

Table des matières

Chapitre 7. Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines

Bernard MULTON, Alain CLEMENT, Marie RUELLAN, Julien SEIGNEURBIEUX, Hamid BEN AHMED

7.1. Introduction	3
7.2. Productivité électrique à partir du gisement marin	5
7.2.1. Ressources énergétiques des mers.	5
7.2.2. Aspects technico-économiques généraux	9
7.3. Systèmes houlo-générateurs (WEC : wave energy converters)	10
7.3.1. Caractéristiques énergétiques de la houle	10
7.3.2. Diversité des solutions	14
7.3.3. Systèmes à rampe de déferlement	15
7.3.4. Systèmes à colonne d'eau oscillante.	17
7.3.5. Systèmes à corps mus par la houle	20
7.4. Convertisseurs de l'énergie des marées (TEC : tidal energy converters)	23
7.4.1. Caractéristiques des marées et autres courants marins	23
7.4.2. Systèmes de production marémoteurs.	24
7.4.3. Systèmes de récupération de l'énergie des courants marins.	27
7.5. Autres systèmes de conversion	33
7.5.1. Aérogénérateurs offshore	33
7.5.2. Convertisseurs exploitant l'énergie thermique des mers (OTEC).	37
7.6. Conclusion	40
7.7. Bibliographie	42

Chapitre 6

Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines

7.1. Introduction

Rappelons que l'énergie solaire captée annuellement à la surface de la terre représente plus de 6000 fois l'ensemble de la consommation d'énergie primaire de l'humanité. Comme les océans occupent sensiblement les deux tiers de la superficie du globe, ils captent, transfèrent et accumulent des quantités colossales d'énergie mais ils jouent également un rôle majeur dans les équilibres climatiques planétaires. La vie, qui se développe dans les eaux du globe, exploite une partie de ces ressources renouvelables et constitue également à la fois une réserve importante de biomasse et un système de transformation biologique de l'énergie. L'exploitation massive d'algues pour la production industrielle de méthane ou encore d'hydrogène à partir du rayonnement solaire fait d'ailleurs l'objet de travaux de recherche. Diverses évaluations des prélèvements énergétiques possibles ont été effectuées, notamment en considérant les divers impacts environnementaux [PEL 02]. Elles mettent en évidence un potentiel considérable qui pourrait contribuer à satisfaire une large part des besoins de l'humanité, la principale difficulté étant liée au fait que les zones de production marine sont généralement éloignées des zones de consommation.

En dehors des ressources non renouvelables (combustibles fossiles, dont les hydrates de méthane) qui se trouvent sous les océans et que nous ne considérerons pas dans ce chapitre, les étendues maritimes captent une grande quantité d'énergie solaire et offrent un accès aux diverses forces de la nature (vent, houle, courants

marins...). Leurs eaux stockent également une immense quantité de chaleur qui peut être partiellement exploitée dans les zones favorisées en s'affranchissant des problèmes liés à l'intermittence. Les vents et les courants marins thermiques (continus) trouvent leur origine directement dans le rayonnement solaire. La houle est quant à elle un sous-produit de l'action du vent sur la surface des eaux. Les courants de marées (alternatifs) sont créés par les interactions gravitationnelles terre-lune-soleil et ne sont pas liés au rayonnement solaire. Enfin, la géothermie marine (chaleur provenant du cœur de la terre), bien qu'elle représente sans doute un gisement considérable, n'est pas considérée dans cet article. Elle pourrait très bien être exploitée selon les mêmes méthodes qu'à terre, mais les conditions difficiles de l'environnement marin ainsi que les profondeurs des fonds et la distance aux côtes font qu'elle n'est actuellement pas considérée dans les évaluations de ressources. De même, l'exploitation de la biomasse marine n'est pas considérée dans ce chapitre.

Hormis le cas, très particulier et marginal, des usines marémotrices (barrages de récupération de l'énergie potentielle des marées), les technologies de production d'électricité d'origine marine renouvelable sont encore peu matures. L'exploitation de l'éolien en zone offshore a véritablement commencé en 1991 à Vindeby (Danemark) et l'expérience cumulée commence à être significative [IEA 05]. Les systèmes de récupération de l'énergie thermique des mers sont encore à l'état de démonstrateurs, et il en est de même pour ceux des courants marins et de la houle. Même si ces démonstrateurs sont assez nombreux à avoir été testés, ils sont encore en phase expérimentale, parfois pré-industrielle, et nécessiteront encore probablement quelques décennies pour obtenir des technologies performantes, tant en coût qu'en fiabilité.

Dans ce chapitre, nous donnons un aperçu des ressources disponibles puis des principales solutions technologiques de leur conversion en électricité. La production éolienne offshore sera traitée très brièvement car les technologies d'aérogénération font l'objet d'un chapitre spécifique dans cet ouvrage.

En guise de référence, rappelons que la consommation actuelle annuelle d'énergie primaire de l'humanité (ressources non commerciales comprises et estimées) approximativement $140 \cdot 10^{12}$ kWh (140 000 TWh) ou 12 Gtep. La production mondiale d'électricité était en 2004 de 17 000 TWh. Ce chiffre de la consommation primaire ne correspond d'ailleurs pas réellement aux besoins de l'humanité car les pertes, dans toutes les chaînes de conversion qui mènent aux usages finaux, sont très élevées et contribuent largement à l'épuisement de matières premières (énergétiques) non renouvelables à notre échelle. En contre partie, une large partie de l'humanité n'a encore qu'un accès très restreint à l'énergie. Pour fixer un ordre de grandeur des besoins qui pourrait être réaliste, partons du principe que les 10 milliards d'habitants qui vivront peut-être un jour sur la terre, consomment autant d'énergie finale qu'un citoyen français actuel (2,9 tep par an), nous aurions

besoin d'environ 300 000 TWh. Ce chiffre, sans doute fantaisiste, pourra toutefois nous servir de référence pour le comparer aux ressources renouvelables disponibles dans le milieu marin.

7.2. Productivité électrique à partir du gisement marin

7.2.1. Ressources énergétiques des mers

Chaleur solaire

Les océans et les mers constituent un immense capteur du rayonnement solaire qui stocke et transfère de gigantesques quantités de chaleur, contribuant ainsi significativement aux équilibres thermiques de la planète. On peut envisager d'exploiter une part (la plus faible possible pour minimiser l'impact) de ce gisement d'énergie dans les zones où il existe des écarts de température suffisamment élevés pour envisager de faire fonctionner des machines thermodynamiques au meilleur coût (voir §7.5.2). C'est dans les zones équatoriales et tropicales que l'on trouve des gradients de température suffisants. Les températures de surface y atteignent des valeurs comprises entre 25 et 30°C sur une couche de 100 à 200 m d'épaisseur et varient peu en fonction des saisons peu marquées. Entre 200 et 400 m de profondeur, la température diminue brutalement (barrière thermique) pour atteindre ensuite progressivement 4°C à 1000 m. On peut trouver des cartes [LEN 05] qui montrent les écarts de température entre les eaux de surface et celles à 1000 m de fond. La ressource brute de l'énergie solaire captée annuellement par les océans est énorme, de l'ordre de $400 \cdot 10^{15}$ kWh, mais seule une infime partie est accessible et, comme nous l'avons déjà dit, il n'est pas question de puiser massivement dans ce cycle naturel au rôle crucial dans la stabilité climatique. En considérant le débit global de l'ensemble des courants froids en profondeur ($30 \text{ Mm}^3/\text{s}$), le fait que les machines thermodynamiques envisageables nécessitent un débit d'eau froide très élevé (environ $2 \text{ m}^3/\text{s}$ par MW) et de faibles rendements de conversion de l'ordre de 3% (principalement dus au faible écart de température entre sources chaude et froide), on atteint un potentiel annuel maximal de 80 000 TWh, renouvelable [AVE 02] [AVE 94].

Energie éolienne

Le vent dissipe à la surface des mers une énergie estimée à $500 \cdot 10^{12}$ kWh. Là encore, on pressent qu'il existe une limite d'exploitation à ne pas dépasser pour ne pas influencer sur la circulation atmosphérique et le climat. Le potentiel offshore mondial [BES 02] est estimé à 37 000 TWh (sites compris entre +/- 72° latitude et à moins de 30 m de profondeur) soit presque 3 fois la production mondiale

d'électricité. En Europe, le potentiel net (énergie électrique convertie par des aérogénérateurs d'environ 100 m de diamètre, à raison d'une unité par km²) a été estimé [MAT 95] à environ 3000 TWh en considérant les zones où les fonds sont à moins de 40 m de la surface et à moins de 40 km des côtes. Cette hypothèse a été revue à la baisse, en réduisant les contraintes [EWE 99], à environ 310 TWh annuels, ce qui reste considérable par rapport à une production européenne d'environ 2600 TWh. Pour comparaison, le potentiel européen terrestre était, quant à lui, estimé à 630 TWh dans cette même étude. C'est en zone offshore que l'accroissement de production le plus significatif est attendu sur le long terme. La production en mer présente en effet deux avantages considérables : une meilleure productivité (vents plus forts, plus réguliers et plus énergétiques, de 3000 à plus de 4000 heures équivalentes à pleine puissance) et une réduction de l'impact visuel. En revanche, elle nécessite, comme les autres ressources marines, le transport de l'électricité à terre vers les lieux de consommation, ce qui représente un surcoût élevé, d'où la limitation à 40 km de la distance des côtes. En 2005, les deux plus grands parcs éoliens offshore du Danemark sont Horns Rev et Nysted qui totalisent 160 MW et 158 MW, respectivement sur un total installé en mer de 785 MW. Le plan d'énergie danois, Energi 21, élaboré en 1996, a fixé comme objectif l'installation de 4000 MW offshore d'ici l'an 2030. Ils fourniraient alors l'équivalent d'environ 40 % de la consommation électrique danoise.

Energie houlomotrice

Résultante de l'effet du vent sur les surfaces marines (la puissance des vagues est sensiblement proportionnelle à la puissance 5 de la vitesse du vent), l'énergie des vagues représente, d'après le World Energy Council (WEC) [THO 04], une quantité nette disponible de 140 à 700 TWh/an, soit 1 à 5 % de la demande annuelle mondiale en électricité. L'énergie récupérable pourrait atteindre même 2000 TWh/an avec des systèmes de conversion plus efficaces. On peut trouver dans [THO 04] des cartes du monde précisant les ordres de grandeurs de puissance moyenne annuelle de la ressource houlomotrice brute quantifiée en kilowatts par mètre de front de vague avec des ordres de grandeurs compris entre 10 et 100 kW/m (Cap Horn). Il faut cependant considérer le rendement de conversion assez faible (de l'ordre de 10% sur les moyennes annuelles) des systèmes de récupération actuels. Les côtes européennes de l'Atlantique sont particulièrement bien exposées avec des valeurs de 30 à 60 kW/m.

Courants de marée

L'ordre de grandeur de l'énergie dissipée annuellement par les marées est évalué à 22 000 TWh. Quant à la part récupérable dans des systèmes à barrage, elle est estimée à 600 TWh/an dont 48 en Europe et 10 TWh/an en France [BOU 04], [FER 06]. A eux seuls, une dizaine de sites d'estuaires permettraient de produire

annuellement près de 200 TWh, dont plus de 100 TWh en mer d'Okhotsk sur la côte est de la Sibérie. Aujourd'hui, dans le monde, 3 usines marémotrices produisent annuellement 0,57 TWh. La récupération de l'énergie cinétique des courants marins par des turbines accroît encore le potentiel récupérable car il n'est plus nécessaire de construire des barrages, dont les impacts environnementaux sont contestés ; les sites sont alors beaucoup plus nombreux. Le potentiel mondial n'a pas été encore complètement évalué, mais il est sans doute très supérieur à celui des systèmes à barrage. Rien qu'en Europe, on l'estime à environ 50 TWh, en ne considérant que les zones à proximité des côtes, là où les courants sont suffisamment rapides pour un dimensionnement technico-économique acceptable des turbines.

Courants océaniques continus

Ces courants, à différencier des courants de marées, résultent d'un complexe brassage des eaux océaniques principalement dû aux gradients de température et de salinité. Compte tenu des débits et du volume global, on peut considérer qu'il faut environ mille ans pour qu'un brassage complet des eaux océaniques soit effectué [BON 98]. Seuls quelques courants sont suffisamment rapides pour qu'une exploitation soit envisageable, c'est le cas du Gulf Stream qui offre un débit moyen de 30 Mm³/s avec des vitesses comprises entre 1,2 et 2,7 m/s, tandis que les courants équatoriaux possèdent des vitesses plutôt comprises entre 0,2 et 0,3 m/s. La ressource globale est difficile à évaluer. Le Gulf Stream offre à lui seul une puissance cinétique de plus de 30 GW et environ 300 TWh annuels. Mais il n'est pas question de prélever massivement son énergie sans conséquences climatiques graves.

Énergie osmotique

La recombinaison de l'eau douce avec l'eau de mer salée donne lieu à un phénomène de diffusion (osmose) qui peut libérer de l'énergie. L'utilisation d'une membrane spécifique peut permettre d'obtenir une pression osmotique due à la diffusion de l'eau douce vers l'eau de mer, pression exploitable pour entraîner une turbine. Les moyens de conversion [JON 03], imaginés au début des années 1970, sont encore à l'état de projets très peu avancés (société norvégienne StatKraft Hydropower Company) et nous avons choisi de ne pas les présenter. Cette source d'énergie est renouvelable car c'est l'énergie solaire, au moment de l'évaporation de l'eau de mer, qui assure le cycle naturel d'évaporation, condensation, retour de l'eau douce vers l'océan salé. En terme d'impact environnemental, on sait aujourd'hui que l'arrivée dans les océans d'eau douce et des nutriments associés joue un rôle important pour la faune marine, il faut donc évaluer le seuil de prélèvement acceptable. Le gisement énergétique mondial est difficile à évaluer, car il dépend des fleuves exploitables et de la variabilité annuelle de leur débit. La quantité d'eau annuelle qui s'écoule des terres vers les océans représente environ 40.10¹² m³

[BON 98] soit un débit moyen de 1,3 Mm³/s. La ressource osmotique mondiale brute annuelle serait, sur cette base, de 30.10¹² kWh. Par exemple, le Mississippi, dont le débit moyen est de 18 000 m³/s conduit à une ressource brute de 420 TWh, dont 160 TWh seraient récupérables avec les solutions technologiques actuellement entrevues [THO 00]. En admettant un écrêtage des débits en période de crues et une exploitation plus partielle du gisement tenant compte du fait que les eaux charrient une grande quantité de matériaux solides et organiques, le seul fleuve Mississippi a la capacité de générer une énergie annuelle colossale. On retrouve les mêmes ordres de grandeurs sur d'autres fleuves comme l'Amazone, le Gange, le Danube...

Biomasse océanique

La phytomasse ou biomasse végétale océanique représente une production brute primaire d'environ 450.10¹² kWh (600 en zone terrestre) [BON 98]. Sur terre, on estime la part primaire, exploitable de façon réaliste, à environ 7000 TWh soit 1,5% de la production brute, et ce sont environ 1000 TWh qui sont réellement exploités. La biomasse marine n'est pas encore exploitée et il est assez difficile de déterminer ce qui serait vraiment récupérable de façon écologiquement et économiquement acceptable.

BILAN

Le tableau 1.1 effectue un bilan global des ressources océaniques. Les chiffres sont à ne surtout pas prendre au pied de la lettre, il s'agit d'ordres de grandeur. Les parts récupérables sont souvent très critiquables, le texte précédent permet de se faire une idée des marges d'incertitude. Pour comparaison, la production mondiale annuelle d'électricité en 2005 était de 17 000 TWh.

Energies annuelles 10 ¹² kWh (10 ³ TWh)	Solaire océans	Courants océaniques continus	Biomasse marine	Cycles hydrologiques			Marées	
				Eolien offshore	houle	Osmotique	Estuaires	Courants
estimation globale	400 000	?	450	>> 500	80	30	22	
part primaire exploitable	4 000	1 ?	4 (1/100 ^{ème})	100	2	0,3 ?	0,6	1,8
énergie électrique récupérable	80 (η 2%)	0,3 ? (η 30%)	1 (η 25%)	37 (η 37%)	0,75 (η 35%)	0,1 ? (η 30%)	0,6	0,9

Tableau 7.1. Ordres de grandeurs des ressources d'énergie renouvelables et de leur part exploitable en énergie primaire, puis électrique avec des moyens de production dont les rendement (η) sont précisés.

7.2.2. Aspects technico-économiques généraux

Avec toutes les ressources mentionnées, il n'y a aucune matière première consommée lors des conversions d'énergie, le coût de production de l'électricité sera donc seulement dû à l'amortissement de l'investissement, aux coûts de maintenance et d'entretien, à la durée de vie du système et à son coût de démantèlement, mais également à la durée de fonctionnement équivalent à pleine puissance. En effet, une bonne partie du coût des équipements, en particulier les parties électromécaniques, est directement liée à la puissance crête. Dans le cas des ressources intermittentes fortement changeantes (houle, éolien), il n'est pas économiquement rentable de dimensionner le système pour les situations énergétiques extrêmes (tempêtes), car, même si la puissance de la ressource peut alors être très élevée, la durée cumulée de production à ces niveaux d'intensité n'est généralement pas suffisante pour compenser le surcoût d'investissement. C'est ainsi que les systèmes de récupération doivent écrier la puissance reçue mais également arrêter de produire dans les situations critiques. De l'intermittence, de l'écrietage, des arrêts de survie et bien sûr des conditions de productivité du site, il résulte une durée annuelle de production équivalente à pleine puissance (DAPEPP) généralement très inférieure aux 8760 heures. En éolien offshore, on rencontre des valeurs de DAPEPP comprises entre 3000 et 4000 heures (soit jusqu'à deux fois les valeurs rencontrées à terre). Par exemple, les houlogénérateurs, selon leurs principes, conduisent à des DAPEPP de 1000 à 4000 heures. Les phénomènes de marée, outre le fait qu'ils sont très bien prédictibles, ont des effets bien délimités qui permettent des DAPEPP de 2000 à 4000 heures. Enfin, l'exploitation de l'énergie thermique des mers permettrait, en dehors des opérations de maintenance, de fonctionner en continu à pleine puissance.

Dans le cas des technologies offshore, la résistance aux vagues centenales¹ et autres caprices du sévère environnement marin nécessitent des dimensionnements particuliers et une expérience qui est encore faible à ce jour, expérience d'ailleurs en grande partie issue du secteur pétrolier et gazier d'extraction offshore. La difficulté d'intervention pour des opérations de maintenance en mer nécessite également d'atteindre de hauts niveaux de fiabilité et par conséquent, encore une fois, une expérience suffisante. Autrement dit, le secteur des énergies marines a besoin d'une réelle aide au décollage car la mise au point des technologies spécifiques ne pourra se faire sans de nombreuses expériences malheureuses, appelées échecs, qu'il faudra savoir positiver... La maturation des technologies éoliennes a finalement nécessité environ un siècle, elle aurait sans doute pu se faire plus rapidement si la volonté avait été plus forte, mais il faut probablement compter en décennies le temps nécessaire pour arriver à déclencher des courbes d'apprentissage économiques descendantes sous l'effet d'attractivité d'un marché porteur. La figure 7.1 montre un exemple de telles courbes d'apprentissage publiées dans un rapport de l'EPRI

¹ ayant une probabilité d'occurrence de une fois tous les 100 ans.

(Electric Power Research Institute) aux USA [BED 05a]. Le rapport [WAV 03] met en évidence une évolution similaire des coûts de production des systèmes houlogénérateurs en fonction du temps (fourchettes de 40 à 55 c€/kWh en 1980 et 5 à 11 c€/kWh en 2001).

La plupart des technologies mentionnées n'étant pas matures et parfois extrêmement disparates, comme c'est encore le cas pour les systèmes houlogénérateurs, les coûts d'investissement sont encore souvent imprécis. Nous donnons néanmoins quelques valeurs de coûts d'investissement ci-après dans les chapitres spécifiques aux différentes technologies en sachant très bien qu'ils évolueront fortement si elles se développent.

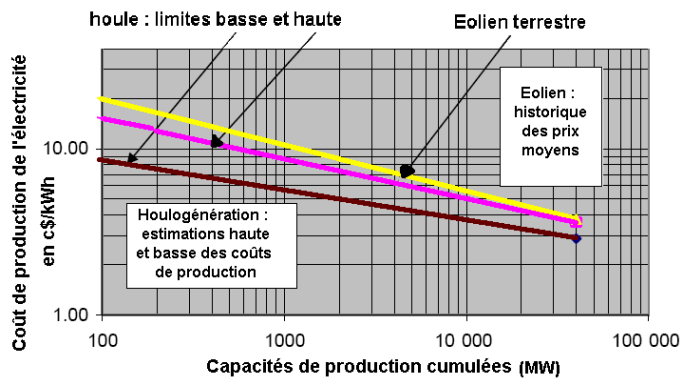


Figure 7.1. Exemple de courbes d'apprentissage économiques [BED 05a]

7.3. Systèmes houlo-générateurs (WEC : wave energy converters)

7.3.1. Caractéristiques énergétiques de la houle

Les vagues sont créées et entretenues localement par le vent et prennent la même direction que lui, leur période excède rarement 8 secondes. La houle, quant à elle, se propage en dehors de la zone où le vent lui a donné naissance, avec des oscillations plus lentes, typiquement de 10 secondes, avec une grande longueur d'onde (150 m) et une vitesse de propagation (ou vitesse de phase) d'environ 14 m/s. La période peut atteindre 25 secondes et la longueur d'onde 900 m par très grosse mer (36 m/s). Idéalement (onde sinusoïdale pure et profondeur infinie), la longueur d'onde est liée à la vitesse de propagation et à la période par la relation classique :

$$\lambda = c.T \quad [7.1]$$

En eaux profondes et aux grandes longueurs d'onde devant la longueur capillaire (environ 3 mm) [GUI 01], on a des ondes de gravité dont la vitesse de propagation c et la période T sont fonctions de la longueur d'onde λ [CLE 02] :

$$c = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} \text{ et } T = \sqrt{\frac{2\pi\lambda}{g}} \quad [7.2]$$

La profondeur des fonds marins joue également un rôle important dans le sens où de faibles profondeurs favorisent la dissipation énergétique. Ainsi, en arrivant sur les côtes, la houle a généralement perdu une grande partie de son potentiel énergétique. Malheureusement pour la simplicité de sa caractérisation, un champ de vagues est composé d'ondes multiples qui ne se propagent pas toutes dans la même direction. Une façon simplifiée pour caractériser la houle aléatoire [GOD 00] est de se limiter à seulement deux paramètres : une hauteur crête à creux notée H_s (hauteur significative calculée comme la moyenne du tiers des plus hautes vagues, parfois notée également $H_{1/3}$) accompagnée d'une période T_p , ces deux paramètres permettant de représenter un *état de mer* aléatoire en se référant à un modèle standard de répartition spectrale de l'énergie (T_p est alors la période du pic spectral). On estime généralement de une à trois heures la période de stabilité de cet état de mer dans la nature. Des bouées de mesure mouillées à très long terme sur un site donné permettent de dresser des statistiques et d'établir des diagrammes de distribution de probabilité (ou « scatter diagram ») mensuelle ou annuelle de T_p et H_s , comme celui de la figure 7.2, ou sous forme de tableau précisant le nombre d'heures cumulées par an en fonction de T_p et H_s . Des bases de données existent déjà et beaucoup de zones sont assez bien caractérisées. Les caractéristiques de puissance produisible des houlogénérateurs sont également définies en fonction de T_p et H_s par une *matrice de production*, ce qui permet d'évaluer aisément la productivité annuelle sur un site donné par « croisement » de ces deux matrices.

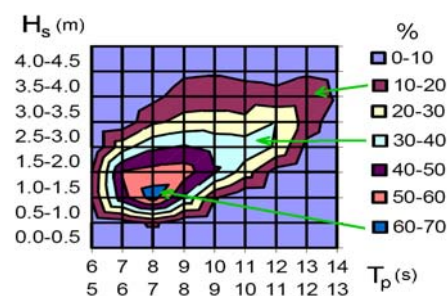


Figure 7.2. Exemples de diagramme de distribution de T_p et H_s de la ressource houlotrice sur un site particulier (Gorringe en Espagne)[BUR 05]

La puissance d'une vague progressive pure (parfaitement sinusoïdale et unidirectionnelle) peut se calculer assez aisément si la profondeur du milieu dans lequel elle se propage est supposée infinie (en pratique plus grande que la demi-longueur d'onde). Dans ces conditions, on peut démontrer [CLE 02] que la puissance (moyenne) transmise par unité de largeur de front de vague dans la direction de propagation s'exprime par :

$$P_w = \frac{\rho \cdot g^2}{32\pi} \cdot H^2 \cdot T \approx 980 \cdot H^2 \cdot T \quad (\text{W/m}) \quad [7.3]$$

où ρ est la masse volumique de l'eau, g l'accélération de la pesanteur, H est sa hauteur crête à creux de la houle et T sa période. Avec de l'eau de mer (masse volumique de 1024 kg/m^3), le coefficient $\frac{\rho \cdot g^2}{32\pi}$ vaut environ 980 unités SI. Pour une mer irrégulière dont le spectre est spécifié par la hauteur significative H_s et sa période T_p on obtient :

$$P_w \approx 420 \cdot H_s^2 \cdot T_p \quad (\text{W/m}) \quad [7.4]$$

Ces expressions peuvent paraître a priori surprenantes, car on pouvait s'attendre à une puissance proportionnelle à l'inverse de la période. Le résultat des expressions [7.3] et [7.4] est dû au comportement des ondes de gravité (voir expressions [7.1] et [7.2]). Ainsi, on montre que la puissance par unité de largeur de front de vague est bien proportionnelle à T ou à c .

La ressource est parfois caractérisée par sa hauteur moyenne H_m et sa période moyenne de passage à zéro T_z . Les équivalences respectivement avec la hauteur significative H_s et avec la période T_p sont données par : $H_s \cong 1,6 \cdot H_m$ et $T_p \cong 1,4 \cdot T_z$.

Outre le fait que la houle ondule à basse fréquence et engendre des fluctuations de puissance instantanée, la puissance moyenne de la ressource fluctue considérablement en fonction de l'état de mer. Si l'on applique l'expression [7.4] en houle aléatoire, on obtient les ordres de grandeur de puissance linéique suivants pour une mer peu agitée (5 s, 0,6 m) 0,7 kW/m et pour une « très grosse mer » (15 s, 18 m) 2 MW/m. C'est l'étendue de cette gamme de puissance de la houle incidente qui montre le défi lancé aux ingénieurs qui doivent concevoir des systèmes pouvant travailler des états de mer de puissance moyenne ou faible (les plus fréquents) tout en survivant aux états de mer extrêmes dont la puissance colossale est capable de ruiner de grosses plateformes offshore ou des navires de très fort tonnage. La puissance récupérable dépend ensuite de la largeur de houle captée et de l'efficacité du dispositif de conversion. Les houlogénérateurs ont souvent un comportement relativement accordé pour un type de houle donné et, même si un contrôle avancé

permet d'optimiser l'extraction de puissance dans des conditions variées, leurs caractéristiques de puissance de sortie ne sont pas vraiment proportionnelles à $H_s^2 \cdot T_p$.

Lorsque qu'un flotteur allongé (tel qu'un navire) est sollicité par la houle, il subit des mouvements selon ses 6 degrés de liberté : 3 en translation (cavalement, pilonnement et embardée) et 3 en rotation (tangage, roulis, lacet). Le cavalement, l'embarquée et le pilonnement sont respectivement les mouvements de translation par rapport à l'axe longitudinal, à l'axe transversal et à l'axe vertical. Le roulis, le tangage et le lacet sont les mouvements de rotation par rapport aux axes respectivement longitudinal, transversal et vertical. Pour prendre partiellement la mesure de la complexité de la caractérisation de la houle, la figure 7.3 montre un exemple de fluctuation de la hauteur à l'échelle d'une année.

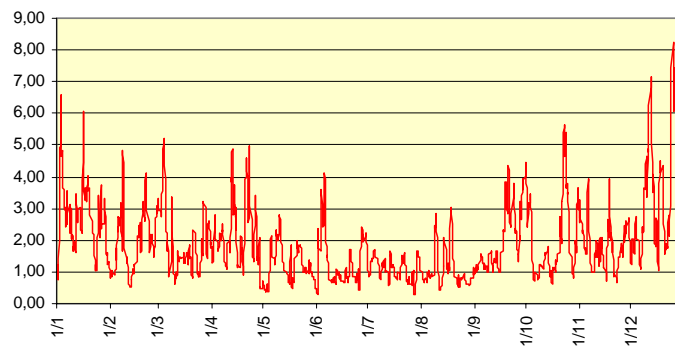


Figure 7.3. Exemple de fluctuations de la hauteur significative H_s sur une année (1999)

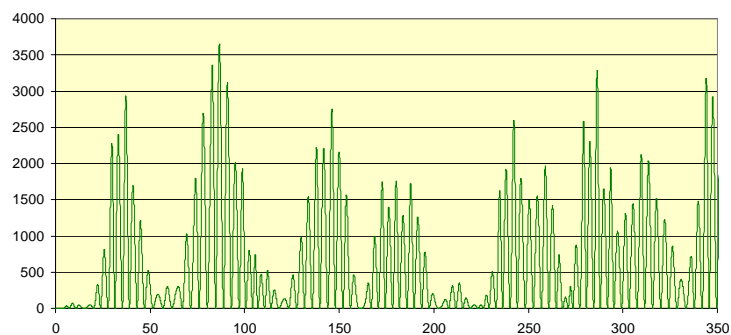


Figure 7.3. Exemple de fluctuations de la puissance instantanée de la ressource sur 350 secondes (en ordonnées, échelle arbitraire, en abscisse, temps en secondes).

La figure 7.4 fournit un exemple de fluctuations de la puissance de la ressource à l'échelle de quelques minutes (fluctuations instantanées). Sur cette dernière figure, on peut observer des variations à l'échelle de la période T_p mais également des « bouffées », à plus basse fréquence, appelées *groupes de vagues*, phénomène bien connu des baigneurs et des surfeurs.

7.3.2. Diversité de systèmes de conversion

Comme souvent, les technologies ont une histoire ancienne. C'est le cas de celles de récupération de l'énergie de la houle. On citera deux brevets (Girard 1799 et Barrufet 1885), dans lesquels les inventeurs ont essayé de concevoir des machines exploitant les mouvements de pilonnement (composante verticale) des vagues. Barrufet a proposé une ingénieuse machine constituée de flotteurs indépendant et transmettant leurs mouvements alternatifs à un arbre de transmission commun en rotation continue, lissant ainsi relativement bien les fluctuations locales. En dehors des contraintes très dures du milieu marin, l'une des difficultés consiste justement à tenter de résoudre le problème des fluctuations, au moins à l'échelle de la période T_p . Depuis les années 1970, de très nombreux dispositifs ont été imaginés, brevetés et/ou testés [WDK 01] mais il n'est pas possible d'en faire ici un inventaire. Cependant, en dehors des inclassables, on peut proposer une classification simplifiée [CLE 02] :

- systèmes à déferlement : l'eau de mer déferle sur une rampe, franchit son seuil et remplit un réservoir situé derrière, elle est ensuite turbinée à « basse chute » pour retourner à la mer. Ces systèmes présentent l'avantage de lisser la puissance et d'obtenir une production relativement régulière, en tout cas, qui ne fluctue pas au rythme des vagues. Naguère, ils étaient cantonnés aux côtes en exploitant la configuration naturelle du terrain pour créer le bassin à moindre frais (lagon par exemple) mais il existe maintenant des systèmes flottants ;

- systèmes à colonne d'eau oscillante : placés sur les côtes ou sur des machines flottantes, une cavité ouverte à l'action des vagues par une embouchure submergée voit sa surface libre interne osciller comme un piston liquide. L'air de la cavité est alors alternativement expulsé puis admis par une canalisation de sortie vers l'atmosphère. Une turbine, dont le sens de rotation ne change pas en fonction du sens de circulation de l'air, est placée dans la canalisation. La turbine entraîne un alternateur qui produit ainsi en continu de l'énergie ;

- systèmes à corps mus par la houle : de très nombreux systèmes à flotteurs en surface ou immergés ont été imaginés. Certains, présentant plusieurs corps animés par la houle, travaillent le mouvement relatif de ces corps - on parle alors de référence interne (ou référence embarquée). D'autres font travailler le mouvement d'un seul corps vis à vis d'une référence fixe (généralement le fond de la mer par

l'intermédiaire de structures fixes ou d'amarrages tendus) – on parle alors de référence externe.

Un second critère est celui de la localisation selon que les dispositifs sont sur la côte (shoreline), en mer mais au voisinage des côtes (nearshore) avec des fonds inférieurs à 50 m pour permettre un ancrage notamment, ou finalement au large (offshore). Les usines de production côtières doivent satisfaire de nombreuses contraintes, notamment l'adaptation à la topologie du site mais également l'acceptabilité, leur principal avantage résidant dans la facilité de raccordement aux réseaux électriques. Les systèmes nearshore ou offshore, quant à eux, permettent d'envisager des houlogénérateurs mieux standardisés et bénéficient d'une ressource énergétique plus forte. Ils sont généralement constitués de groupes de modules identiques installés en parcs, électriquement raccordés ensemble afin de mutualiser la production électrique en ne nécessitant qu'un seul câble commun à la côte. On parle aussi de *fermes houlogomotrices*.

D'une façon générale, les houlogénérateurs, en prélevant une partie de la ressource, amortissent la houle en réduisant la hauteur crête à creux. Bien que les caractéristiques des vagues et la technologie du récupérateur jouent un rôle important, on peut estimer que 10 à 30% de la ressource peuvent être récupérés. La caractérisation en watts par mètre de front de vague rend difficile l'évaluation de la puissance récupérable par unité de surface marine. Quelques évaluations ont été réalisées, notamment avec le système Pelamis, que nous décrivons plus loin. Par exemple, dans un milieu dont la ressource est d'environ 75 kW/m, on peut extraire 30 MW par km² d'espace maritime occupé et une énergie annuelle de 110 GWh/km², soit environ 6 fois plus qu'en éolien offshore, mais l'espace est également occupé plus intensément qu'en éolien.

Le coût d'investissement des houlogénérateurs proches de la maturité est estimé aujourd'hui dans une fourchette 1 à 3 €/W et les coûts de production, dépendant bien sûr de la technologie et des conditions locales, pourraient passer d'ici quelques décennies de quelques 10 c€/kWh à quelques c€/kWh. Les houlogénérateurs pourraient profiter du développement des éoliennes offshore, notamment des infrastructures de transport de l'électricité à terre.

7.3.3. Systèmes à rampe de déferlement

Nous en citerons deux : le *Tapchan* (Tapered channel) construit en 1985 sur la côte sur le site de Toftestallen en Norvège, d'une puissance de 350 kW et arrêté à la suite d'une tempête en 1991 et le *Wave Dragon*, système flottant dont un prototype au 1/4.5^{ème} a été mis en service en 2003 au Danemark. Le principe du Tapchan est décrit sur la figure 7.5.

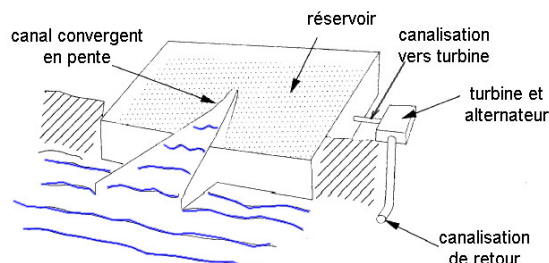


Figure 7.4. Principe du système à déferlement Tapchan

La qualité du remplissage du bassin dépend de la hauteur des vagues relativement à celle de la rampe de déferlement, mais également des effets de marées. Des solutions plus récentes permettent de mieux s'adapter à la hauteur de la houle en exploitant une rampe de déferlement incluant un système de captage échelonné le long de la rampe (Seawave Energy : SSG : Seawave Slot-cone Generator).

Le houlogénérateur Wave Dragon (www.wavedragon.net) est flottant et amarré, sa hauteur de flottaison est ajustable en fonction des caractéristiques de la houle. Les dimensions de la version échelle 1 sont 300 m (distance entre extrémités des bras), 170 m (longueur) et 17 m de hauteur dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer. La masse totale est de 33 000 tonnes avec un réservoir d'une capacité de 8 000 m³. Sa puissance maximale est de 7 MW avec une productivité annuelle de 20 GWh pour une ressource moyenne de 36 kW/m. Ainsi le nombre d'heures en équivalent à pleine puissance atteint 2800. L'eau est turbinée dans des turbines de basse chute (a priori Kaplan). Il est intéressant d'exploiter plusieurs turbines de petite puissance (ici 16 à 20), plutôt qu'une seule, ce qui permet d'améliorer le rendement en fonction du débit disponible. La courbe de rendement résultante est ainsi grandement améliorée. Des génératrices à aimants à vitesse variable permettent encore d'accroître le rendement global. Sur le système à échelle réduite, avec la même puissance maximale installée, passer d'un système à 2 turbines Kaplan à vitesse fixe à un système à 16 turbines Kaplan à vitesse variable, permet d'augmenter l'énergie annuelle de 1,79 à 2,04 GWh et de réduire le rapport Pmax/Pmoy, indicateur des fluctuations de production qui passe ainsi de 12,4 à 10,1 [SOE 04] [SCH 05]. Sur la côte atlantique britannique bordant le Pays de Galles, la capacité de production installable par km² de surface océanique est d'environ 28 MW, elle est encore plus élevée sur les côtes irlandaises et écossaises. La première machine à l'échelle 1/1 devrait être installée en 2007 au Pays de Galles (Milford Haven).

La figure 7.5 montre deux vues schématiques du dispositif Wave Dragon et la figure 7.6 montre une photographie du dispositif à échelle réduite (20kW, 237 tonnes, 58m x 33m, réservoir de 55 m³).

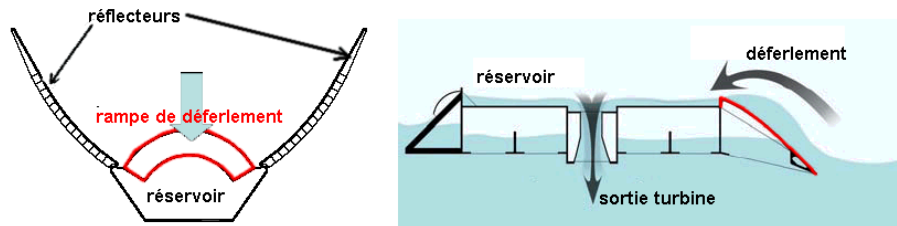


Figure 7.5. Vues de dessus et de profil du système flottant Wave Dragon, courtesy of Wave Dragon (www.wavedragon.net) [SOE 05]



Figure 7.6. Photographie du Wave Dragon à échelle réduite (58 x 33 m), courtesy of Wave Dragon.

7.3.4. Systèmes à colonne d'eau oscillante (OWC oscillating water column)

C'est peut-être l'un des principes les plus utilisés, il est d'ailleurs emprunté à la nature où les « trous de souffleur » présents dans les côtes rocheuses mettent bien en évidence les flux et reflux d'air piégé dans une cavité soumise aux fluctuations des vagues.

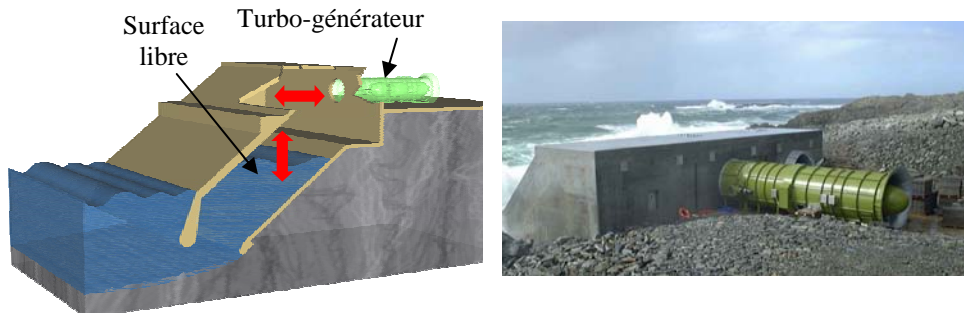


Figure 7.7. Dispositif à colonne oscillante LIMPET [MAC 04], courtesy of Wavegen.

Pour les systèmes côtiers, citons notamment la colonne Kvaerner (Norvège) qui a fonctionné entre 1985 et 1988 (hauteur totale : 25m, surface libre interne 56m², turbine 500kW à 1500 t/min), le projet pilote européen Pico, du nom de l'île des Açores au Portugal (chambre 12 x 12 m sur 8 m de haut, 400 kW, turbine Wells à pas variable), le convertisseur Energetech de 1 MW en Australie (système modulaire avec collecteur parabolique : 35 m d'ouverture) et le LIMPET (Land Installed Marine Powered Energy Transformer), de la société Wavegen, installé sur la côte de l'île d'Islay en Écosse d'une puissance de 500 kW, et pour finir les installations dans les ports de Haramashi et de Sakata au Japon, ainsi que celle de Kerala en Inde.

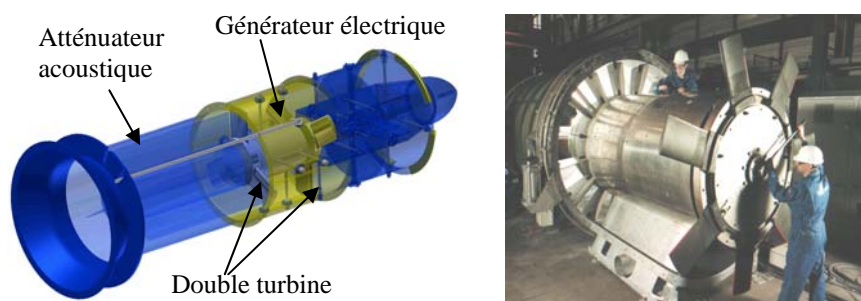


Figure 7.8. Turbogénérateur Wavegen à turbines Wells en cours de montage (groupe de 500 kW), courtesy of Wavegen, [MAC 04].

Nous proposons de fournir quelques détails du système LIMPET, installé à Islay, de la société Wavegen [FOL 05]. Le premier prototype (1991) avait une puissance de 75 kW, une seconde version de 500 kW a été mise en service en 2001 et est raccordée au réseau électrique du Royaume Uni. Le système actuel capte les variations de pression de 3 colonnes d'eau offrant une surface totale de captation de 169 m². Le turbogénérateur est constitué de deux turbines Wells à pas fixe de 2,6 m de diamètre en contre rotation, chacune entraînant directement un générateur asynchrone de 250 kW à double alimentation fonctionnant à vitesse variable (700 à 1400 tr/mn). La turbine Wells possède l'avantage d'un couple moteur qui ne change pas de signe avec le sens de circulation du flux d'air. Le système de l'île de Pico exploite, quant à lui, une turbine Wells à pas variable. Le bruit acoustique, connu pour être un inconvénient de ces turbines, est ici atténué par une chambre acoustique spécifique. Les turbines Wells permettent d'exploiter les flux d'air alternatifs produits par les oscillations de la surface libre de l'eau des colonnes et permettent d'optimiser l'amortissement dans le but de maximiser la récupération de puissance. Dans le système LIMPET, les turbines sont à pas fixe, leur courbe de rendement, en fonction du « tip speed ratio » λ ($\lambda = v/(R.\Omega)$, où v est la vitesse moyenne de l'écoulement d'air et $R.\Omega$ est la vitesse périphérique en bout de pales), est en forme

de cloche assez pointue. Pour les mêmes raisons et comme pour les éoliennes, la vitesse variable permet de mieux maximiser le rendement de la turbine en fonction du débit moyen d'air. Le rendement crête est supérieur à 70% en régime continu, mais il chute à moins de 30% sur cycle. Le moment d'inertie élevé des parties tournantes (1200 kg.m² dans cet exemple) produit un bon lissage des fluctuations de puissance de la ressource.

La société Wavegen propose différentes applications de son concept notamment pour constituer un mur brise vagues intégrant plusieurs générateurs de type LIMPET.

Notons que le convertisseur de 1 MW de la société australienne Energetech exploite une turbine à pas variable (type Denniss-Auld, comme la turbine Wells, son couple conserve le même signe lors des inversions de flux) associée à un générateur asynchrone à cage (12 pôles) à vitesse variable (2 convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsions : un côté machine et un côté réseau). Le système est ancré et posé sur des pieds adaptés à la profondeur locale. La figure 7.9 montre le réseau de caractéristique de puissance du houlogénérateur Energetech.

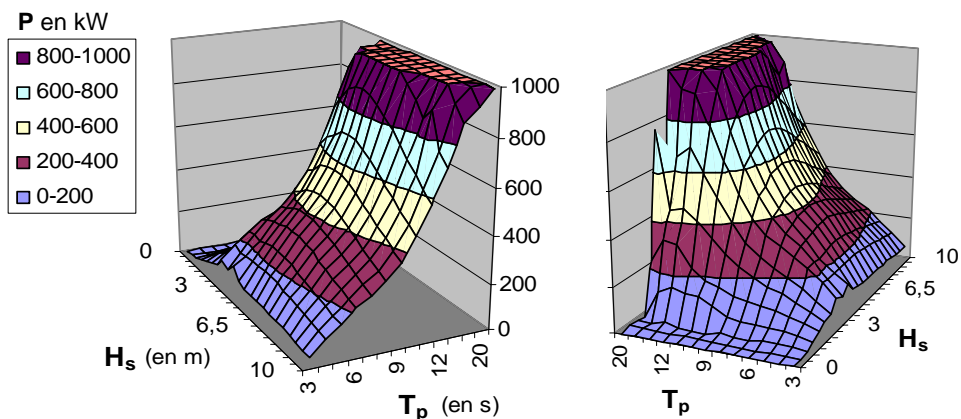


Figure 7.9. Courbes de puissance (en kW) du houlogénérateur Energetech

Enfin parmi les systèmes à colonnes oscillantes offshore flottants et ancrés, on citera :

- Le Sperboy (UK) constitué d'un flotteur de 4 m de diamètre sous lequel se trouvent des tubes (colonnes d'eau oscillantes) descendant à 12 m sous la surface et au-dessus duquel se trouve le système de conversion contenant les chambres de compression et un ensemble de 4 turbines génératrices horizontales délivrant une puissance totale maximale de 140 kW ;

- la Mighty Whale (Jamstec : Japan Marine Science and Technology Center) est un navire prototype de 50 m sur 30 m et 12 m de profondeur, mis en service en 1998. La puissance maximale est de 110 kW pour H_s = 8 m et T_p = 10 à 15 s. Le

système de conversion comprend 3 chambres à colonnes oscillantes associées à 3 groupes turbines Wells génératrices asynchrones (1 x 50 kW et 2 x 30 kW) à vitesse variable (300 à 1800 tr/min).

7.3.5. Systèmes à corps mus par la houle

L'un des représentant les plus connus de cette très vaste famille est le canard de Salter (« Salter duck »), du nom de son inventeur, conçu dans les années 1970. Son principe est d'utiliser des caissons étanches de forme asymétrique et excentrée roulant autour d'un axe en actionnant des pompes hydrauliques. Ce principe s'est heurté à de nombreuses difficultés technologiques, notamment liée à la tenue d'un axe long face aux vagues. Même si ce système a fait l'objet de nombreuses améliorations, il semble aujourd'hui surpassé par d'autres dispositifs dont seul l'avenir dira lesquels auront survécu à la « sélection naturelle ».

Citons quelques uns de ces dispositifs avant de développer plus en détail les caractéristiques du Pelamis :

- Power Buoy (Ocean Power Technologies, Inc., USA) [TAY 03] bouée immergée, partie fixe ancrage tendu et partie oscillante au rythme de la houle, le mouvement relatif est amorti pour être converti en électricité. Seule une balise indique la présence du système sous l'eau pour la navigation. Ce système, dont la fréquence propre rend ses performances très sensibles à la période de houle, nécessite un contrôle spécifique pour maximiser l'extraction de l'énergie, incluant notamment un comportement prédictif. Le dispositif de conversion comprend une pompe, un accumulateur et un moteur hydrauliques, ce dernier entraînant une génératrice électrique. Des versions à générateur électromagnétique linéaire direct sont également étudiées. Un modèle de 40 kW a été testé entre 1997 et 2002 : il fait 9 m de haut et a un diamètre de 1,5 m au niveau du flotteur, pour une masse de 2140 kg. Des modèles de 150 et 250 kW sont envisagés. Sur 20 000 m², 40 bouées de 250 kW permettraient d'installer une capacité de production de 10 MW.
- Archimedes Wave Swing (AWS, Pays Bas) : la version pilote, testée en 2004 au large du Portugal, a une puissance nominale de 1 MW (moyenne sur cycle) et crête de 2 MW. Chaque unité de production se trouve immergée à 8 m sous la surface, un flotteur cylindrique de 21 m de hauteur et 9,5 m de diamètre est mis en oscillation par les vagues et comprime l'air piégé entre lui-même et un cylindre ancré au fond. Il entraîne la partie mobile d'un générateur linéaire direct synchrone à aimants (1 MN, 2 m/s). Grâce à un convertisseur électronique de puissance et à un contrôle adapté, le système permet d'exploiter de façon optimale des périodes de houle comprises entre 9 et 20 secondes. Grâce à un effet de résonance mécanique,

une amplitude de houle de 1 m peut donner des mouvements de 7 m (course maximale du générateur). Contrairement à la solution finale envisagée, qui sera ancrée via des câbles, le dispositif expérimental est posé sur un socle (une barge coulée sur place) ce qui permet de le ressortir aisément. La version commerciale est prévue avec un diamètre de 12 m, une course maximale de 12 m et une puissance moyenne de 4,75 MW.

- Searev (Système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues, projet porté par l'Ecole Centrale de Nantes). Le concept Searev consiste en un flotteur complètement fermé à l'intérieur duquel une masse pendulaire (400 tonnes) est mise en oscillation par les sollicitations indirectes de la houle [BAB 05]. Dans la version prototype, ce sont des vérins hydrauliques qui amortissent le pendule et chargent des accumulateurs. Un contrôle mécanique en temps réel, piloté par l'informatique embarquée permet de maintenir le système pendulaire dans un état de résonance paramétrique malgré le caractère irrégulier de l'excitation due aux vagues. Des moteurs hydrauliques entraînent des génératrices asynchrones pour une puissance maximale de 500 kW. Une solution tout électrique à entraînement direct est également à l'étude [RUE 05].
- Pelamis (Ocean Power Delivery, Ecosse, <http://www.oceanpd.com/>). Le système Pelamis [YEM 00], actuellement commercialisé (modèle P750), est constitué d'un ensemble de 4 cylindres métalliques flottants reliés entre eux par trois articulations à deux degrés de liberté, et ressemblant à un serpent de 4,6 m de diamètre et d'une longueur totale de 123 m (700 tonnes, dont 380 tonnes d'acier). Le comportement du système lui fait suivre plus ou moins la déformation de la surface libre, ce qui en fait un « profiler » plus qu'un résonateur comme les systèmes précédents.

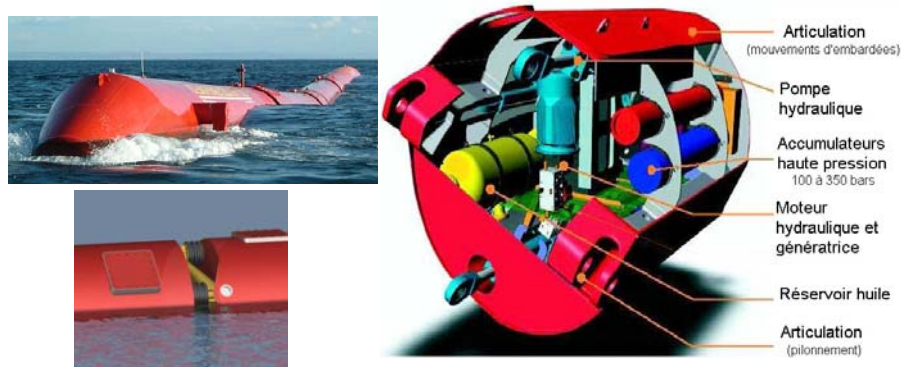


Figure 7.10. Houlogénérateur Pelamis P750 (750 kW), détail et éclaté de l'articulation active [HEN 05]. Courtesy of Ocean Power Delivery Ltd.

Cette forme générale lui permet de supporter des houles très variées et de bien exploiter leur énergie. Dans chaque articulation (voir fig. 7.10), se trouvent quatre vérins hydrauliques dont deux exploitent et amortissent les mouvements de pilonnement (verticaux) et deux autres, ceux d'embarquée (transversaux). Ces pompes accumulent l'énergie sous forme d'huile sous pression dans un réservoir (100 à 350 bars). Deux moteurs hydrauliques, qui tournent régulièrement, entraînent chacun une génératrice asynchrone de 125 kW à 1500 tr/min (vitesse fixe). Ainsi, ce dispositif présente l'avantage de lisser une énergie naturellement fluctuante. Sa durée de vie envisagée est de 15 ans. La puissance électrique maximale est de 750 kW (3 articulations comprenant chacune deux générateurs de 125 kW).

La figure 7.11 montre la cartographie de puissance en fonction des deux paramètres caractéristiques de la houle H_s et T_p . Sur la courbe, à période de la ressource constante, on constate une croissance puis un écrêtage, nécessaire pour le dimensionnement du système. L'architecture du Pelamis lui confère un comportement relativement accordé qui fait que la puissance récupérée ne suit pas la croissance de la puissance houlomotrice avec la période.

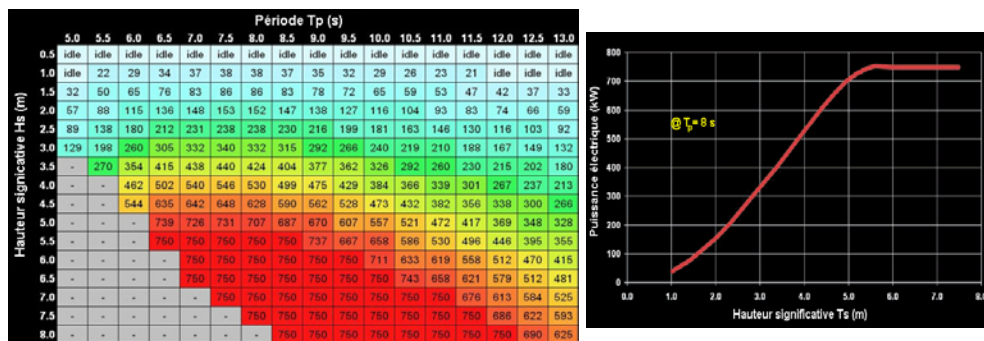


Figure 7.11. Cartographie de puissance électrique du Pelamis P750 (750 kW), et courbe en fonction de H_s pour une période de 8 s. Courtesy of Ocean Power Delivery Ltd.

Trois unités P750 seront installées en 2006 à 5 km des côtes du Portugal pour former une ferme houlogénérateur expérimentale de 2,2 MW pour un montant de 8 M€. Dans le principe, une superficie de 1 km² permet d'installer une capacité de production de 8 à 30 MW. Comme dans les fermes éoliennes offshore, les unités, espacées d'environ 150 m, sont organisées en clusters.

7.4. Convertisseurs de l'énergie des marées (TEC : tidal energy converters)

7.4.1. Caractéristiques des marées et autres courants marins

L'utilisation de l'énergie des marées est ancienne comme en témoignent les nombreux moulins à marée. La récupération peut se faire sous ses formes potentielle : variation du niveau de la mer et exploitation via un barrage, ou cinétique : exploitation directe des courants par des turbines placées directement dans le flux, comme des éoliennes sous-marines, appelées aussi hydroliennes. Ces deux principes donnent ainsi lieu à deux familles de systèmes marémoteurs. L'un des avantages des marées est leur grande prédictibilité qui facilite la planification et permet de mieux insérer de tels systèmes de production dans les réseaux, même s'il n'y a pas corrélation entre disponibilité et demande. Avec les systèmes à barrage, l'effet de stockage dans des bassins amont et aval peut être mis à profit pour faire du stockage, éventuellement en pompant dans les parties avantageuses du cycle.

Il existe, en fonction des lieux, différents types de marées. Les plus énergétiques possèdent environ 2 cycles par jour avec une période d'environ 12,5 heures et une amplitude qui varie sensiblement sinusoidalement sur un cycle. Les marnages ou amplitudes de marées (entre niveaux haut et bas) peuvent varier considérablement en fonction du lieu et du coefficient de marée (20 à 120). Le coefficient de marée est un facteur à appliquer pour déterminer l'amplitude de marée par rapport à une valeur de référence propre à chaque site. Par exemple, le marnage de référence de la baie du Mont Saint Michel est de 11 m, le plus fort coefficient est atteint aux équinoxes et conduit à un marnage maximal de 13 m. Cette région française figure parmi les premiers sites au monde, le plus fort marnage connu étant atteint dans la baie du Fundy au Canada avec une valeur de 16 m. La figure 7.12, issue de [DAV 04], montre les variations du coefficient de marée durant une année sur un site ainsi que des exemples de variation des courants côtiers de marée sur un cycle.

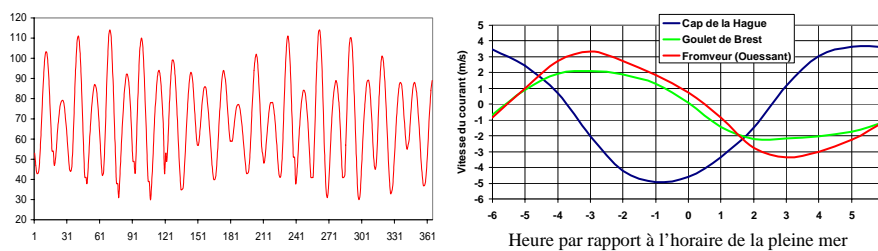


Figure 7.12. Exemples de variation du coefficient de marée sur une année (à gauche, 2001, Concarneau) et de variation de la vitesse du courant sur un cycle de marée [DAV 04] (Autorisation d'HydroHelix et Saipem)

Les courants de marée sont plus intenses lorsque la profondeur est faible et leur intensité est maximale en surface pour atteindre une valeur nulle au fond par effet de « couche limite ». L'évolution de la vitesse v en fonction de la distance z , comptée à partir de la surface, est du type :

$$v = v_0 \cdot \left[\frac{z}{H} \right]^\alpha \quad [7.5]$$

où v_0 est la vitesse en surface et H est la profondeur (valeur typique de α : 1/7).

Les phénomènes de marée ne sont pas les seuls à l'origine de courants marins. La rotation de la terre, les écarts de températures, les gradients de densité (fonction de la salinité) créent des courants continus, tels le Gulf Stream dont les vitesses moyennes annuelles (il existe en effet des variations saisonnières), en certains lieux et en surface, sont suffisamment élevées pour laisser entrevoir une possible exploitation commerciale. C'est notamment le cas au large des côtes de Floride où l'on observe des courants atteignant des vitesses de 2 m/s. On pourrait ainsi qualifier les courants de marée de courants alternatifs et les autres de courants continus. Nous insistons seulement sur le fait que les courants continus jouent un rôle déterminant sur le climat et qu'ils semblent déjà affectés par le réchauffement climatique, on ne peut donc pas envisager leur exploitation à grande échelle sans prendre en compte les conséquences écologiques qu'elle pourrait avoir.

7.4.2. Systèmes de production marémoteurs à barrage

La construction de barrages modifie la configuration du site côtier concerné ainsi que l'écosystème et nécessite des investissements lourds. Pour ces raisons, il y a eu très peu de réalisations au monde et la plus grande, de loin, est l'usine marémotrice de la Rance [BAN 97]. Mise en service en 1966, elle produit annuellement environ 0,540 TWh soit plus de 90% de l'énergie électrique marémotrice mondiale. Ses 24 groupes de 10 MW sont intégrés dans un barrage qui sert également de route pour relier Saint Malo à Dinard (voir fig. 7.13). Il n'y a eu que peu de réalisations de ce type en grande puissance (supérieure à 1 MW) si ce n'est au Canada et en Chine avec respectivement avec 20 MW et 5 MW. D'autres projets sont en attente depuis quelques décennies, dont celui de la baie du Fundy au Canada, où une usine de 5300 MW est envisagée, et celui de Severn en Angleterre avec 216 turbines d'une puissance totale de 8640 MW. Mais ces projets, déjà anciens, n'aboutiront peut-être jamais. Au total, ce sont 87 GW qui ont fait l'objet de pré-études de faisabilité dans le monde pour une productivité annuelle de 190 TWh. Une exception cependant : le barrage de Sihwa (12.7 km de longueur) construit au début des années 90 en Corée du sud pour des raisons toutes autres qu'énergétiques, et qui dispose d'une retenue d'une superficie de 173 km², doit être équipé d'une usine marémotrice de 250 MW

qui serait alors la plus puissante du monde (10 MW de plus que celle de La Rance). KOWACO (Korea Water Resources Corporation), l'exploitant du barrage existant, a logiquement étudié la construction d'une usine dont le coût de construction ne représente qu'environ 25% du coût total d'un aménagement de ce type, soit 250 M\$US (1 \$/W au lieu de 4 \$/W pour l'ensemble).

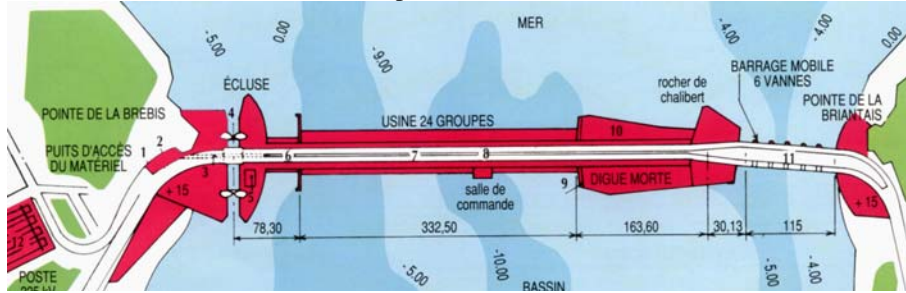


Figure 7.13. Schéma de l'usine marémotrice de La Rance (240 MW) [ABO 05b]

Le fonctionnement d'une usine marémotrice s'apparente à celui des centrales au fil de l'eau car la hauteur de chute reste faible, mais, contrairement à ces dernières, on dispose d'un choix : celui de fonctionner en simple ou en double effet. Dans le cycle à simple effet, les vannes de la digue sont ouvertes durant la marée montante et permettent de remplir un bassin. Lorsque le niveau de la mer est suffisamment redescendu pour que la hauteur de chute soit suffisante, des vannes sont ouvertes pour que l'eau retournant à la mer entraîne une turbine. C'est le principe mis en œuvre dans les anciens moulins à marée. Rappelons que la puissance hydraulique s'exprime par :

$$P_H = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \quad (W) \quad [7.6]$$

où ρ est la masse volumique de l'eau, h la hauteur de chute et Q le débit en m^3/s . Sachant que la hauteur de chute varie au fur et à mesure que le bassin se vide et que la hauteur du niveau de la mer évolue (environ sinusoidalement), il apparaît clairement qu'une stratégie d'optimisation des instants d'ouverture des vannes doit être mise en œuvre pour tirer le meilleur parti de la ressource.

Le cycle à double effet permet d'exploiter la puissance disponible aussi bien à la montée qu'à la descente des marées. On a alors besoin de turbines réversibles (fonctionnant dans les deux sens de courant). De tels groupes sont utilisés pour la centrale de la Rance [ABO 05b]. L'exploitation optimale est assez complexe. Par exemple, il peut être intéressant de pomper de l'eau lorsque la marée descend pour accroître le niveau côté terre et la turbiner plus tard avec une hauteur de chute avantageuse.

Aux marées de faible et moyenne amplitude, on utilise seulement un cycle simple effet :

- durant la marée montante, toutes les vannes sont ouvertes et l'estuaire se remplit avec un très léger décalage, dû au temps de transit de l'eau, en suivant le niveau de la mer ;
- une fois la marée haute atteinte, les vannes sont fermées et les groupes fonctionnent en pompage pour élever le niveau de l'eau dans l'estuaire (par exemple de 2 m), qui, dans ce cycle particulier, dépasse le niveau maximal en mer ;
- durant la descente, lorsque le niveau de la mer atteint environ sa valeur moyenne, les groupes sont enclenchés en turbinage et la production s'effectue avec un bon dénivelé jusqu'à ce que la mer soit remontée au voisinage de son niveau moyen. L'énergie dépensée lors du pompage est ainsi restituée avec un facteur quasiment deux grâce à l'augmentation de la hauteur de chute.

Aux fortes marées (coefficients supérieurs à 105, environ 20% des marées à Saint Malo), c'est le cycle double effet qui est mis à profit :

- durant la marée montante et même un peu au-delà, l'eau est turbinée et produit de l'électricité ;
- puis les groupes sont arrêtés, les vannes sont ouvertes pour accélérer le remplissage du bassin jusqu'au moment où le niveau de la mer atteint sa valeur moyenne ;
- enfin, on revient au fonctionnement du cycle à simple effet où l'on turbine l'eau accumulée dans le bassin jusqu'à ce que la mer retrouve son niveau moyen.

Dans le cycle à double effet, le niveau d'eau dans le bassin varie quasi-sinusoidalement avec un déphasage d'un quart de période par rapport à celui de la mer et sa valeur maximale reste inférieure à celle en mer. Aujourd'hui, l'expérience acquise a permis d'automatiser le fonctionnement et de tirer le meilleur profit de l'installation. Le prix de revient du kWh, toutes charges comprises, est parmi les plus bas à environ 3 c€[BAN 97].

Les groupes hydrauliques de l'usine de la Rance sont de type bulbe à axe horizontal, ils sont composés de turbines Kaplan (diamètre 5,35 m) à 4 pales et à pas variable, chacune accouplée directement à une machine synchrone, elle-même

couplée électriquement au réseau sans convertisseur électronique (vitesse fixe de 93,75 tr/min, 32 paires de pôles). Dans la centrale de Sihwa (en cours de construction), la technologie sera sensiblement la même avec 10 groupes de 25,4 MW, une productivité annuelle de 0,55 TWh, soit 2100 heures équivalentes à pleine puissance (2250 h pour l'usine de la Rance).

Lagons artificiels

Une façon de s'affranchir des contraintes topographiques peut être de créer un lagon artificiel et donc une usine marémotrice à barrage offshore. C'est ce que propose la société Tidal Electric Ltd. Des études de faisabilité ont été réalisées comme celle de la baie de Swansea au Royaume Uni où il existe une zone de 5 km² dans laquelle la profondeur des fonds à marée basse est comprise entre 1 et 5 m ce qui rend possible la construction d'une digue circulaire. La puissance moyenne accessible est proportionnelle au carré de l'amplitude de marées et à la superficie de bassin. Ainsi, dans la baie de Swansea, avec un lagon de 5 km² et des amplitudes de marée atteignant 7 m, on peut espérer une puissance de 60 MW et une énergie annuelle d'environ 0,187 TWh avec des groupes bidirectionnels exploitant le cycle à double effet décrit précédemment pour l'usine de la Rance. Le montant de l'investissement est estimé entre 70 et 110 M€ Mais cette technologie doit faire ses preuves, notamment en ce qui concerne la résistance de la digue.

7.4.3. Systèmes de récupération de l'énergie des courants marins

La technique de récupération des courants libres est très proche de celle des aérogénérateurs, à ceci près que la direction des courants est constante, que leur sens est alternatif (effets de marée) ou continu et que les turbines se trouvent dans l'eau salée (cette technologie a déjà été éprouvée en eau douce, notamment dans des fleuves amazoniens). On retrouve ainsi deux grandes familles de turbines selon que l'axe de rotation est vertical ou horizontal, mais également d'autres technologies plus originales telles que celle utilisant des ailes planes oscillantes fonctionnant à l'image de la queue des mammifères marins, ou encore des systèmes flottants de type « roue à aubes ».

A part les projets d'extraction de l'énergie du Gulf Stream (Floridahydro ou Ocean Energy Inc.) avec des puissances colossales : 400 turbines de 15 MW ou encore 4000 turbines de 2,5 MW [HOO 05], la plupart des projets actuels concernent les courants de marée. Nous focaliserons donc notre attention sur les technologies adaptées aux courants alternatifs de marées, sachant qu'elles sont pour la plupart adaptées aux courants continus.

La puissance mécanique, soit également à peu près la puissance électrique (car les rendements des génératrices sont proches de 100%), d'une turbine en flux libre s'exprime par :

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot v^3 \cdot S \quad (\text{W}) \quad [7.7]$$

où C_p est le coefficient de puissance hydrodynamique, limité par la loi de Betz à 59%, ρ la masse volumique de l'eau, v la vitesse du courant (m/s) et S la surface balayée par la turbine [MUL 04]. Quand la vitesse des courants varie sinusoidalement, la puissance de la ressource varie comme le cube de cette vitesse. Même si les fluctuations de vitesse n'ont rien de comparable à celles du vent, il peut être intéressant d'écarter la puissance au-delà d'une vitesse nominale. Cette vitesse est un paramètre important d'une optimisation technico-économique déterminé en fonction des caractéristiques de chaque site. Au large des côtes bretonnes, les courants ont des vitesses maximales de 0,5 à 3 m/s, au Raz Blanchard (pointe de la Hague), ils atteignent 5 m/s et, dans certains fjord de Norvège, on mesure des vitesses crêtes de 7,8 m/s. Avec un rendement hydrodynamique (C_p) minimal de 30% (pessimiste : les valeurs dans l'eau sont plutôt comprises entre 0,35 et 0,5), pour 3 et 7 m/s la puissance par unité de surface de turbine vaut respectivement 4 et 50 kW/m². Les caractéristiques des turbines ont exactement la même allure que celles des éoliennes ou de celles mises en œuvre dans les houlogénérateurs à colonne oscillante. La figure 7.14 met en évidence l'intérêt de faire varier la vitesse de rotation pour maximiser la récupération de puissance lorsque la vitesse du courant évolue selon le cycle de marée. Cette même figure montre la caractéristique de puissance électrique obtenue par un ensemble turbine à pas variable et génératrice électrique à vitesse variable. La vitesse variable permet d'exploiter pleinement les possibilités de la turbine au-dessous de la vitesse nominale (ici 2,4 m/s) et le pas variable permet d'écarter la puissance au-delà de cette valeur.

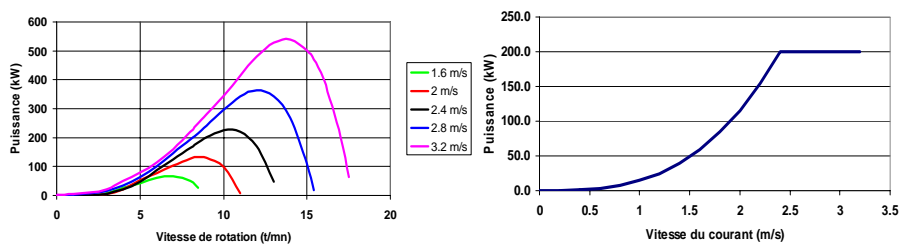


Figure 7.14. Réseau de caractéristiques de puissance d'une hydrolienne en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse du courant. Courbe de puissance typique d'une hydrolienne incluant un écartage de la puissance [DAV 04] (Autorisation d'HydroHelix et Saipem)

Dans la communication [DAV 04], les auteurs mettent en évidence l'existence d'un optimum de vitesse nominale du courant (à partir de laquelle la puissance est écrêtée) pour minimiser le coût de dimensionnement d'une hydrolienne. Bien que la puissance cinétique croisse sensiblement avec le cube de la vitesse du courant, on a intérêt à écrêter la puissance de la turbine aux forts courants (au-delà d'une vitesse dite nominale), ce qui permet d'optimiser le dimensionnement du système complet compte tenu du fait que les courants à vitesse élevée ont une occurrence faible. La figure 7.15 montre l'effet de la vitesse « nominale » du courant au-delà duquel la puissance est écrêtée sur la productivité énergétique annuelle. L'étude met en évidence un optimum économique aux alentours d'une vitesse de 2,2 m/s, valeur pour laquelle l'énergie produite aurait ainsi le coût de revient le plus faible.

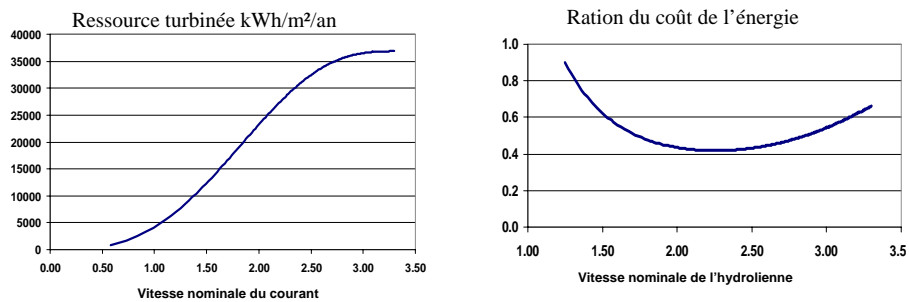


Figure 7.15. Influence de la vitesse nominale (du courant) du dimensionnement sur la productivité énergétique annuelle et sur le coût d'investissement ramené à la production (appelé « ratio du coût de l'énergie ») [DAV 04] (Autorisation d'HydroHelix et Saipem)

On distingue quatre catégories d'hydrogénérateurs marins :

- à turbine à axe horizontal
- à turbine à axe vertical
- à ailes battantes ou oscillantes
- à roue à aube flottante



Figure 7.16. Types d'hydrogénérateurs marins. De gauche à droite : turbine à axe horizontal (HydroHelix), turbine à axe vertical (Gorlov) et à aile oscillante (Stingray).

Les systèmes imaginés [BED 05b] sont quasiment tous totalement immergés, mis à part celui d'HydroGen (<http://www.hydro-gen.fr/>) qui met en œuvre des roues à aubes flottant en surface. Les générateurs immergés de petites puissance peuvent être flottants, placés sous une barge, ce qui permet de régler plus aisément le problème des variations de hauteurs dues aux marées elles-mêmes et de faire en sorte que les machines restent toujours au voisinage de la surface. Ils peuvent être également flottants portés par une bouée et amarrés, comme propose la société SMD Hydrovision (<http://www.smdhydrovision.com/>) ou encore Ponte de Archimede avec sa turbine KOBOLD à axe vertical (www.pontediarchimede.com). Ce principe est déjà exploité dans des rivières. Les hydrogénérateurs peuvent également être posés au fond sur base gravitaire (Lunar Energy : www.lunarenergy.co.uk et HydroHelix) ou encore portés par un monopieu métallique comme ceux de MCT Ltd (Seaflow, www.marineturbines.com). En fait le choix des structures porteuses est principalement dicté par la profondeur et par la nature des fonds, la figure 7.17 (MCT) [FRA 04] montre, de façon simplifiée, les diverses technologies de supports. Le monopieu est réservé aux profondeurs comprises entre 20 et 40 m. Il est enfoncé dans le sol (sable) par battage. Issues du secteur de l'exploitation pétrolière ou gazière offshore, les structures jacket, constituées de tubes soudés assurant une large emprise sur le fond, permettent d'accéder à des profondeurs supérieures et/ou à des sols rocheux. Ce sont également les technologies utilisées ou envisagées en éolien offshore.

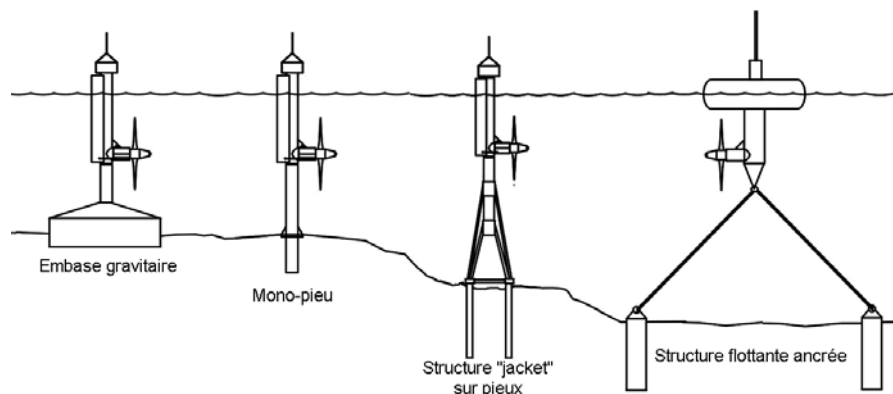


Figure 7.17. Différentes solutions technologiques de support des hydrogénérateurs [FRA 04] (Courtesy of Marine Current Turbines™ Ltd).

Les différents prototypes ou systèmes au stade préindustriel ont des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kW. Nous proposons d'analyser plus précisément les hydroliennes de la société MCT (Marine Current Turbines Ltd) qui ont fait l'objet de travaux bien avancés (projet Seaflow) et d'un rapport d'études publié et bien détaillé [SEA 05]. Le projet Seaflow a consisté à installer dans le

canal de Bristol (fonds de 20 à 30 m) une turbine bipale (pales en composites) de 11 m de diamètre, à pas variable jusqu'à 180° sur un pieu en acier de 42,5 m de long et 2,1 m de diamètre (masse 80 tonnes). La nacelle peut se déplacer le long du pieu ce qui facilite la maintenance. La puissance maximale, de 300 kW, est atteinte aux marées d'équinoxe. La turbine entraîne, à travers un multiplicateur mécanique à engrenages (rapport 1:70), une génératrice asynchrone à cage de 450 kVA (690 V et 3 paires de pôles) à vitesse variable (2 convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion dos à dos via un bus continu 760 à 1100 V). Comme dans le cas des éoliennes, les rotors bipales sont moins efficaces que les tripales et induisent plus de pulsations d'effort mais permettent une simplification mécanique et un coût plus faibles, du moins dans cette phase du développement. Les essais menés depuis l'été 2003 ont mis en évidence d'importantes fluctuations de puissance (30 à 50 kW) dues aux passages des pales devant le pieu (toutes les 2 s environ). A terme, MCT prévoit des monopieux supportant deux hydrogénérateurs bipales de 500 kW chacun disposés de chaque côté du pieu et dont les écoulements ne seront plus perturbés par le passage des pales devant le pieu.

La figure 7.18 montre deux photographies du système MCT Seaflow avec la nacelle émergée (pour maintenance) et immergée (en fonctionnement) ainsi qu'un schéma électrique du système complet incluant le secours (batteries et groupe électrogène), le contrôle d'orientation des pales et, bien entendu, la chaîne de conversion de puissance.

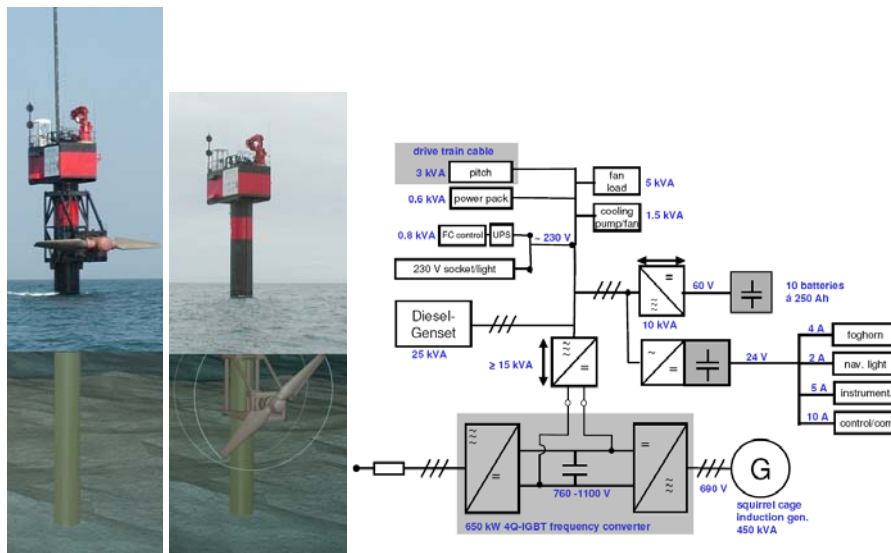


Figure 7.18. Hydrogénérateur Seaflow de MCT : photos (en maintenance et en service) [FRA 04] et schéma fonctionnel électrique [SEA 05] (Courtesy of Marine Current Turbines™ Ltd).

Une estimation du potentiel de production a été menée [BAH 04] dans la zone comprise entre l'île anglo-normande Alderney et la pointe de la Hague (forts courants). Le diamètre des turbines a été défini de telle sorte que le point le plus bas soit à une distance du fond égale à 25% de la profondeur et le point le plus haut à 7 m sous la surface (valeur prenant en compte des creux de houle de 4 m et 3 m d'incertitude). Les hypothèses complètes sont définies dans [BAH 04] avec des machines à double rotor (de type MCT) de puissances 12, 24 et 38 MW (diamètres respectifs de 14, 20 et 25 m), une puissance installée cumulée de 3243 MW, l'énergie annuelle productible atteint 7,4 TWh, ce qui donne une durée équivalente annuelle à pleine puissance de 2280 h.

La diversité des machines à axe vertical est bien décrite dans [ABO 05a]. Ces machines ne nécessitent pas d'être orientées par rapport au courant et peuvent assez aisément s'associer de façon matricielle. Elles possèdent un faible « Tip speed ratio » ($\lambda = R.\Omega/v$), en conséquence les vitesses de rotation optimales sont faibles. Trois catégories de turbines y sont présentées : Darrieus (dont les Kobold font partie), Gorlov (voir figure 7.16) et celles issues du LEGI (laboratoire de recherche de l'INPG) dont les bouts de pales comportent une cassure permettant de réduire les turbulences et d'améliorer le rendement hydrodynamique. Nous présentons ci-après le projet Enermar de la société italienne Ponte di Archimede, expérimenté depuis 2002 dans le détroit de Messine (entre la Sicile et l'Italie) où les courants atteignent 1,5 à 2 m/s avec une profondeur de 20 m. La turbine Kobold est suspendue à une plateforme flottante de 10 m de diamètre ancrée à 150 m du rivage. La turbine est à 3 pales en fibres de carbone de 5 m de longueur (hauteur) et 40 cm de corde et le diamètre vaut 6 m. Elle entraîne, via un multiplicateur (rapport 90:1), une génératrice synchrone triphasée à 4 pôles (1500 tr/min). Le maximum de puissance (130 kW) est prévu avec un courant de 3 m/s et pour une vitesse de rotation de 18 tr/min. Les tests n'ont cependant été effectués qu'avec un courant de 1,6 m/s et la puissance n'était que de 16 kW.

Les systèmes oscillants à ailes de type « hydrofoil » constituent la dernière famille d'hydrogénérateurs marins dont le dispositif Stingray (<http://www.engb.com>) est le représentant le plus abouti (le mot stingray signifie pastenague, une espèce de raie qui vit tapie sur le fond) [EB 02], [EB 03], [EB 05]. Les bords d'attaque d'une ou plusieurs ailes hydrofoil à plans parallèles sont disposés face au courant. L'angle d'attaque des ailes est réglé de telle façon que leur portance soit maximale et reste dans le même sens que le mouvement. Des vérins hydrauliques amortissent le mouvement en comprimant de l'huile dans un réservoir haute pression, l'huile est turbinée dans un moteur hydraulique qui entraîne une génératrice électrique à vitesse variable. L'angle d'attaque des pales nécessite d'être optimisé en continu (commande hydraulique) durant les oscillations verticales pour maximiser la récupération. L'ensemble est conçu pour être posé et ancré au fond de la mer. Un prototype de 150 kW à une seule aile (en réalité deux demi-ailes

alignées) a été construit, il occupe une surface au sol de 280 m² et pèse 35 tonnes (185 tonnes en incluant le ballast). Les demi-ailes ont une longueur de 7 m et une corde de 3 m, elles offrent une surface totale d'appui de 42 m². Le bras support, de 11 m de long, permet des oscillations de +/- 50° soit un débattement vertical de 17 m environ et une section de captation face au courant de 235 m. Le contrôle des mouvements nécessite une optimisation fine de la fonction d'évolution des angles, en particulier de la période. Dans un courant de 2 m/s, une période de cycle de 24 s conduit à une puissance de 117 kW. Le système a été testé et une version de 500 kW à 3 ailes superposées est en projet.



Figure 7.19. Système Stingray (Engineering Business Ltd) à aile hydrofoile : dessin, photographie du prototype et vue d'artiste d'une ferme sous marine [EB 03].

7.5. Autres systèmes de conversion

7.5.1. Aérogénérateurs offshore

Les aérogénérateurs faisant l'objet d'un chapitre spécifique de cet ouvrage, nous n'évoquerons que quelques spécificités liées aux applications marines, notamment en ce qui concerne les structures électromécaniques et le transport d'électricité à terre.

L'expérience cumulée depuis l'installation de la première ferme en 1991 (Vindeby, Danemark) et l'accroissement des puissances unitaires des machines (jusqu'à 5 MW) permettent d'atteindre des coûts d'investissement de 1,3 à 2,5 €/W. Bien que plus élevés qu'à terre (environ 1 €/W), ils restent compatibles avec une production économique car les vents en mer sont plus forts et plus réguliers qu'à terre. On obtient ainsi couramment des durées de production annuelle de 3000 à 4000 heures (environ 2000 à terre). Fin 2005, sur les 57 800 MW éoliens installés dans le monde, 785 MW l'étaient en mer avec quelques très grandes installations, comme celle de Horns Rev (Danemark) d'une puissance de 160 MW (80 machines

de 2 MW). La profondeur des fonds et l'éloignement des côtes sont des facteurs d'accroissement du coût. Dans l'état actuel de la technologie, la turbine d'une éolienne offshore a un diamètre compris entre 80 et 120 m pour des puissances nominales de 2 à 5MW. Les génératrices sont encore, la plupart du temps, associées à un multiplicateur de vitesse. La vitesse variable est quasi systématique et les chaînes de conversion sont à base de machines à double alimentation [MUL 04]. Les coûts de maintenance offshore étant très élevés et pouvant entraîner des pertes de productivités importantes, notamment si les conditions météorologiques ne permettent pas d'intervenir rapidement, il est important de minimiser la fréquence des opérations et de maximiser la fiabilité. Une défaillance de multiplicateur mécanique peut nécessiter de mettre en œuvre des moyens de remplacement lourds et coûteux [BUS 01]. Les génératrices à entraînement direct (synchrones à grand nombre de pôles et ainsi fort couple massique), notamment à aimants, devraient progressivement occuper le marché de l'éolien offshore.

Actuellement, les profondeurs accessibles sont de 10 à 20 m. Au-delà, les technologies ont encore des coûts prohibitifs. Le coût des structures porteuses et de l'installation en mer représente une part élevée du coût total (0,6 à plus de 1 €/W). Celui de l'installation électrique de conversion et de transport est typiquement de 0,3 €/W pour des distances comprises entre quelques km et 20 km. Ces coûts ajoutés à ceux des machines (environ 1 €/W) limitent la faisabilité économique des fermes offshore. Celles-ci sont composées d'un grand nombre d'aérogénérateurs, eux-mêmes regroupés en clusters : regroupement en étoile (star cluster) ou en chaîne (string cluster). La différence majeure entre ces deux types de regroupement est liée à la disponibilité de l'énergie des générateurs, notamment en cas de défaillance des câbles, moins bonne pour un cluster en chaîne dans lequel le câble de raccordement est commun à l'ensemble du cluster [MUL 04]. En contre-partie, chaque cluster en étoile nécessite une plate-forme. Le dimensionnement des câbles et des transformateurs diffère selon l'architecture et la puissance des générateurs. Par exemple, pour une architecture en étoile, on peut éviter l'utilisation de transformateurs si les tensions des générateurs sont suffisamment élevées (concept Windformer d'ABB) [DAH 00].

Le transport de l'énergie produite par des fermes éoliennes de grande puissance (quelques 100 MW), relativement éloignées des points de raccordement en haute tension (quelques dizaines de km), peut s'effectuer en courant continu ou alternatif. Selon la distance et divers critères d'accessibilité et de fiabilité, le choix se porte sur l'une ou l'autre des familles de solutions. Les systèmes de transport en courant continu (HVDC) de grande puissance présentent l'avantage de désynchroniser les sources. Les niveaux de tension continue atteignent 145 kV ou +/- 145 kV (tensions continues symétriques) avec des câbles de 600 à 700 mm². Les technologies les plus matures mettent en œuvre, à chaque extrémité de la ligne, un redresseur-onduleur à thyristors en commande de phase, mais elles génèrent des harmoniques,

consommation de la puissance réactive et doivent donc être associées à des dispositifs de compensation passive ou active (Fig. 7.20). Actuellement, les solutions à courant alternatif dominant car les distances entre la ferme et le raccordement terrestre restent suffisamment faibles (moins de 15 km). Les transmissions à courant continu devraient cependant finir par s'imposer avec l'accroissement des distances, des puissances et la baisse des coûts des convertisseurs électroniques de puissance.

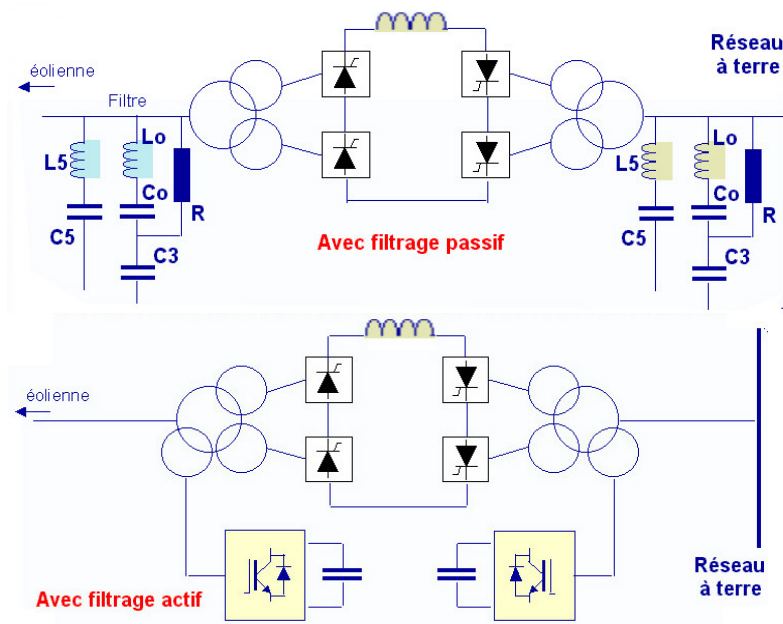


Figure 7.20. Systèmes HVDC de transport en courant continu à thyristors (avec filtres passif ou actif) [COUR 02] Areva T&D.

Les possibilités offertes par les IGCT et IGBT de grande puissance permettent d'envisager une transmission en courant continu avec des convertisseurs à modulation de largeur d'impulsions (redresseurs-onduleurs actifs) qui requièrent moins de filtrage et qui permettent de contrôler la puissance réactive, mais ces technologies sont très coûteuses. Dans le cas des transmissions en courant alternatif, des dispositifs de compensation active de type parallèle et série (UPFC : Unified Power Flow Controller) permettent de réduire les effets des fluctuations de la puissance éolienne injectée sur un réseau trop faible eu égard à la puissance crête [COUR 02] tout particulièrement si un dispositif de stockage d'énergie est associé. Si les machines sont à vitesse variable, le nombre de convertisseurs AC-DC et DC-AC peut varier selon qu'on connecte un convertisseur par générateur ou un convertisseur par cluster, voire un seul convertisseur pour le parc complet. Dans le

premier cas, la vitesse de chaque turbine peut être individuellement asservie en fonction du vent. Dans les second et troisième cas, on agit indirectement sur l'ensemble du cluster ou de la ferme, ce qui nécessite que les conditions de vent soient homogènes, ce qui est fréquent en mer.

En ce qui concerne les aspects « génie civil » offshore, on pourra se référer à l'article [RUE 04] dans lequel diverses solutions sont envisagées en fonction des profondeurs, de la nature des fonds (sable sur argile, sable sur substrat rocheux, sédiments...). On retrouve les solutions évoquées dans le cas des turbines sous-marines (Fig. 7.17) avec la possibilité de structures flottantes. Les caractéristiques locales de la houle, des courants, du marnage et, bien sûr, des vents extrêmes, jouent également un rôle important dans le dimensionnement des structures porteuses [MOR 04]. Lorsque la profondeur augmente, la masse nécessaire d'acier et de béton devient prohibitive, des points de vue économique et énergétique (énergie nécessaire à la fabrication). L'étude [RUE 04] montre que la masse d'acier par MW commence à 80 tonnes par MW pour une profondeur quasi nulle et croît ensuite de 3,6 à 4,6 t/MW par mètre de profondeur. Par exemple, pour le support d'éolienne en zone offshore en Languedoc Roussillon (fonds sédimentaires à 50 m), on propose une structure « jacket », ancrée par 4 ancres de 7,5 m de diamètre et 15 m de long. 1400 tonnes d'acier sont nécessaires pour supporter une éolienne de 5 MW (axe à 126 m au dessus du fond), soit une dépense énergétique de 10 GWh (2000 h de production à pleine puissance). Ainsi, au-delà d'une certaine profondeur, des structures flottantes sont envisagées. Différents concepts sont présentés dans [RUE 04]. L'un d'eux semble prometteur, il s'agit de la plateforme à ligne tendue (TLP : tensioned leg platform) : la turbine est montée sur un mat, solidaire d'un flotteur immergé à 3 branches maintenues par des tendons tubulaires ancrés [HEN 02]. Le principal avantage est lié aux faibles quantités de matières nécessaires. La figure 7.21 montre deux concepts d'éoliennes offshore flottantes issus de [HEN 02].

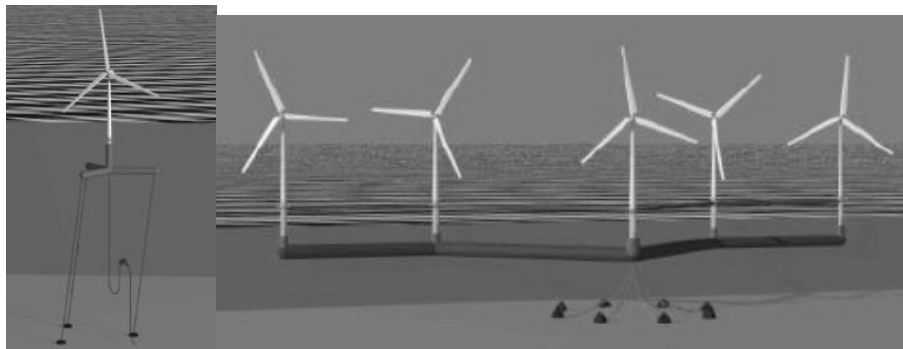


Figure 7.21. Exemples de concepts offshore flottants [HEN 02]. A gauche : le principe TLP, à droite : vaisseau semi-submersible autostable et ancré.

La densité de machines est limitée par le fait que la distance entre elles doit être suffisante pour limiter les effets de sillage. Des espaces de 6 à 10 fois le diamètre des turbines conduisent à des densités de puissance de 5 à 8 MW/km², soit des productivités annuelles comprises entre 16 GWh et 32 GWh/km² selon l'intensité des vents.

L'exemple de Horns Rev

La ferme danoise de Horns Rev d'une puissance de 160 MW, mise en service fin 2002 en Mer du Nord, permet de fournir un exemple concret. Située à une distance comprise entre 14 et 20 km des côtes et sur des fonds de 6,5 à 13,5 m, son coût d'investissement a été de 268 M€ (1,68 €/W), dont 40 M€ de raccordement. Sa production annuelle est de plus de 600 GWh (soit 3750 heures annuelles, vitesse moyenne des vents égale à 9,7 m/s) pour un espace maritime occupé de 20 km² (5 x 4). La ferme comprend 80 éoliennes Vestas V80 de 2 MW tripales à génératrice à double alimentation, espacées de 560 m. Les éoliennes, incluant leurs propres transformateurs 690 V-33 kV, sont agencées en 10 clusters en chaîne, associés deux à deux et connectées à la station de conversion en 150 kV triphasé 50 Hz. L'énergie est ensuite transportée à terre via un câble de 21 km. Le comportement très capacitif du câble est compensé par des réactances placées à terre. La tension au niveau de la station de conversion vaut normalement 165 à 169 kV et peut descendre à 122 kV. Le transformateur 160 MVA offshore est équipé d'un régulateur en charge permettant un fonctionnement entre 122 et 170 kV. La station de conversion en mer est située dans une plateforme en acier de 1200 tonnes à 14 m au-dessus du niveau de la mer. Cette plateforme est une superstructure parallélépipédique d'une surface de 20 x 28 m et de 7 m de hauteur qui comprend, outre le transformateur, divers équipements de sécurité : disjoncteurs, générateur diesel de secours, plateforme surélevée pour hélicoptère, bateau d'intervention, etc. Les aérogénérateurs sont montés sur des monopieux de 4 m de diamètre, enfoncés de 22 à 24 m dans le sol et émergeant de 9 m, soit des longueurs comprises entre 37 et 47 m en fonction de la profondeur. Le dimensionnement des structures porteuses a été effectué pour une tenue à des vagues maximales de 8 m et une valeur moyenne de la hauteur significative de 1 m.

7.5.2. *Convertisseurs exploitant l'énergie thermique des mers (OTEC : Ocean Thermal Energy Converter)*

L'idée de mettre en œuvre une faible différence de température, notamment dans les océans, pour faire fonctionner une machine thermodynamique est attribuée à D'Arsonval (1881). Georges Claude, dans les années 1920 à 1930, tenta plusieurs expériences en mer, dont une qui produisit de l'énergie durant quelques jours. Mais les nombreuses difficultés techniques eurent raison de ses essais courageux [MAR 80]. La disponibilité de la ressource (parfaitement continue) qui permettrait

de fournir une production de base, voire ajustable, représente l'un de ses atouts majeurs. Divers autres projets ont été envisagés mais peu ont abouti jusqu'à maintenant. Parmi ces derniers, on citera la centrale OTEC (Ocean Thermal Energy Converter) d'Hawaï, mise en service en 1979, produisant 18 kW électriques [VEG 99] durant sensiblement 8000 heures par an, selon les arrêts de maintenance. Pour minimiser la perturbation environnementale, on estime que la densité de prélèvement de puissance ne doit pas excéder 0,2 MW_e/km² [AVE 02].

Le principe des dispositifs OTEC est fondé sur une machine à turbine utilisant la détente d'un fluide évaporé sous l'effet d'une source chaude (température des eaux de surface : 26 à 30°C) puis condensé grâce à une source froide (température des eaux profondes pompées et ramenées au niveau de la machinerie). Il est donc nécessaire de pomper à des profondeurs de l'ordre de 800 à 1000 m pour disposer d'un écart de température le plus élevé possible sans toutefois dépenser une quantité d'énergie excessive pour le pompage. Le rendement théorique de Carnot s'exprime par :

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{\text{mini}}}{T_{\text{maxi}}} \quad [7.8]$$

où les températures maximale et minimale sont exprimées en kelvins. On obtient donc, avec $T_{\text{mini}} \cong 277 \text{ K}$ (4°C) et $T_{\text{maxi}} \cong 301 \text{ K}$ (28°C), un rendement théorique de 8%. Mais en réalité, compte tenu de la réalité du cycle thermodynamique, on arrive

plutôt à l'expression $\eta_c = 1 - \sqrt{\frac{T_{\text{mini}}}{T_{\text{maxi}}}}$ [AVE 02], soit 4% dans ces conditions. En

outre, il faut des débits considérables d'eau chaude et d'eau froide, de l'ordre de 2 à 3 m³/s par MW_e. Les pertes de pompage associées (d'eau chaude comme d'eau froide) sont d'autant plus faibles que les pertes de charge dues à l'écoulement dans les tuyaux sont réduites. Il est donc essentiel, tout particulièrement pour la longue canalisation d'eau froide, de disposer d'un diamètre de conduite élevé. Les optimisations économiques (compromis dépense énergétique de pompage, coût des canalisations) conduisent à des sections de l'ordre de 1,8 m² par MW_e, soit des diamètres de 1,5 m pour 1 MW et 15 m pour 100 MW. L'énergie dissipée pour le pompage de l'eau représente alors entre 20 et 30% de l'énergie produite par la turbine. Il résulte de tout ceci un rendement net de production d'électricité d'environ 2,5 à 3%. Comme la ressource est renouvelable, ce faible rendement n'engendre pas une surconsommation de matière première non renouvelable mais « seulement » un surdimensionnement coûteux de la machine thermodynamique. Jusqu'à maintenant, l'un des principaux freins au développement des technologies OTEC, hormis leur manque de maturité et les difficultés techniques, comme la résistance du tuyau de grande longueur, est le coût d'investissement qui reste très élevé (4 à 12 €/W).

Les centrales OTEC peuvent être construites sur la côte, ce qui simplifie les problèmes de transport d'électricité mais accroît le coût du pompage car il faut augmenter la longueur des conduites, notamment celle d'eau froide. Cela se révèle même techniquement inacceptable si la profondeur ne décroît pas suffisamment vite au voisinage de la côte. Dans les autres cas, l'usine de conversion doit être construite sur une barge. La figure 7.22 montre les principaux constituants d'une telle usine [GAU 04]. La conduite de grande longueur et de grand diamètre peut être réalisée en PEHD (Polyéthylène Haute Densité) pour des diamètres jusqu'à 1,5 m, voire en plastique armé ou en béton allégé pour de plus grands diamètres jusqu'à 30 m.

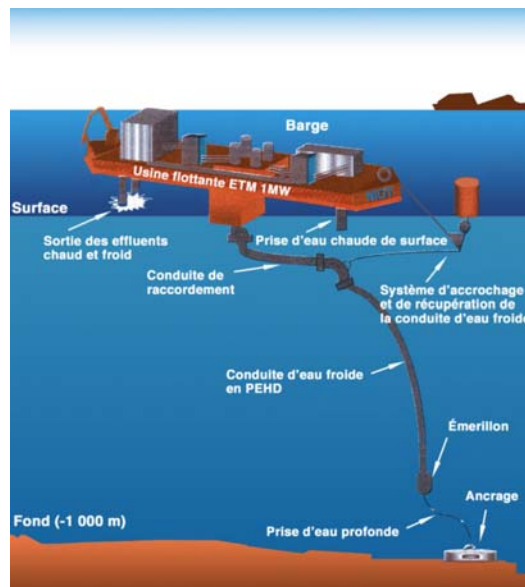


Figure 7.22. Schéma d'usine flottante de récupération de l'énergie thermique des mers (ETM) (avec l'autorisation d'ECRIN) [GAU 04].

Avec d'aussi faibles écarts de température, les convertisseurs thermodynamiques peuvent être de deux types : à cycles ouverts ou fermés. Les machines à cycle ouvert exploitent directement l'eau de mer et permettent d'éviter des échangeurs très encombrants et risquant de se boucher sous l'effet du « biofouling » (croissance de micro-organismes). Le principe consiste à faire fonctionner la turbine dans une enceinte à très basse pression (2 à 3 kPa ou 20 à 30 mbar) créée avec des pompes à vide. L'eau de la source chaude, à de telles pressions, se vaporise et entraîne la turbine puis se condense au contact de la source froide. L'eau douce obtenue par condensation peut d'ailleurs être utilisée comme un sous produit valorisable. L'inconvénient majeur du cycle ouvert réside dans les dimensions importantes de la turbine basse pression. Pour produire 1 MW_e, un diamètre de turbine de 8 m est

requis [RAV 02], et pour des puissances d'environ 100 MW, on atteint la valeur prohibitive de 80 m. La simplicité du cycle ouvert trouve ici sa limite. Il n'est aujourd'hui plus envisagé que pour de faibles puissances (inférieures au MW). Le cycle fermé permet quant à lui, au prix de l'utilisation d'un fluide à plus basse température d'ébullition, en l'occurrence l'ammoniac, et d'échangeurs de très grande surface, d'utiliser une turbine de plus petites dimensions (diamètre 1 m pour 1 MW) [RAV 02]. Les échangeurs doivent avoir des surfaces de l'ordre de 10 000 m² par MWe et résister à la corrosion et au biofouling. Les matériaux utilisables sont le titane et l'aluminium. La lutte contre le biofouling nécessite, si l'on veut éviter l'usage de produits chimiques (chlore par exemple), un nettoyage mécanique quasi-continu. Quel que soit le cycle, la turbine entraîne une génératrice (synchrone, voire asynchrone) à travers un multiplicateur de vitesse dans le cas des cycles ouverts où la turbine est très lente. La vitesse variable peut-être envisagée pour améliorer le rendement en cas de variation de la puissance, mais les difficultés actuelles sont ailleurs (conduites de pompage, résistance du raccordement à l'usine en présence de houle, corrosion et biofouling des échangeurs...).

A condition de mettre des moyens dans la durée, les centrales OTEC pourraient trouver leurs premiers débouchés dans les îles des zones tropicales et équatoriales où la production de base d'électricité à partir de ressources fossiles coûte de plus en plus cher. Ces premiers marchés pourraient conduire aux développements et améliorations technologiques nécessaires pour amorcer des baisses de coût significatives et envisager des applications connectées aux grands réseaux électriques.

7.6. Conclusion

Le potentiel des ressources énergétiques marines est immense et leur variété est telle que l'on peut envisager dans la plupart des régions du globe une participation tout à fait significative à la production mondiale d'électricité, mais également d'hydrogène, d'eau douce, de froid... Les solutions technologiques sont encore en pleine évolution. La plupart d'entre elles n'a pas encore été confrontée aux contraintes de la nature et du marché et il reste encore généralement un travail considérable de recherche et de développement. Compte tenu, des courbes d'apprentissage économique à peine amorcées, le potentiel de baisse des coûts d'investissement de la plupart des technologies marines est très élevé, ce qui laisse entrevoir des coûts de production très attractifs à terme. Ainsi, il est surtout important de développer une volonté politique suffisante pour expérimenter le plus rapidement possible dans les conditions réelles et difficiles du milieu marin, en prenant évidemment des risques. En effet, comme dans tous les autres domaines, il faudra des échecs (constructifs) pour progresser et atteindre une réelle maturité industrielle.

L'électricité produite par les systèmes de conversion que nous venons de passer en revue est souvent fluctuante et plus ou moins bien prédictible. Ceci n'est pas gênant, tant que la proportion d'énergie injectée dans les réseaux reste modeste, moyennant une gestion appropriée du réseau. Un recours plus important à des formes d'énergie fluctuante et difficilement prédictibles à long terme (éoliennes, houlomotrices) engendre en revanche des externalités économiques : il est alors nécessaire d'installer d'autres moyens de production ou de stockage capables de répondre à la demande et de travailler à un meilleur ajustement de la consommation à la production...Notons cependant que la prédiction météorologique a fait des progrès importants et qu'elle est déjà largement exploitée dans le domaine éolien, il pourra en être de même avec la houle. Les courants de marée sont quant à eux parfaitement prédictibles et la conversion d'énergie thermique des mers est destinée à fonctionner « en base ».

Nous avons vu que c'est en zone offshore que les ressources sont les plus abondantes. Le transport d'électricité à terre et les conversions associées pèsent alors de façon significative sur le coût global d'investissement. La mutualisation de ces infrastructures pour des systèmes de conversion différents mais complémentaires (vent et houle, voire courants marins) peut permettre de réduire, en fin de compte, les coûts de production.

Nous savons désormais que toutes les transformations d'énergie à grande échelle perturbent plus ou moins l'environnement. L'agression est particulièrement intense lorsqu'il s'agit d'une exploitation de ressources non renouvelables (qui ne s'inscrivent pas dans les cycles naturels à notre échelle de temps) mais également, dans certains cas, lors de l'exploitation de ressources renouvelables. Afin de réaliser des économies d'échelle, c'est pourtant ce que l'on cherche souvent à faire. Pourtant la production à petite échelle et sur le lieu de consommation représente une solution de moindre perturbation, mais en mer, il y a peu de consommateurs et cela n'est pas possible. Il est donc indispensable de mener des études d'impact environnemental sérieuses et, comme l'écosystème est d'une complexité dont nous n'avons pas percé tous les secrets, il apparaît alors raisonnable d'éviter toute transformation énergétique massive. Les taux de prélèvement doivent rester faibles. C'est pourquoi les réductions de consommation constituent l'une des priorités du développement durable. Enfin, dernier des aspects environnementaux, l'impact du changement climatique sur la production d'énergie à partir des ressources renouvelables. Les effets du changement climatique sont très sensibles en mer et l'on commence déjà à se préoccuper de leurs conséquences, notamment en terme de dimensionnement des systèmes de production d'électricité éolienne et houlomotrice [HAR 05]. Il est notamment important d'envisager un accroissement de la violence des tempêtes extrêmes et de ne pas dimensionner les systèmes de génération au plus près des caractéristiques particulières des ressources de façon à conserver une certaine robustesse à l'évolution de ces caractéristiques.

7.7. Bibliographie

- [ABO 04] C. Abonnel et al., "Energie des Mers", publié au nom d'ECRIN à une conférence pour l'OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques), Paris (Assemblée Nationale) le 20 octobre 2004, 22 pp.
- [ABO 05a] C. Abonnel et al., "Some Aspects of EDF Modelling and Testing Activities, within its Marine Current Energy Research and Development Project Hydroliennes en mer", Work Shop Aalborg Apr. 2005.
- [ABO 05b] C. Abonnel, "Some Aspects of the RanceBulb Turbines after almost 40 years'service –Feedback of experience", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [AVE 02] W. H. Avery, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", Encyclopedia of Physical Science and Technology, Vol 11, 2002, pp. 123-160.
- [AVE 94] W. Avery, C. Wu, "Renewable energy from the ocean. A guide to OTEC", Oxford Univ. Press, 1994.
- [BAB 05] A. Babarit, "Optimisation hydrodynamique et contrôle optimal d'un récupérateur d'énergie des vagues", Thèse de Doctorat de l'Ecole Centrale de Nantes, soutenue le 27 octobre 2005.
- [BAH 04] A.S. Bahaj, L. Myers, "Analytical estimates of the energy yield potential from the Alderney Race (Channel Islands) using marine current energy converters", Renewable Energy 29 (2004), Elsevier, pp.1931–1945.
- [BAN 97] M. Banal, "L'énergie marémotrice", REE n°8, sept.97, pp.6-7.
- [BED 05a] R. Bedard, G. Hagerman, M. Previsic, O. Siddiqui, R. Thresher, B. Ram, "Offshore Wave Power Feasibility Demonstration Project", E2I report, EPRI Global WP 009 – US Rev 1 (Electric Power Research Institute) 14 jan. 2005, 34 p.
- [BED 05b] R. Bedard et al., "Survey and characterization tidal in stream energy conversion (TISEC) devices", EPRI report TP-004 NA, nov. 2005.
- [BES 02] G. Beslin, "Eolien offshore : attentes, espoirs et réalités", colloque GEVIQ'2002, Marseille, pp.43-46, 12-13 juin 2002.
- [BON 98] J.F. Bonnet, "Les apports solaires implicites dans les activités humaines. " Thèse de doctorat, ENSAM, Centre de Bordeaux, 395 p, 1998.
- [BOU 04] M. Le Boulluec, "L'exploitation de la ressource hydrocinétique : état de l'art", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.
- [BUR 05] M. Burger, F. Gardner, "A wave energy converter performance standard WPS", Second CA-OE (Coordination Action on Ocean Energy) Work Shop, 5-6 April 2005, Aalborg Denmark.
- [BUS 01] G.J.W. Van Bussel, A.R. Henderson, "State of the Art and Technology Trends for Offshore Wind Energy : Operation and Maintenance Issues", Proc. offshore wind energy special topic conf., Brussels, 10-12 December 2001. pp. 1-4.

- [CLE 02a] A. Clément et al. "Wave energy in Europe : current status and perspectives", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pergamon, 6 (2002), pp.405-431.
- [CLE 02b] A. Clément. : "Propagation des ondes de gravité". Cours de l'Ecole Centrale de Nantes, 2002.
- [COUR 02] J. Courault, "Energy Collection on Offshore Wind Farm", GIRCEP, march 2002.
- [DAH 00] M. Dahlgren, H. Frank, M. Leijon, F. Owman, L. Walfridsson, "Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne", Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
- [DAV 04] J.F. Daviau, H. Majastre, F. Guena, J. Ruer, "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.
- [EB 02] Engineering Business Ltd, "Research and development of a 150 kW tidal stream generator", contract report n°1, ETSU T/06/00211/00/REP, 2002.
- [EB 03] Engineering Business Ltd, "Stingray tidal stream energy device – Phase 2", contract report n°2, ETSU T/06/00218/00/REP, 2003.
- [EB 05] Engineering Business Ltd, "Stingray tidal stream energy device – Phase 3", contract report n°2, ETSU T/06/00230/00/REP, 2005.
- [EWE 99] EWEA (European Wind Energy Association), "Wind Force 10. A blue print to achieve 10% of the world electricity from wind power by 2020", report 1999.
- [FER 06] B. Dal Ferro, "W&T : scale of the opportunity", Séminaire franco-britannique sur les Énergies Marines, CDROM proc, Le Havre, 19-20 janv. 06.
- [FOL 05] M. Folley, R. Curran, C. Boake, T. Whittaker, "Performance investigations of the LIMPET counter-rotating Wells turbine", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [FRA 04] P. Fraenkel, "Marine Current Turbines : feedback on experience so far", Seatech Week, Brest, CDROM proc., 20-21 oct. 2004.
- [GAU 04] M. Gauthier, "L'énergie thermique des mers", revue trimestrielle du réseau ECRIN (<http://www.ecrin.asso.fr>), n°57, sept. 2004, pp.16-19.
- [GOD 00] Y. Goda, "Random Seas and Design of Maritime Structures" Advanced Series on Ocean Engineering- Vol15. World Scientific, 2nd edition, july 2000.
- [GUI 01] E. Guyon, J.P. Hulin, L. Petit, "Hydrodynamique physique", EDP sciences, 2001.
- [HAR 05] G. P. Harrison, A. R. Wallace, "Climate sensitivity of marine energy", Renewable Energy 30 (2005), Elsevier, pp.1801-1817.
- [HEN 02] A. R. Henderson, R. Leutz, T. Fujii, "Potential for Floating Offshore Wind Energy in Japanese Waters", Proceedings of The Twelfth (2002) International Offshore and Polar Engineering (ISOPE) Conf., Kitakyushu, Japan, May 2002.
- [HEN 05] R. Henderson, "State of the Art Hydraulics for the Pelamis Wave Energy Converter", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [HOO 05] M. Hoover, "The Gulf Stream Energy Project: Thinking Outside the Gearbox", Workshop on Alternative Energy Tech. Savannah, US, 12-13 may 2005.

- [JON 03] A.T. Jones, W. Finley, "Recent development in salinity gradient power", IEEE OCEANS 2003 Proceedings, Vol. 4, 22-26 Sept. 2003, pp.2284-2287.
- [LEN 05] D. Lennard, "Ocean Thermal Energy Conversion", *Survey of Energy Resources, Site web 2005 du World Energy Council, www.worldenergy.org*.
- [MAC 04] G. Mackie, "Wavepower an operator experience", Seatech Week, Brest, CDROM proc., 20-21 oct. 2004.
- [MAR 80] P. Marchand, "L'énergie thermique des mers", dans *La recherche sur les énergies nouvelles*, Le Seuil 1980, ISBN 2.02.005617-8.
- [MAR 97] J. Martin, "Énergies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, Traités Énergétique B8585, 1-1997, 22p.
- [MAT 95] H.G. Matthies et al. "Study of Offshore Wind Energy in the EC (Joule I project)", Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, Germany, 1995.
- [MUL 04] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, "Aérogénérateurs électriques", Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, novembre 2004, 20p.
- [MOR 04] C. Morgan, "Offshore Wind - State of the Art", Seatech Week Conf. Brest, oct. 04.
- [PEL 02] R. Pelc, R. Fujita., "Renewable energy from the ocean", *Marine Policy Revue (Elsevier) n°26 (2002) p.471-479*.
- [PIZ 00] D.J. Pizer, C.H. Retzler, R.W. Yemm, "The OPD Pelamis: Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.
- [RAV 02] M. Ravindran, A. Raju, "The Indian 1 MW demonstration OTEC plant and the development activities", IEEE Oceans apos, Vol. 3, 29-31 Oct. 2002 pp. 1622-1628.
- [RUE 04] J. Ruer, W. Pimenta De Miranda, "Influence des conditions locales de site sur la conception des éoliennes offshore. Etude ADEME pour des éoliennes ancrées au fond et perspectives pour des éolienne flottantes", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.
- [RUE 05] M. Ruellan, B. Rozel, H. Ben Ahmed, B. Multon, A. Babarit, A. Clément, "Pre-design of direct electrical PTO for the SEAREV wave energy device", Second CA-OE (Coordination Action on Ocean Energy) Workshop, Uppsala, 2-3 Nov. 2005.
- [SOE 04] H.C. Soerensen, "World's first offshore wave energy converter Wave Dragon connected to the grid", proc. of 19th World Energy Congress, Sydney, Sept. 04, 12p.
- [SOE 05] H.C. Soerensen, E.F. Madsen, L. Christensen, J.P. Kofoed, P. Frigaard, W. Knapp, "The results of two years testing in real sea of Wave Dragon", proc. of 6th European Wave and Tidal Energy Conference, Glasgow, aug. sept. 2005.
- [SCH 05] R. Schilling, "Water Turbines for Overtopping Wave Energy Converters", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [SEA 05] "Seaflo. Pilot project for the exploitation of marine currents", European Commission Report n°EUR21606, 2005

- [STE 05] T. Stenzel et al., "Offshore wind experiences", International Energy Agency Report, june 2005
- [TAY 03] Taylor G.W. (Ocean Power Technologies, Inc.), "Wave Energy Commercialisation" London Energy Group, 3rd Annual Alternative Energy Seminar, 10 dec. 2003.
- [THO 00] T. Thorsen, "Salinity Energy", *publication en ligne sur le site* United Nations Atlas of the Oceans <http://www.oceansatlas.org/>
- [THO 04] T. Thorpe, "Wave Energy", chap. 15 of 2004 Survey of Energy Resources, World Energy Council 2004, p.401-417.
- [VEG 99] L. A. Vega, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", OTEC- December 1999, 24p.
- [WAV 03] Wavenet report, "Results from the work of the European Thematic Network on Wave Energy", ERK5-CT-1999-2001, 2000 – 2003, march 2003, téléchargeable à : www.wave-energy.net/index3.htm.
- [WDK 01] Rapport danois "Bølgekraftforeningens Konceptkatalog" (revue des concepts de générateurs fonctionnant à partir de la houle), april 2001, www.waveenergy.dk.
- [YEM 00] R W Yemm, R M Henderson, C A Taylor, "The OPD Pelamis WEC: Current Status and Onward Programme", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.