. Un avant-projet de centrale flottante de 100 MW à cycle fermé est établi par J. H. Anderson préfigurant les projets développés plus tard par les grandes firmes industrielles américaines comme Lockheed, TRW, General Electric et Westinghouse. Les recherches aux Etats-Unis vont se structurer et s'intensifier à partir de 1973, sous la double pression de la crise pétrolière et de la contestation nucléaire. L'ERDA (Energy Research and Development Administration) puis le DOE (Department of Energy) lancent la recherche industrielle sur l'ETM principalement sur les systèmes à cycle fermé. Aux États-Unis, cet essor est marqué par la construction du NELH (Natural Energy Laboratory of Hawaii). Les premiers travaux à terre sur les évaporateurs et condenseurs à cycle fermé commencent dès 1975. Une centrale flottante « Mini-OTEC » en cycle fermé de 50 kW est montée sur une barge ancrée par 900 m de fond et utilise l'ammoniac comme fluide de travail. Elle fonctionne pendant 4 mois et est démantelée en 1979.

En parallèle, le DOE finance en 1979 la réalisation d'un laboratoire flottant, « OTEC-1 », pour la mise au point d'échangeurs eau de mer - ammoniac. Monté sur un ancien ravitailleur de l'US Navy, le laboratoire, alimenté en eau froide pompée à 700 m de profondeur, fonctionne plusieurs mois avec une puissance thermique de 35 MW. Outre l'expérience acquise sur les échangeurs, « Mini-OTEC » et « OTEC-1 » permettent aux industriels américains de valider leurs procédures d'installation et de tenue à la mer des équipements nécessaires aux futures usines ETM.

Aussi soucieux que les Américains de leur dépendance énergétique et de la vulnérabilité qu'elle représente pour leur économie, les Japonais proposent en 1974 un ambitieux programme de développement d'énergies nouvelles baptisé « Sunshine project » incluant l'ETM avec l'ambition de démontrer la viabilité économique de centrales de 100 MW à l'horizon 1990. C'est dans cette perspective qu'ils réalisent :

- en 1979, une centrale « Mini OTEC », basée sur un cycle fermé de fréon, mouillée à Shimane dans la mer du Japon ;
- en 1980, l'usine expérimentale de Nauru, construite sur le rivage, basée sur un cycle fermé de fréon qui produit 31 kWh pendant une période de plusieurs mois d'essais terminée en 1982 ;
- en 1982, une petite centrale ETM de 50 kW cycle fermé d'ammoniac, basée sur l'île de Tokunoshima au sud de l'île de Kyushu.

En 1986, la baisse des prix du pétrole sur le marché mondial amplifie le désengagement des fonds publics pour le développement de l'ETM. Le désengagement est total en France, sévère aux États-Unis et sensible au Japon. Il en résulte une « nouvelle donne » du savoir-faire mondial en matière d'exploitation de la ressource ETM avec la domination incontestée des États-Unis et du Japon.

Forcés par la nécessité d'atteindre la compétitivité et de réduire le coût de l'énergie produite, les chercheurs américains et japonais ont concentré leurs efforts sur la valorisation des eaux profondes, eaux froides et riches en nutriments. Le programme de valorisation DOWA (Deep Ocean Water Application) du NELH qui en découle comprend les axes suivants :

- l'économie d'énergie ; par exemple en utilisant ces effluents froids pour la climatisation de locaux ;
- la production d'eau douce basée sur des procédés de condensation de la vapeur d'eau de l'air humide tropical sur des tuyaux dans lesquels circulent les effluents froids ;
- l'élevage et la culture d'algues en utilisant les effluents d'eau profonde à la fois pour leur richesse en sels minéraux et leur faible teneur en organismes et substances pathogènes, et aussi pour ajuster la température des bassins aux exigences des produits d'élevage ;
- l'utilisation des eaux profondes à des fins thérapeutiques et culinaires : production de sel de cuisine et de saké

En parallèle, et parfois en coopération bilatérale, le Japon et les États-Unis continuent aussi leurs travaux pour augmenter l'efficacité de la production de l'électricité. Ainsi, le NELH et le PICHTR (Pacific International Center for High Technology Research) collaborent entre 1993 et 1998 pour la réalisation, puis les essais, d'une mini-usine à cycle ouvert à terre de 250 kW.

Le Japon en coopération avec l'Inde met à l'eau en 2001 une usine flottante de 1 MW électrique sur la barge Sagar Shakti. Elle devait disposer d'une conduite de 1 km de long et de 88 cm de diamètre, mouillée au Sud du continent indien qui se rompra lors de sa mise à l'eau. L'expérience n'a pas été poursuivie pour la production d'électricité.

Depuis près de vingt ans, les États-Unis et le Japon ont réussi à maintenir un certain dynamisme dans leur recherche de solutions techniques et d'options économiques rendant l'exploitation de l'ETM de plus en plus attrayante. Ils ont optimisé les performances des composants : échangeurs et turbines, conforté le degré de confiance de la tenue des équipements marins - notamment pour la construction et la pose de conduites d'aspiration d'eau profonde - et développé le concept d'usines ETM multi-produits de taille modeste, jusqu'à quelques dizaines de MW. Ce concept d'usine qui permet de valoriser les autres utilisations des eaux froides profondes pour le conditionnement d'air, la production d'eau douce et de produits aquacoles entre autres, est plus particulièrement adapté aux besoins de petites communautés littorales isolées proches de la ressource.

Ils ont également étudié l'extrapolation de la filière ETM à des usines flottantes de plusieurs centaines de MW pour la production en mer de combustibles liquides synthétiques (hydrogène, ammoniac et méthanol) transportables par navires-citernes et répondant au besoin en énergie primaire des pays industrialisés éloignés des zones où la ressource ETM est disponible.

Enfin, les données acquises pendant le fonctionnement d'installations expérimentales leur permettent une certaine appréciation des « impacts » - effets positifs et négatifs - des rejets dans le milieu naturel des effluents d'eau profonde encore froids et riches en sels minéraux, et d'ébaucher des limites à l'exploitation durable de la ressource.

C'est la raison pour laquelle les principaux acteurs de cette filière sont américains ou japonais, parmi ceux-ci :

- le systémier américain Lockheed Martin, 1^{er} constructeur naval militaire
- la société japonaise Xenesys
- l'équipementier américain Makaï Ocean Engineering

Des opérations récentes ont permis de valoriser l'eau de mer pour la production de chaleur et de froid. On distingue les systèmes de climatisation par eau froide des systèmes de climatisation/chauffage par pompes à chaleur. En zone tropicale, des systèmes de climatisation directe par pompage d'eau de mer servent à climatiser cinq bâtiments tertiaires à Curaçao (réalisation de la société néerlandaise Seacon International) et 80 bungalows à Tahiti (système de puissance nette de 1 500 kW réalisé par la société Odewa). En zone tempérée, un réseau de froid a été réalisé par la société américaine Market Street Energy Inc. à Stockholm (d'une puissance de 60 MWf). Des systèmes de climatisation couplés à des pompes à chaleur permettent de climatiser/chauffer des bureaux et habitations à la Seyne sur Mer (puissance nette de 493 kW).

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 10. La biomasse marine

Ressources et potentiel exploitable

Les algues sont un ensemble d'organismes photosynthétiques, possédant des caractéristiques dissemblables. Aucun regroupement simple ne peut être opéré pour les définir et les placer dans une famille cohérente. Si l'on réduit l'étude aux microalgues unicellulaires, le regroupement n'est pas plus simple. Des centaines de milliers d'espèces sont réparties sur la surface du globe que ce soit en milieu marin, d'eau douce ou d'eau saumâtre. Elles participent à 90 % de la production primaire aquatique et à 50 % de la production primaire mondiale. Elles ont colonisé tous les milieux, des glaces polaires aux zones désertiques en passant par les sources d'eaux chaudes. Elles se sont adaptées aux environnements extrêmes, vivant dans des marais salants, dans des milieux acides, voire dans des conditions d'éclairement très faibles. Par leur présence à la surface des océans recouvrant 70 % de la planète, elles jouent un rôle majeur dans le climat mondial comme usine à transformer le CO₂ en matière organique.

On estime entre 200 000 et un million le nombre d'espèces d'algues existantes ; une telle diversité peu exploitée constitue un réel potentiel pour la recherche et l'industrie. Cette diversité biologique, répondant à une exceptionnelle adaptabilité, laisse préjuger d'une richesse proportionnelle en molécules originales et bien évidemment en producteurs de lipides. Comparativement aux espèces oléagineuses terrestres, ces microalgues présentent de nombreuses caractéristiques favorables à une production d'acides gras.

Les points forts des microalgues par rapport aux espèces oléagineuses terrestres sont :

- rendements de croissance et par conséquent des productions potentielles à l'hectare supérieures aux espèces oléagineuses terrestres,
- pas de conflit avec l'approvisionnement alimentaire,
- plasticité métabolique bien plus importante, permettant d'orienter plus facilement la bioproduction vers certains acides gras,
- maîtrise du cycle de l'azote et du phosphore en contrôlant le recyclage des éléments nutritifs,
- couplage possible à une source de CO₂ industrielle,
- offrir une récolte continue,
- pas d'apport de phytosanitaires,
- gestion de l'eau a priori non conflictuelle si culture en eau de mer,
- nombreux sous-produits valorisables,
- technologie exploitable dans les pays en voie de développement.

Technologies

Le principe consiste à utiliser ou à cultiver des macro ou des microalgues, pour en extraire respectivement les sucres et les huiles.

Il faut distinguer la production en photobioréacteurs contrôlés avec éclairages artificiels ou naturels, qui, de fait, permet des productivités très élevées pour un coût important en investissement et fonctionnement ; de la production naturelle, en lagunages naturels ou tubulaires en extensif, dont les rendements et les coûts sont inférieurs.

Les « algo-carburants », déjà qualifiés de biocarburants de troisième génération, présentent l'avantage majeur de ne pas entrer en compétition avec l'usage alimentaire et les ressources en eau douce. Le meilleur rendement photosynthétique des microalgues et leur multiplication rapide et continue permettent d'obtenir des rendements en matière végétale très supérieurs à ceux des plantes terrestres. Les rendements du colza et du tournesol sont de 1 g/m²/jour ; la société Innovalg, en Vendée, a fourni le chiffre de 13 g/m²/jour pour une installation à l'air libre ; l'Ifremer, celui de 30 g/m²/jour en photobioréacteur contrôlé.

Benchmark international

Une soixantaine de sociétés dans le monde disent aujourd'hui travailler sur les microalgues et les biocarburants. On peut citer les projets suivants :

- Solix Biofuels, aux Etats-Unis, prévoit de construire une usine pilote de 4 ha pour une culture en photobioréacteurs ;
- Aquaflow Bionomic, en Nouvelle-Zélande, prévoit de construire des usines en plein air et d'utiliser les émissions de CO₂ de centrales électriques ;
- HR Biopetroleum, à Hawaï, poursuit le même objectif de séquestration de CO₂ ;
- Petrosun cultive déjà 445 ha au Texas, prévoit de mettre en culture 1 100 ha d'étangs et a des projets au Mexique, au Brésil et en Australie ;
- Algatech, en Israël, cultive déjà des microalgues à des fins pharmaceutiques et collabore avec la société américaine GreenFuel pour développer des carburants ;
- Solazyme, aux Etats-Unis, développe un mode de culture de microalgues modifiées à partir de sucre et de fermentation et non à partir de la photosynthèse ;
- Sapphire Energy, soutenue par Bill Gates, a fait homologuer un algo-carburant à indice d'octane 91 et prévoit de produire d'ici 3 à 5 ans 10 000 barils par jour ;
- Algenol Biofuels, aux Etats-Unis, prévoit de cultiver des cyanobactéries pour produire du bioéthanol.

Verrous technologiques

Les principaux facteurs influençant la production de lipides sont liés à des stress ; basse température, luminosité intense, limitation en azote, sévère déficience en phosphate, limitation en silice chez les diatomées et alcalinité. Tous ces paramètres n'ont pas le même poids, et des analyses faisant appel aux plans factoriels permettant d'estimer les interactions entre les facteurs sont alors indispensables.

La production de biocarburant par les microalgues n'a de sens que si elle utilise au maximum l'énergie solaire et un minimum de main d'œuvre. Aucune analyse contradictoire n'a été conduite sur les surfaces de cultures nécessaires. Quelles sont les surfaces disponibles en France et en Europe ? Comment concilier la proximité de station d'épuration, de centrales émettrices de CO₂ et de lagunes ou de bassins de culture d'eau de mer disponibles ? Comment mesurer en cas de succès, l'impact de milliers d'hectares de culture d'algues sur la géographie des zones humides nationales ? Les microalgues sont très sensibles aux fortes illuminations. Les expériences rapportées, par exemple au Nouveau Mexique, montrent aussi l'impact du froid nocturne et les conséquences de l'évaporation diurne dans les déserts. Les cultures en hiver ont des rendements très faibles en extérieur qui peuvent tomber à 2g/m²/J. Ces éléments tempèrent les déclarations sur les pays à fort ensoleillement, candidats à l'indépendance énergétique. Les microalgues retenues devront présenter des teneurs en lipides élevées et de façon stable.

Une solution pourrait consister à prévoir des productions successives d'espèces dont les optima de cultures seront adaptés à des conditions saisonnières différentes. Cette stabilité vaut pour l'activité photosynthétique. Là encore, bien que parfaitement envisageables, des recherches restent à mener. Les apports en nutriments sont négligés dans la plupart des études et doivent être quantifiés de même que l'ajout et le devenir de la silice dans le métabolisme des diatomées. Ce point aura un impact décisif sur les coûts de production. La procédure de récupération des microalgues est un point crucial qui reste à étudier et dépend donc des avancées techniques en ultrafiltration et autres solutions du génie des procédés. Ce poste aura un impact fort sur les coûts.

L'alternative à la centrifugation consiste à choisir une algue floculant ou sédimentant facilement. Ce type d'algue, à l'inverse, nécessitera le recours à un procédé de maintien en suspension et donc de l'énergie. Seules les études à venir permettront de trancher entre algue d'eau douce et algue d'eau de mer. Chaque algue a son avantage et son inconvénient. Si les cultures doivent être effectuées en eau douce, des conflits sur l'usage de l'eau peuvent apparaître. D'un autre côté, les couplages avec des sources de CO₂ ne seront pas systématiquement possibles en bord de mer ou devront à tout le moins être planifiés. Le risque de contamination est élevé en milieu ouvert, que ce soit par l'invasion d'espèces de microalgues locales mieux adaptées ou de prédateurs zooplanctoniques. Enfin des études économiques sérieuses, si elles existent, restent à publier, à l'instar des celles disponibles sur les biocarburants « terrestres ». Les chiffres probables mais très optimistes issus de l'étude américaine et élevés au rang de vérité par quelques reprises « vulgarisatrices », restent à vérifier sinon à établir.

Grâce à l'importante somme de connaissances déjà publiée sur le sujet, il est possible de mesurer la place évidente dont disposent les microalgues dans le domaine de l'énergie renouvelable et du stockage du CO₂. Même si les chiffres enthousiastes de 100 à 150 tonnes d'huile par hectare et par an doivent certainement être divisés par 5 ou 10, les avantages des microalgues énumérés plus haut sont réels. Il reste à lister et formaliser les points devant faire l'objet d'un approfondissement. Parmi ceux-ci une étude en grandeur réelle associée à une analyse effectuée par des économistes sera une priorité. Dans ce domaine, l'Ifremer possède d'ailleurs des atouts indéniables qui sont, un savoir faire et une compétence historique en matière de culture de microalgues, un accès à la ressource biologique peut courir en France et en Europe et enfin des infrastructures lui permettant d'envisager littéralement tous les niveaux de volumes de culture. Si une analyse professionnelle sur la propriété industrielle actuelle et des brevets existants ne ferment pas définitivement cette voie, les microalgues comme productrices d'huile sont un choix complémentaire très pertinent dans l'ensemble de la filière biocarburant.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

> 11. L'énergie des gradients de salinité (osmotique)

Ressources et potentiel exploitable

Lorsqu'un fleuve se jette dans la mer, le mélange des eaux ayant des concentrations en sel différentes entraîne une perte d'entropie. Il est possible de récupérer de l'énergie utile en réalisant ce mélange à travers des membranes semi-perméables. Deux méthodes de récupération de cette énergie sont testées : la première est basée sur l'osmose (en Norvège), la seconde sur l'électrodialyse inversée (aux Pays-Bas).

Une étude de la société Statkraft indiquerait un potentiel mondial de 1600 TWh répartis sur plus de 180 sites (dont 170 TWh en Europe)⁷. En Norvège, le potentiel de cette technologie est estimé à 10 % des besoins annuels en énergie.

Technologies

Il existe 3 technologies pour l'exploitation de l'énergie osmotique.

- La technologie PRO (*Pressure Retarded Osmosis*) : l'eau douce et l'eau salée sont séparées par une membrane semi-perméable. L'eau douce migre par la membrane ce qui génère une pression osmotique. Cette pression sert à vaporiser un fluide qui actionne une turbine. Les produits finaux sont un mélange eau douce/eau salée et de l'électricité. Cette technologie nécessite une alimentation continue des réservoirs d'eau pour stabiliser la production d'électricité. Elle peut nécessiter une filtration ou un pré-traitement de l'eau douce. Dans le module membranaire, 80 à 90 % de l'eau douce traversent la membrane vers le compartiment pressurisé d'eau de mer. Les eaux saumâtres résultantes se divisent en 2 flux : un tiers vers la turbine, deux tiers vers l'échangeur de pression pour maintenir la pression côté eau de mer. A ce jour, l'ordre de grandeur de la puissance produite est 2,8 MW pour un débit d'eau de $1 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$.
- La technologie RED (*Reverse Electro Dialysis*) : L'eau douce et l'eau salée sont séparées par une membrane ionique sélective. Les ions salins migrent à travers la membrane ce qui génèrent un courant électrique. Malgré la validation du principe, les coûts des membranes stoppent son développement pré-commercial. La puissance produite est de l'ordre de 1 W pour un débit d'eau de $1 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$.
- La technologie VDPU (*Vapour Pressure Difference Utilisation*) : La pression de vapeur issue de l'eau douce est différente de celle issue de l'eau de mer. Cette différence est exploitée pour actionner une turbine.

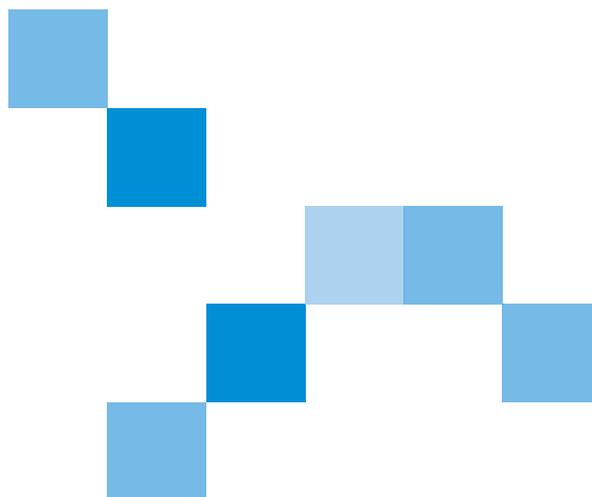
Benchmark international

Il y a peu de projets de démonstration de systèmes de convertisseurs d'énergie osmotique en électricité. A ce jour, un seul projet de démonstration d'une centrale de 2 à 4 kW, basée sur une technologie PRO, a été construit en 2008 par les norvégiens de Statkraft près d'Oslo. Ce projet vise la construction d'une centrale de grande taille en 2015. Un autre projet pilote de 10-40 kW est prévu en 2009-2010 aux Pays Bas par la société Wetsus.

Verrous technologiques

Cette technologie est la moins mature des énergies marines. Elle bute sur le coût et les capacités des membranes (environ 3 W/m^2 aujourd'hui). La prospective sur les énergies marines à l'horizon 2030 fait le point sur les coûts des différentes technologies. D'après plusieurs auteurs, le coût des membranes aurait peu évolué par rapport au niveau évalué en 1977 soit 125 000 \$/MW installés. D'autres études réalisées sur la période 1975-1985 donnent un coût compris entre 0,02 et 1,3 \$/kWh pour les technologies PRO et RED. Une pré-étude en 1995 évaluerait le coût entre 0,035 et 0,07 \$/kWh pour la technologie PRO. De son côté, le développeur norvégien Statkraft table sur un coût prévisionnel de 40 à 50 €/MWh d'ici 2015.

Des ruptures technologiques sont à attendre pour faire baisser ces coûts : sur les nano-biotechnologies de pompe à sel ou sur l'électro-osmose.



7 - Skråmestø, O. S. et S. Skilhagen, 2008 : Status of technologies for Harnessing Salinity power and the current osmotic power, rapport annuel 2008 AIE Ocean Energy Systems

> 12. Les visions de déploiement des énergies marines aux horizons 2020 et 2030

En mars 2007, l'Ifremer a lancé un travail de réflexion prospective sur les énergies renouvelables marines à l'horizon 2030 avec une vingtaine de partenaires français représentant les principaux acteurs du secteur : ministères, industriels, instituts de recherche, agences spécialisées et Commission européenne. L'objectif du travail est de contribuer à identifier les enjeux, les conditions d'émergence et les technologies majeures à moyen terme compte tenu des coûts estimés, des contraintes technologiques et d'aménagement à terre comme en mer, ou encore des impacts environnementaux potentiels. Ce travail repose sur l'évaluation de l'éventail des possibles d'une trentaine de variables-clés (dépendant des contextes politiques et socio-économiques à l'échelle mondiale, continentale, nationale et régionale, des contraintes sur les zones d'exploitation, de l'état d'avancement des connaissances et des technologies). L'étude a permis de mettre en évidence 4 scénarios volontairement contrastés.

Scénario 1 : « Crise et urgence énergétique »

Le marché est dans un contexte de **crise énergétique** et de **compétition économique**. L'enjeu majeur est celui de la **maîtrise des technologies les plus compétitives** et les mieux adaptées via des partenariats stratégiques forts. Comme le soutien politique est faible, les investissements sont le fait de clusters d'opérateurs privés privilégiant le développement à partir de « démonstrateurs » de taille croissante. Les conflits récurrents dans l'accès à l'espace conduisent à la mise en place de parcs dédiés éventuellement multi-usages. La recherche s'oriente vers l'amélioration technologique, clef de la compétitivité, et la meilleure compréhension des impacts.

Ce contexte favorise les technologies éprouvées : l'éolien, le marémoteur et le thermique. En raison de son intérêt stratégique, la biomasse est rapidement développée en extensif. Les systèmes hybrides sont explorés, notamment pour optimiser les investissements. Les systèmes appliqués aux vagues et aux courants sont peu ou pas étudiés, faute de rentabilité à court terme.

Scénario 2 : « Coopération vertueuse par nécessité »

La volonté politique de durabilité à l'échelle internationale dans un contexte d'extension régulière des accords de Kyoto détermine ce scénario. La conséquence majeure est celle **du soutien à la recherche et aux technologies les moins matures** afin de faciliter l'investissement privé et de diversifier les technologies. Ces efforts conduisent à accroître **la prise de risque dans de nouvelles technologies**, et notamment leur hybridation, ce qui conduit aussi à maîtriser le stockage de l'énergie, ouvrant ainsi la voie à des systèmes au large à grande échelle. La recherche travaille à de nouveaux concepts en visant à minimiser les impacts environnementaux.

Cette dynamique à l'échelle mondiale fait émerger de multiples technologies : hydroliennes de grande profondeur, lagons artificiels, systèmes houlomoteurs au large (profondeur > 50 m), éoliennes flottantes, énergie thermique en association avec l'aquaculture, biomasse à grande échelle (fabrication intensive à terre, OGM et multi-produits), osmotique (mise au point de membranes économiques avec quelques micro-centrales). Ce foisonnement des technologies favorise les usages hybrides notamment dans les DOM-COM.

Scénario 3 : « Peu d'évolution, chacun pour soi »

L'intérêt national et la sécurité énergétique dans un contexte de **faible coopération mondiale** caractérisent ce scénario. L'enjeu majeur est celui de la maîtrise des sources d'énergie au plan national alors que montent les tensions et le protectionnisme. Après le Sud, la dégradation du climat fait apparaître des besoins en eau douce au Nord. Le soutien public est donc orienté vers la sécurité énergétique mais à faible coût ce qui a pour conséquence **l'absence de renforcement des réseaux** pour viser une prise en compte de moyens de production décentralisés et la fin des tarifs de rachat électrique après 2020. Il apparaît des parcs énergétiques dédiés et on observe un développement indépendant des technologies ce qui entraîne une recherche spécialisée par technologie intégrant les impacts sur l'environnement.

Cette situation n'entraîne que de faibles développements pour presque toutes les technologies car les investisseurs publics et privés privilégient la sécurité sans prise de risque technologique. Le développement indépendant des technologies freine la recherche des synergies dans les financements comme dans le partage des connaissances dans les études d'impacts.

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Scénario 4 : « Développement local autonome »

Le développement local avec prise de risque dans un contexte de montée des tensions et du protectionnisme, ainsi que le besoin de sécurité énergétique détermine ce scénario. Les besoins en eau douce au Nord, en sus de ceux du Sud, justifient à la fois ces technologies et l'initiative décentralisée. Les biocarburants en intensif (photoréacteurs) deviennent rentables (arrêt de la défiscalisation vers 2015) et le soutien public (via les régions) vise à stimuler autant la maîtrise des technologies que la compétitivité.

Cette dynamique entraîne le renforcement des réseaux électriques pour prendre en compte les moyens de production décentralisés et un développement différencié des technologies selon les régions et leurs atouts spécifiques. La recherche appuie la mise au point des technologies (opportunités locales) et accompagne le lancement de démonstrateurs locaux. Cette évolution et la prise de risques afférente, impliquent un fort investissement des décideurs politiques afin de faciliter l'acceptabilité sociale des expérimentations.

La conséquence sur les technologies est l'apparition d'un marché de niches avec un effet d'échelle uniquement au niveau mondial. L'éolien, le thermique et la biomasse atteignent des niveaux de développement industriels, tandis que les autres technologies se développent localement à petite échelle. La recherche reste parcellaire, très focalisée sur les contraintes locales avec un rôle premier pour les universités du littoral soutenues par les régions.

Vision qualitative à l'horizon 2030

Les hypothèses sur les variables pour construire les quatre scénarios sont détaillées dans le Tableau 1.

	Scénario 1 Crise et urgence énergétique
Contexte	Crise énergétique et compétition économique
Enjeu énergie	Partenariats technologiques et compétition sur ce marché
Soutien politique	Que le meilleur gagne ! Investissements de clusters d'opérateurs privés Marketing du démonstrateur
Contexte de développement	Conflictuel d'où parcs dédiés sur des sites multi-usages
Recherche	Développement technologique et études d'impact
Impacts sur les technologies	Technologies éprouvées
Hydrolien	Développement moyen à faible Restriction aux hydroliennes de surface ou de faible profondeur
Marémoteur	Fort développement des barrages et aquaculture
Houlomoteur	Développement moyen à faible uniquement près des côtes (profondeur inférieure à 50 m) ou en bordure de parcs éoliens ou hydroliens
Biomasse	Fort développement extensif sur foncier aménagé Développement à l'étranger
Eolien	Fort développement par l'adaptation des éoliennes terrestres (support fixes)
Thermique	Développement moyen Métropole : Pompes à chaleur et ponctuellement, climatisation DOM-COM : surtout sur sites isolés, production de froid, électricité et eau
Osmotique	Pas de développement significatif
Technologies hybrides	Développement sites multi-usages
Classement du développement des filières	Eolien (fixé au fond) Marémoteur ETM climatisation Tropiques ETM climatisation Métropole Biomasse ETM électricité Tropiques Hydrolien Houlomoteur Osmotique

Tableau 1 : hypothèses pour la construction 4 scénarios de l'étude prospective à l'horizon 2030.

	Scénario 2 Coopération vertueuse par nécessité	Scénario 3 Peu d'évolution, chacun pour soi	Scénario 4 Développement local autonome
Contexte	Collaboration mondiale et Kyoto II	Peu de coopération mondiale	
Enjeu énergie	Investissement public et privé	Montée des tensions et protectionnisme, sécurité	Montée des tensions et protectionnisme, sécurité
Soutien politique	Soutien à la recherche et aux technologiques les moins matures	Sécurité mais à faible coût Pas de décentralisation des réseaux Fin des tarifs d'achat après 2020	soutien de la recherche et des systèmes décentralisés
Contexte de développement	Acceptabilité par la concertation		Acceptabilité sociale des expérimentations
Recherche	Nouveaux concepts et hybridation ; impacts environnementaux	Chacun sa technologie ; études d'impact	
Impacts sur les technologies	Développement de toutes les technologies	Développement minimaliste, parcs dédiés par technologie	Décentralisation réseau et développement des technologies selon la localisation des projets
Hydrolien	Hydroliennes de grande profondeur (y compris les courants océaniques)	Hydroliennes sous-marines	marché de niches
Marémoteur	Développement + autres usages	Sites naturellement favorables Production d'électricité seulement	Pas de développement
Houlomoteur	Exploitation proche de la côte (profondeur inférieure à 50 m) Sites isolés	Exploitation proche des côtes (profondeur inférieure à 40 m)	Exploitation proche des côtes (profondeur inférieure à 40 m) Sites isolés
Biomasse	Production intensive à terre OGM et multi-produits	Production limitée à des produits high-tech	Production intensive à terre Sélection des souches
Eolien	Eoliennes flottantes	Adaptation des éoliennes terrestres	éoliennes flottantes et classiques
Thermique	Climatisation au Nord Climatisation eau-électricité pour sites tropicaux Valorisation biologique des sels nutritifs et des minéraux d'eaux profondes	Climatisation au Nord Climatisation eau-électricité pour sites tropicaux	Climatisation au Nord Climatisation eau-électricité pour sites tropicaux
Osmotique	Un projet pilote de micro-centrale	Pas de développement	Un projet pilote de micro-centrale
Technologies hybrides	Développement volontariste	Développement indépendant	Développement indépendant
Classement du développement des filières	Eolien Biomasse Houlomoteur ETM climatisation Tropiques Hydrolien Marémoteur ETM climatisation Métropole ETM électricité Tropiques Osmotique	Eolien Hydrolien Marémoteur ETM climatisation Tropiques ETM climatisation Métropole Houlomoteur ETM électricité Tropiques Biomasse Osmotique	Biomasse Eolien ETM climatisation Tropiques ETM climatisation Métropole ETM électricité Tropiques Marémoteur Houlomoteur Hydrolien Osmotique

Feuille de route sur les énergies renouvelables marines

Vision quantitative à l'horizon 2030

Afin de comparer les scénarios en terme de production énergétique, il faut d'abord noter que le chiffrage des scénarios est réalisé pour la France et ses DROM-COM. La contribution des énergies marines renouvelables à la production énergétique n'est valable que dans ce contexte. De fait, la hiérarchie des technologies résultant de la comparaison chiffrée (en ordre de grandeur) des différents scénarios serait différente dans tout autre contexte national. Chaque pays dispose de ressources naturelles spécifiques à exploiter en termes d'énergies marines.

Les besoins énergétiques des îles, plus particulièrement des DROM-COM français, influent sur les choix de technologies que l'on trouve dans les scénarios et ce d'autant plus que les alternatives énergétiques renouvelables sont structurellement plus rentables dans nombre de ces îles éloignées de la côte que sur le continent. Cette diversité de la situation géographique

française est aussi un atout. Elle offre des débouchés pour des technologies dont le potentiel est principalement dans des pays du Sud, comme pour l'énergie thermique des mers.

Quelle que soit la technologie envisagée, le potentiel est encore souvent entaché d'une incertitude majeure car les chiffres cités dans les diverses études varient jusqu'à un facteur dix, en particulier pour le potentiel techniquement exploitable.

Le Tableau 2 présente la contribution des différentes filières à la production énergétique pour chacun des scénarios pour la France métropolitaine et les DROM-COM.

Cette étude permet d'illustrer que le développement des filières est très variable d'un scénario à l'autre. Pour la production d'électricité, la puissance installée varie d'un facteur 5 pour l'éolien ou l'hydrolien, à un facteur 20 pour l'énergie houlomotrice.

Tableau 2 : évaluation quantitative des productions d'énergies renouvelables marines selon les 4 scénarios de l'étude prospective à l'horizon 2030.

	Scénario 1 Crise et urgence énergétique	Scénario 2 Coopération vertueuse par nécessité	Scénario 3 Peu d'évolution, chacun pour soi	Scénario 4 Développement local autonome
Hydrolien (TWh/an)	0,3	3,0	0,6	0,2
Marémoteur (TWh/an)	1,0	1,5	0,6	0,6
Houlomoteur (TWh/an)	0,3	6,0	0,3	0,5
Eolien (TWh/an)	12,0	30,0	6,0	12,0
Thermique électricité DOM-TOM (TWh/an)	0,4	0,7	0,2	0,7
Osmotique (TWh/an)	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique climatisation métropole (TWh _f /an)	3,15	0,12	6,30	0,4
Thermique climatisation DOM-TOM (TWh _f /an)	3,15	15,84	1,60	15,80
Thermique eau douce DOM-TOM (Mm ³ /an)	1,7	3,3	0,8	1,25
Biomasse (Mtep)	0,05	2,50	0,00	1,25
TOTAL	Electricité : 14,0 TWh/an Froid : 6,30 TWh _f /an Eau douce: 1,7 Mm ³ /an Carburant : 0,05 Mtep	Electricité : 41,2 TWh/an Froid : 15,96 TWh _f /an Eau douce: 3,3 Mm ³ /an Carburant : 2,50 Mtep	Electricité : 7,7 TWh/an Froid : 7,9 TWh _f /an Eau douce: 0,8 Mm ³ /an Carburant : 0,00 Mtep	Electricité : 14,0 TWh/an Froid : 15,84 TWh _f /an Eau douce: 3,3 Mm ³ /an Carburant : 1,25 Mtep

Vision quantitative des filières à l'horizon 2020

Un scénario « normatif » visant à décliner la contribution des différentes énergies marines dans un objectif global de l'ordre de 3 % (hors éolien offshore) de la part des énergies renouvelables à l'horizon 2020 dans la consommation finale d'énergie en France a été proposé dans le cadre de la prospective sur les énergies marines.

Ce scénario explore la part que pourraient prendre les énergies marines renouvelables respectant l'objectif global « d'atteindre 20 % d'énergies renouvelables (énergie finale) en 2020 dans de bonnes conditions environnementales et de faisabilité. Cela suppose d'augmenter de 20 Mtep la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique à l'horizon 2020 en suivant deux lignes stratégiques, autonomisation et décentralisation, là où c'est possible » (Jean Louis Borloo - 26 décembre 2007).

Ce scénario, dont les estimations sur les développements des filières figurent sur le Tableau 3 tente de manière réaliste de sélectionner les technologies susceptibles d'être développées et d'estimer les niveaux de puissance et de production à partir de projections chiffrées. Il permet donc en particulier d'évaluer les

efforts, organisationnels, de recherche, d'industrialisation, à déployer pour que cette contribution puisse avoir lieu si elle est jugée pertinente : les énergies marines auront en effet leur part si des réseaux de partenariats stratégiques et d'expérimentations pré-industrielles, voire industrielles (éolien en mer, biomasse marine ou encore énergie thermique des mers), sont en place d'ici 2020.

Par ailleurs, la contribution de l'éolien flottant à ce scénario a été ajoutée selon des estimations recueillies par les professionnels.

Selon ce scénario normatif, si l'on raisonne en part de la consommation électrique française à l'horizon 2020 (soit 530 TWh estimés), les EnRM apporteraient 17,2 TWh soit 3,2 % du total, ce qui serait loin d'être négligeable.

Compte tenu du progrès des technologies, y compris les sauts comme la maîtrise du stockage de l'hydrogène, en parallèle à une amélioration des rendements énergétiques et des économies d'énergie, notamment dans les villes, on peut raisonnablement tabler sur un accroissement plus rapide de cette fraction des énergies marines entre 2020 et 2030, qui pourrait alors peser de 4 à 5 % de la consommation électrique française, voire plus selon le contexte mondial.

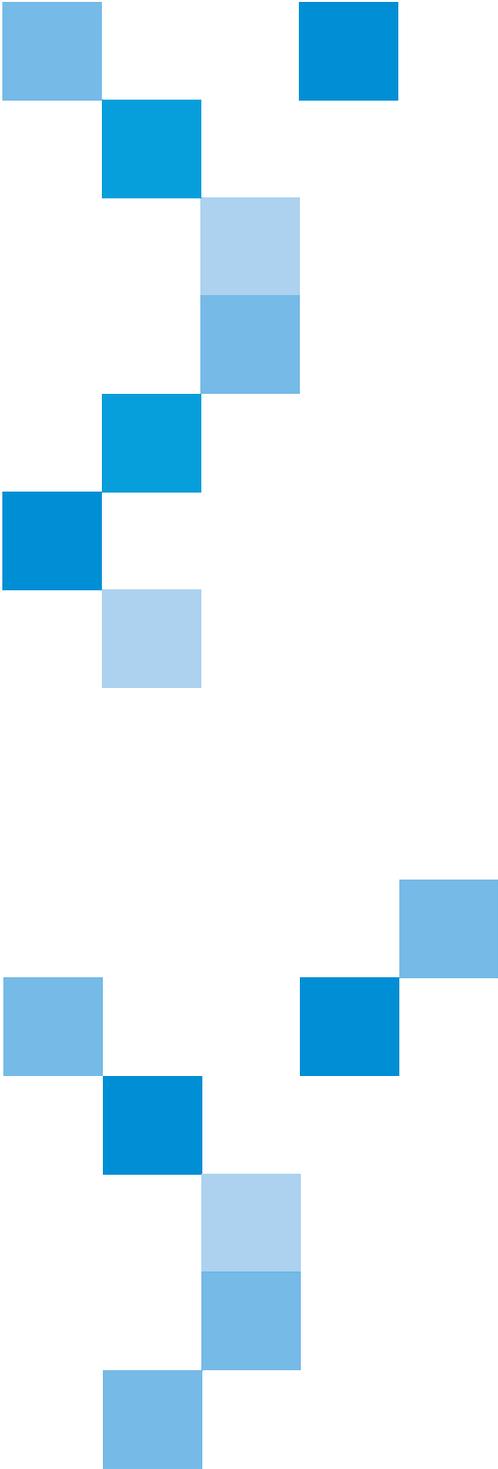
Tableau 3 : objectifs de développement d'après le scénario normatif à l'horizon 2020 (issu de la prospective sur les énergies marines à l'horizon 2030).

Filière	Puissance installée (MW)	Energie électrique (TWh)	Energie (Mtep)	Part de l'objectif Grenelle 2020 (%)
Hydrolien	400	1,4	0,12	0,6
Marémoteur	500	1,25	0,11	0,5
Houlomoteur	200	0,8	0,07	0,3
Eolien (fondations fixes)	4 000	12	1,03	5,2
Eolien (fondations flottantes ⁸)	1 000	4	0,33	2
Thermique électricité DOM-TOM	200	1,4	0,12	0,6
Osmotique	0	0	0	0
Thermique froid économisé ⁹ métropole	55	0,4	0,03	0,2
Thermique froid économisé DOM-TOM	40	0,3	0,02	0,1
Biomasse	-	-	0,07	0,3

8 - Estimations SAIPEM

9 - En faisant l'hypothèse que 1 kWh, de froid équivaut à 0,22 kWh

Feuille de route
sur les énergies renouvelables marines



> 13. Sources

Ce document est une compilation des documents suivants :

ECRIN, 2004

L'énergie des mers.
Note de synthèse du
20 octobre 2004.

ADEME, 2005

L'énergie des océans.
Note interne du 4 juillet 2005.

CRES, 2006

Ocean Energy Conversion in Europe Recent advancements and prospects.
EU FP6 Co-ordinated Action on Ocean Energy.
Rapport final du 4 août 2006.

IPANEMA, 2008

Déclaration d'intention et appel à fédérer les efforts de développement des énergies marines en France.
Dossier de presse du
17 octobre 2008.

EDF, 2008

Les énergies marines: une nouvelle source d'énergie renouvelable pour une production d'électricité sûre et sans CO₂.
Dossier de presse du
17 octobre 2008.

SEMREV, 2008

Été 2010, au large des côtes des Pays de la Loire : la première plateforme d'essais en mer pour accueillir des systèmes de production d'énergie électrique à partir des vagues.
Dossier de presse du
25 septembre 2008.

ADEME, 2008

Le mix électrique gagnant pour 2020. Introduction au colloque Eolien, hydroélectricité, grandes centrales solaires, énergies marines : le mix électrique gagnant pour 2020.
Semaine Changeons d'ère.

EMEC, 2008

Centre Européen pour les Energies Marines
www.emec.org.uk

Mueller, M., 2008

UKERC Marine (Wave and Tidal Current) Renewable Energy Technology Roadmap.
Summary Report.

Gindroz, B., 2008

Les Océans : sources d'énergie.
Académie de Marine.

Paillard, M., D. Lacroix et V. Lamblin, 2009

Energies renouvelables marines : étude prospective à l'horizon 2030.
Editions Quae
(Ouvrage collectif coordonné par IFREMER).

Ministère de l'Ecologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

Proposition de sites à la Commission Européenne pour la constitution du réseau « Natura 2000 » français en mer.

Communiqué de presse et carte du 5 novembre 2008
<http://www.natura2000.fr/spip.php?article157>

IEA OES, 2008

Rapport annuel

Marchand, P., 1985

L'énergie thermique des mers.
IFREMER

Jourdain, G., et P. Marchand, 2009

Des énergies marines en Bretagne : à nous de jouer
Conseil économique et social de la Région Bretagne.

L'ADEME en bref

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer et du ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

www.ademe.fr

