

DIVERS ASPECTS DE L'EXPLOITATION DE L'ENERGIE DES COURANTS MARINS

J.F. Daviau – H. Majastre - HydroHelix Energies

F. Guena – Sofresid Engineering

J. Ruer – Saipem SA

Publication SeaTech Week (corrigée) – Brest - 20-21 octobre 2004

1- INTRODUCTION

Les courants de marée développent une énergie considérable. Il est envisagé de récupérer une partie de cette énergie par l'intermédiaire de machines immergées baptisées hydroliennes.

La France est particulièrement bien placée en terme de ressource pour cette énergie.

Les hydroliennes sont des machines destinées à fonctionner immergées, dans un milieu hostile, où l'accès est rendu délicat à cause de l'existence même des courants dont on désire exploiter l'énergie. Il est donc essentiel que les hydroliennes soient conçues d'emblée en vue d'obtenir une grande fiabilité et un besoin très faible en maintenance.

Les courants possèdent une énergie cinétique finie. L'exploitation de l'énergie entraîne une atténuation de la vitesse du courant. Il est important de quantifier cet effet pour en tenir compte sur le dimensionnement des installations, ainsi que pour identifier les impacts écologiques éventuels.

2 - PRINCIPES DE LA CONCEPTION D'UNE HYDROLIENNE

2.1. Généralités

Il est intéressant de comparer la problématique des hydroliennes à celle des éoliennes offshore, car ces dernières ont déjà fait l'objet d'une large réflexion et de nombreux développements. On va voir dans ce qui suit qu'une partie des problèmes est similaire, mais que de nombreux autres sont foncièrement différents.

Une hydrolienne est une machine qui doit répondre notamment aux critères suivants :

- ◆ Se maintenir en place et résister aux forces hydrodynamiques du courant
- ◆ Turbiner au mieux le flux d'eau du flot et du jusant pour produire de l'énergie mécanique
- ◆ Transformer l'énergie mécanique en énergie électrique
- ◆ Exporter la production électrique vers le réseau à terre

- ◆ Ne nécessiter qu'un minimum de maintenance
- ◆ Gêner au minimum la navigation et le milieu vivant
- ◆ Produire une énergie à un coût acceptable

2.2. Puissance de la ressource

La puissance motrice de l'eau qui traverse la surface du rotor est donnée par la formule :

$$W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3$$

Avec : W : puissance en W/m^2 - $\rho = 1024 \text{ kg/m}^3$ - U : vitesse de l'eau en m/s

La puissance de la ressource augmente très vite avec la vitesse du courant, et on considère que les hydroliennes deviennent intéressantes si le courant dépasse 2 m/s .

Dans un chenal de 50 m de profondeur où le courant atteint 3 m/s , l'énergie cinétique de l'eau est de 530 MW par kilomètre de largeur de ce chenal, ce qui est considérable.

Ce calcul tient compte du fait que la vitesse de l'eau varie avec la distance sous la surface. Une hypothèse fréquente est que la vitesse varie selon la formule :

$$U = U_0 \cdot (z/p)^{1/7}$$

Avec z la distance au dessus du fond, p la profondeur, U_0 la vitesse du courant en surface. En fait, la vitesse maximale est généralement située légèrement sous la surface libre. La figure 1 montre la courbe de variation selon cette loi pour un chenal de 50 m de profondeur.

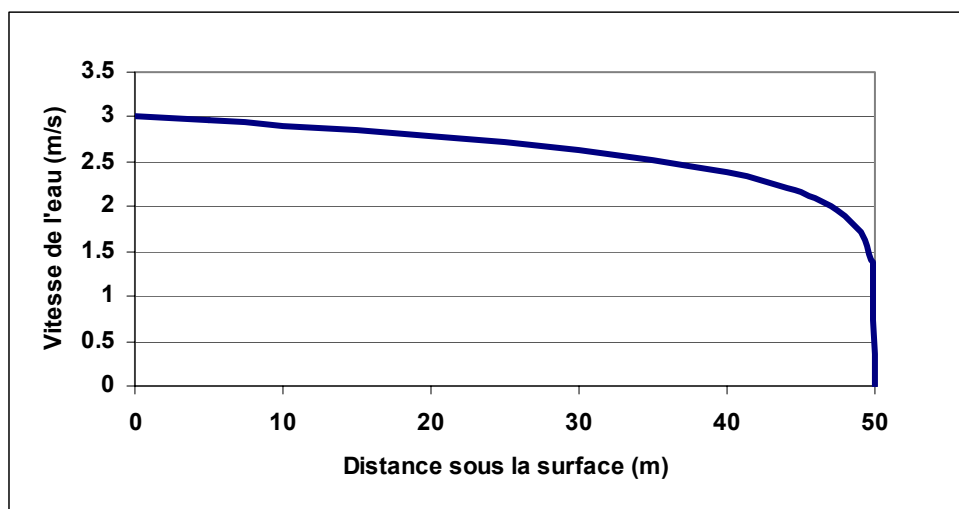


Figure 1 : Vitesse de l'eau en fonction de la profondeur

La puissance mécanique utile n'est qu'une fraction de la puissance de la ressource. On verra ci-dessous une évaluation concrète dans un cas particulier.

2.3. Caractérisation de la ressource d'un site et choix de la puissance nominale de l'hydrolienne.

L'amplitude des marées varie au fil des jours selon les positions respectives du Soleil et de la Lune. On caractérise la force d'une marée par son coefficient. On présente sur la figure 2 la variation des coefficients de marée (2 marées par jour) au cours d'une année (année 2001).

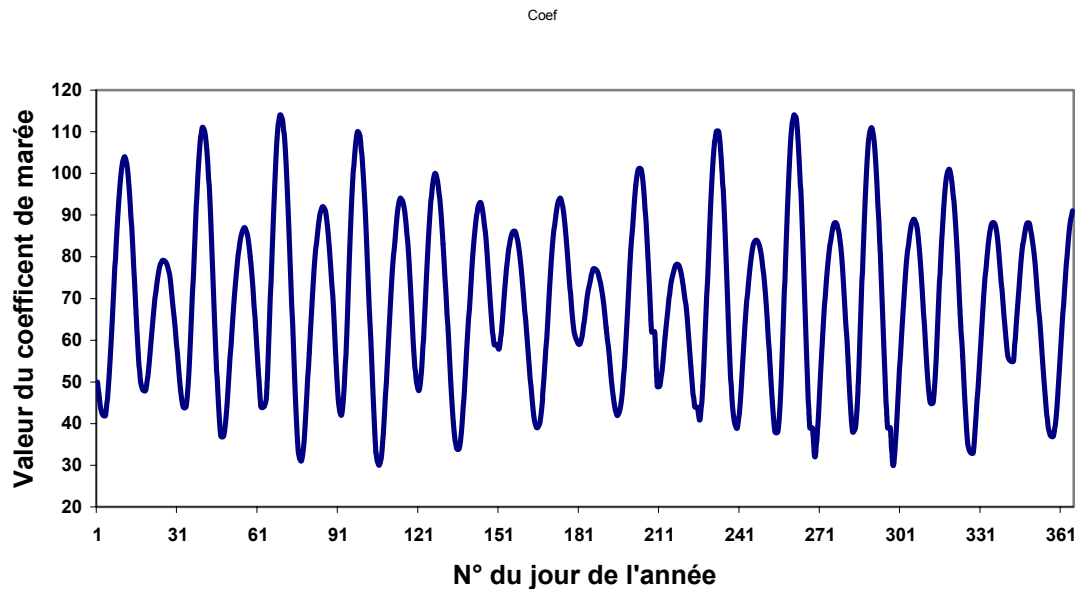
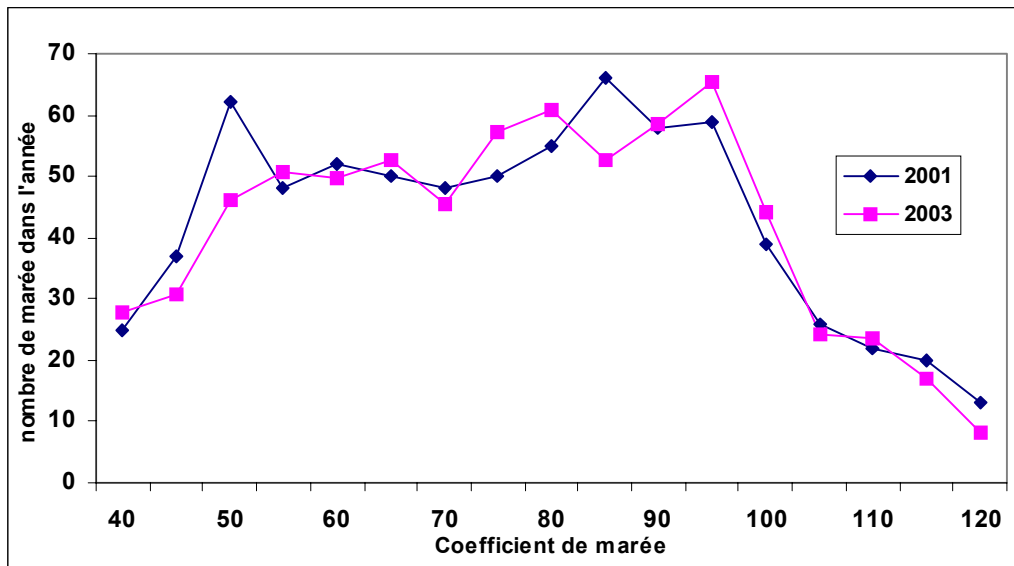


Figure 2 : Evolution des coefficients de marée au cours de l'année 2001

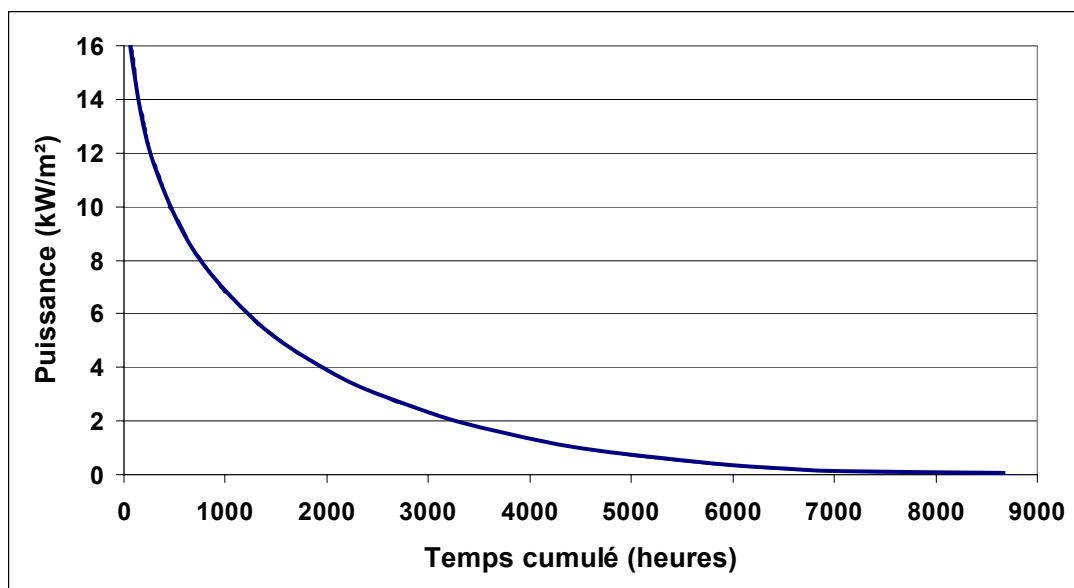
L'amplitude de la marée a bien entendu un effet sur la vitesse du courant. A proximité des côtes, on peut considérer en première approximation que l'intensité maximale atteinte par le courant lors d'une marée est proportionnelle au coefficient de cette marée. Souvent, la vitesse du flot est différente de celle du jusant, mais les vitesses restent grossièrement proportionnelles à l'amplitude. En général, le flot a une intensité plus forte avec une croissance et une décroissance rapide, alors que le jusant est plus faible en amplitude avec un régime plus stable dans le temps.

La figure 3 montre la distribution des coefficients des marées des années 2001 et 2003. On constate qu'une hydrolienne installée sur un site donné est soumise à des courants très variables et que la puissance disponible change beaucoup d'une marée à l'autre.



*Figure 3 : Statistiques des coefficients de marée à Brest en 2001 et 2003 -
(classement de 5 en 5)*

Le calcul du courant instantané durant toute l'année permet de connaître la courbe de puissance cumulée, présentée sur la figure 4 pour un site où la vitesse maximale du courant est de 3m/s lors d'une marée de coefficient 95.



*Figure 4 : Nombre d'heures cumulées par an durant lesquelles
la puissance du courant dépasse une valeur donnée*

On constate que la puissance de 5 kW/m² est obtenue 1560 h par an, et 10 kW/m² 440 h par an. Il convient alors de se poser la question du choix de la puissance électrique nominale de la machine. En effet, si on dimensionne la génératrice pour la puissance maximale des grandes marées exceptionnelles, la ressource sera exploitée au mieux, mais l'investissement consenti

sera mal utilisé. Il existe un optimum économique qui doit être recherché en fonction des diverses caractéristiques propres au projet envisagé.

2.4. Installation et maintenance

Les éoliennes offshore sont des structures de grande taille (environ 100m) qui sont installées en mer par des navires équipés de grues. Le navire est muni de jambes s'appuyant sur le fond, ce qui assure la stabilité malgré les vagues. Pour que les opérations de levage puissent se dérouler efficacement, il faut que le vent soit modéré. On considère que la période estivale est relativement favorable, et on s'efforce de planifier les opérations de montage ou de maintenance lourde durant la belle saison.

Dans le cas des hydroliennes, les conditions sont radicalement différentes. Il existe des périodes parfaitement prévisibles de mortes eaux pendant lesquelles les courants sont très faibles, ces périodes durent 2 à 3 jours et se renouvellent 2 fois par mois (Voir figure 2). Dans les périodes de production, la durée de la renverse du courant n'octroie qu'une vingtaine de minutes de courant relativement calme. La périodicité et les horaires des interventions peuvent être prédits avec précision d'après les tables de marée, corrigées en fonction des conditions météorologiques. La technique d'installation, de relevage, ainsi que les procédures correspondantes doivent tenir compte de ces particularités.

La profondeur à laquelle les hydroliennes sont installées est modérée (quelques dizaines de mètres). Il serait envisageable d'intervenir sur les machines avec des plongeurs. Toutefois, une plongée doit avoir une durée minimale (à cause des paliers de décompression) et ne peut pas s'inscrire dans une période de courant modéré. Les courants forts posent de gros problèmes de sécurité et exigent des techniciens parfaitement formés à ce type d'intervention. Il est indispensable de concevoir l'ensemble des équipements afin que les interventions de plongeurs soient réduites au strict minimum.

2.5. Chargements mécaniques

Ici aussi, le parallèle avec les éoliennes est instructif.

Dans une éolienne, le principal souci est la fatigue des pales, due notamment aux efforts alternés de la pesanteur à chaque rotation.

Dans une hydrolienne, la flottabilité des composants peut être mise à profit pour annuler l'effet de la pesanteur, et donc la fatigue cyclique.

L'autre cause de fatigue des pales est la turbulence du vent. Les courants sont aussi le siège d'une turbulence importante, les irrégularités du fond créant des remous. De plus, si la zone est balayée par la houle, le mouvement cyclique des particules d'eau se superpose au courant, et la

vitesse locale de l'eau varie d'un instant à l'autre. La conception des hydroliennes du consortium français tient compte de ces phénomènes éventuels, plus ou moins marqués selon le site d'implantation.

2.6. Vitesse de rotation

La vitesse de rotation d'une hélice sous-marine est limitée par le risque de cavitation en extrémité de pale. Pour éviter la cavitation, cette vitesse doit être limitée à environ 10 m/s. La vitesse de rotation maximale dépend alors du diamètre du rotor, mais est relativement faible. Ceci implique que le couple exercé sur l'arbre moteur est très élevé. Des considérations similaires montrent que la poussée du fluide sur le rotor est très forte. Les butées mécaniques doivent être dimensionnées en conséquence, et les pales doivent être suffisamment rigides.

3 - DESCRIPTION DE LA PREMIERE PHASE DE CONCEPTION D'UN PILOTE INDUSTRIEL D'HYDROLIENNE

Les travaux d'ingénierie réalisés par la société Sofresid Engineering en collaboration avec la société Hydrohélix Energies, dans le cadre de l'opération de démonstration réalisée par un consortium industriel français, ont abouti à une solution industrielle qui est maintenant discutée.

Une hydrolienne doit avant tout être une machine simple et robuste.

Une étude préliminaire a consisté à examiner la faisabilité d'une hydrolienne répondant au mieux à ce préambule. Les principales hypothèses de base utilisées pour cette étude ont été les suivantes :

- ◆ Site avec courant Maximal de 3 m/s, quasiment bidirectionnel durant la marée
- ◆ Rotor constitué d'une hélice à pales fixes, non réglables
- ◆ Rotor fixe dans l'espace (pas de retournement au changement de sens du courant)

La première conséquence de ces choix est que le rotor tourne dans un sens durant le flot, et dans le sens inverse durant le jusant.

La seconde conséquence est qu'une pale est complètement symétrique. Chaque bord est alternativement bord d'attaque et bord de fuite; chaque face est alternativement intrados et extrados.

Des calculs en CFD ont permis de montrer qu'une hélice dessinée selon ces principes fonctionne parfaitement. Toutefois, le rendement du rotor symétrique est moins bon que celui d'un rotor monodirectionnel muni de pales ayant un profil d'aile conventionnel. Le rendement est un peu sacrifié au profit de la simplicité.

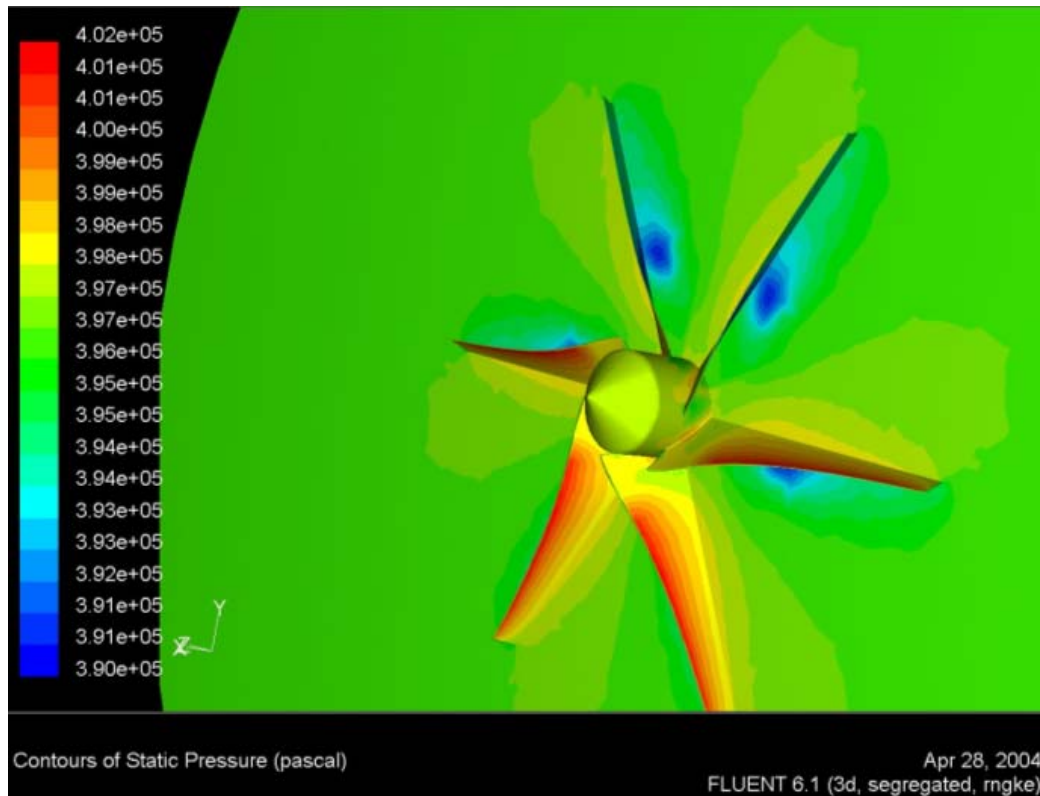


Figure 5 : Visualisation des pressions sur un rotor à pales symétriques

La figure 6 montre l'allure générale d'un module de 200 kW. Les pales possèdent un angle de calage variable entre la racine et l'extrémité. Il a été prévu de relier les pales par une couronne externe. Celle-ci a pour effet d'améliorer le rendement en éliminant les vortex d'extrémités, de renforcer la solidité mécanique de l'hélice, et d'éliminer certains modes de vibration potentielle.

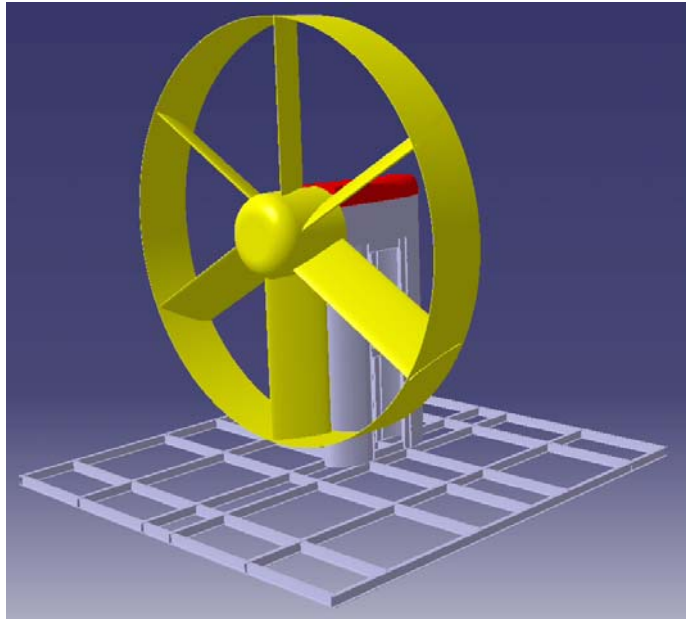


Figure 6 : Vue d'un rotor d'hydrolienne symétrique

La figure 7 illustre la configuration possible d'un ensemble de 5 modules élémentaires totalisant 1 MW. Ce module, qui constituerait la base d'un projet pilote, permettra d'étudier l'apport effectif d'un carénage des rotors. On attend en particulier une légère augmentation de puissance, et une uniformisation du flux dans la section.

Le support du module doit être étudié en fonction de la nature du fond, et de la méthode d'installation.

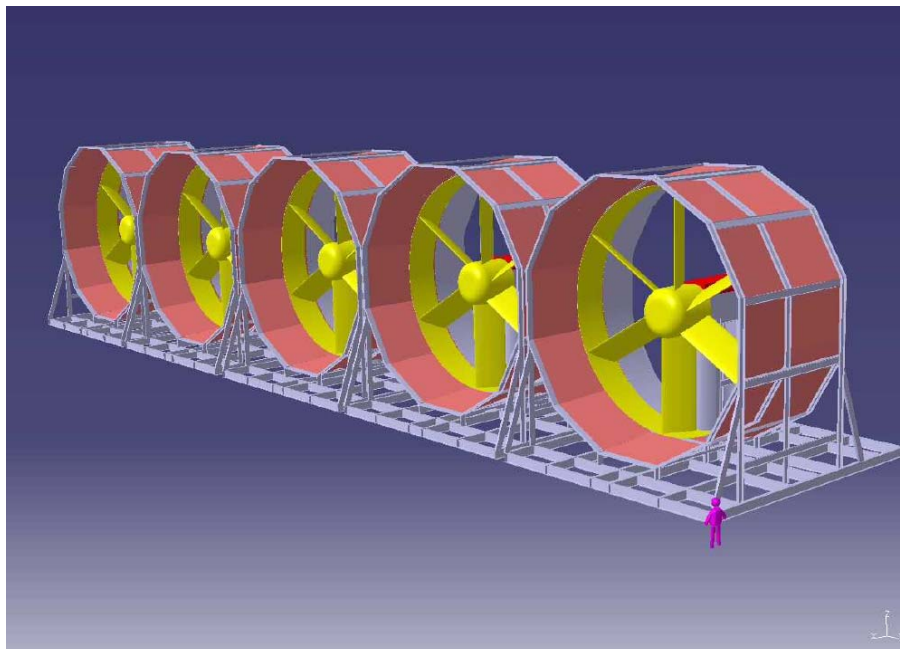


Figure 7 : Vue d'un module de 5 rotors carénés – Puissance 1 MW

La figure 8 montre la relation entre l'intensité du courant à travers le rotor, la vitesse de rotation du rotor et la puissance mécanique délivrée. On constate que pour chaque valeur du courant, il

existe une vitesse de rotation optimale. La génératrice électrique entraînée par le rotor doit donc être à vitesse variable.

On constate aussi que la puissance s'annule lorsque la vitesse atteint une valeur limite, dite de roue libre. Ceci est une caractéristique intéressante pour la conception de la machine. En effet, si le système de contrôle de la vitesse de rotation est défaillant, le rotor ne peut pas dépasser la vitesse de roue libre. Il existe une sécurité intrinsèque.

Remarquons que la vitesse variable permet de répondre instantanément aux variations de puissance lorsqu'une houle longue fait varier la vitesse du courant.

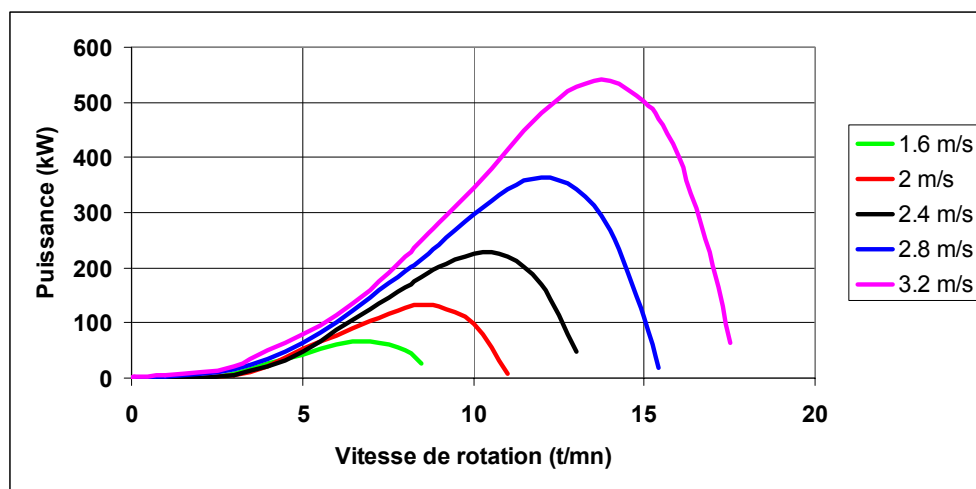
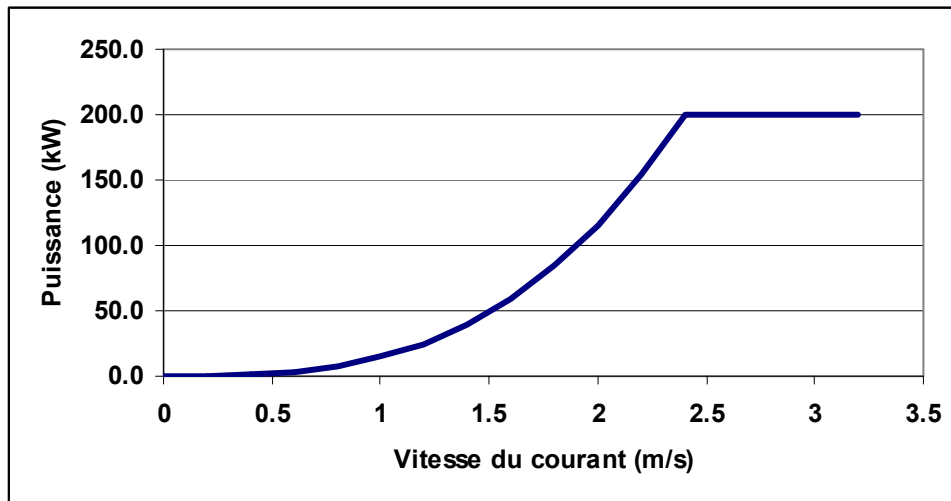


Figure 8 : Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse du courant

Après avoir déterminé la puissance mécanique du rotor en fonction des paramètres de fonctionnement, il faut chercher à dimensionner le générateur électrique le mieux approprié. Comme indiqué à propos de la figure 4, si on dimensionne la génératrice pour une puissance trop forte observée rarement, l'investissement consenti sera mal utilisé. Il existe donc un optimum économique comme les lignes suivantes vont le montrer.

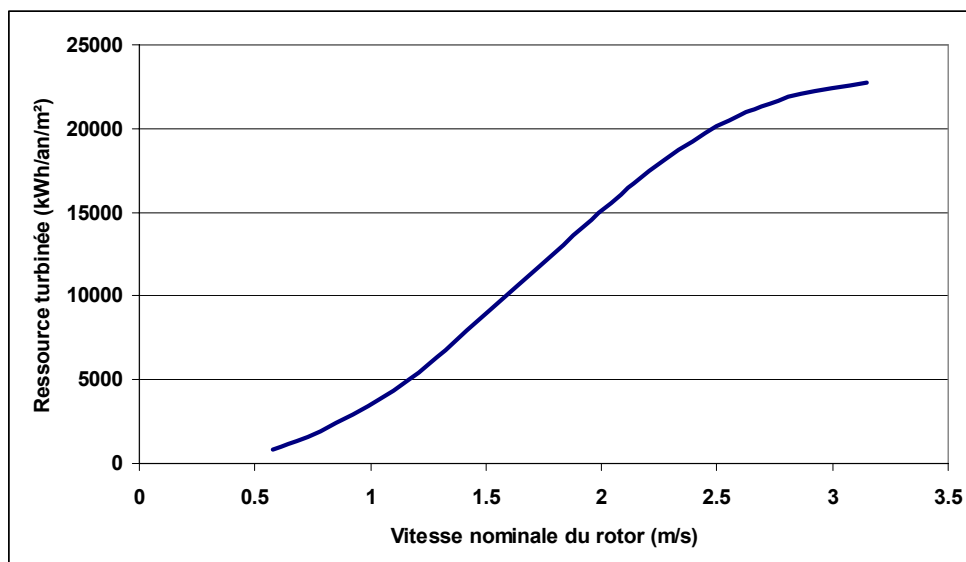
Un générateur est caractérisé par une puissance nominale, qui dépend du dimensionnement du circuit électrique et des bobinages. On suppose dans l'exemple simplifié qui suit que la courbe de puissance du générateur est représentée par une courbe telle que celle de la figure 9.



*Figure 9 : Hypothèse de courbe de puissance de l'hydrolienne
(Vitesse nominale = 2,4 m/s)*

Tant que la vitesse du courant est inférieure à une valeur nominale, cette puissance varie en fonction du cube de la vitesse. Pour un courant plus rapide, la puissance reste égale à la puissance nominale.

Sur un site donné, la puissance délivrée varie au fil des heures, en fonction du coefficient de marée. En tenant compte de la fréquence de distribution de la puissance sur le site (figure 4), on peut calculer l'énergie électrique fournie dans l'année en fonction de la vitesse nominale choisie, comme le montre la figure 10.



*Figure 10 : Influence du choix de la vitesse nominale
sur l'énergie produite par an*

L'investissement peut de manière simplifiée être séparé en 2 termes :

- ♦ un terme qui ne dépend que de la dimension physique de l'hydrolienne (rotor et structure support),
- ♦ un second proportionnel à la puissance nominale (multiplicateur – générateur – équipement électrique).

Avec ce jeu d'hypothèses, le prix de revient de l'énergie montre effectivement un minimum, comme schématisé sur la figure 11. La valeur exacte du minimum ne peut être connue qu'en prenant en compte l'ensemble des paramètres.

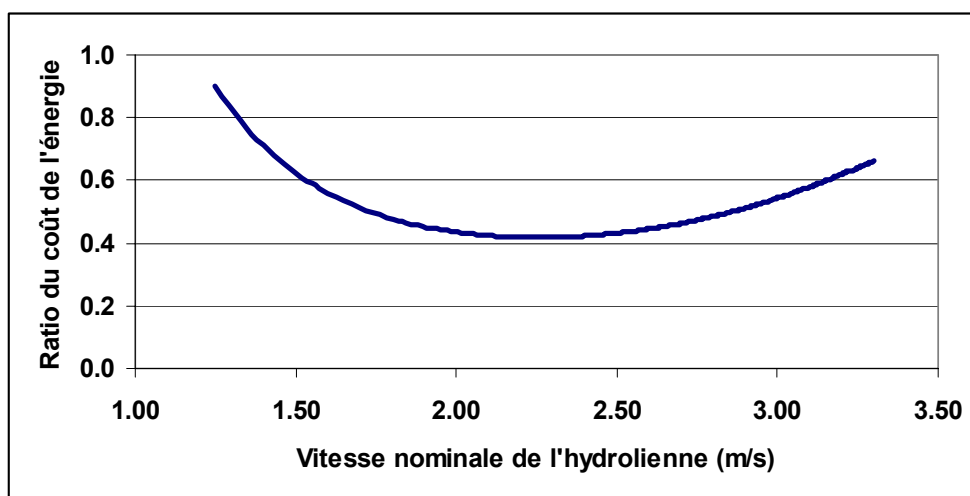


Figure 11 : Exemple de calcul du coût de l'énergie en fonction de la vitesse nominale

4- INFLUENCE DES HYDROLIENNES SUR LA CIRCULATION DE L'EAU DANS UN CHENAL DE MAREE

La marée peut être considérée comme une onde de très grande période, qui se propage à travers l'océan. Cette onde progressive s'accompagne de mouvements de la masse d'eau, et donc de courants.

En l'absence d'obstacle, l'onde entraîne l'eau à la vitesse maximale au passage de la crête (marée haute pour le flot) et du creux (marée basse pour le jusant). Un exemple se rencontre au Cap de la Hague, où le courant est maximal presque à l'heure de l'étale de Cherbourg. A proximité des côtes, l'onde de marée se réfléchit et donne naissance à des ondes stationnaires. Selon la théorie de ce phénomène, la vitesse maximale du courant intervient alors au moment de la mi-marée. On trouve des exemples dans le Goulet de Brest ou Le Fromveur près d'Ouessant. Voir figure 12.

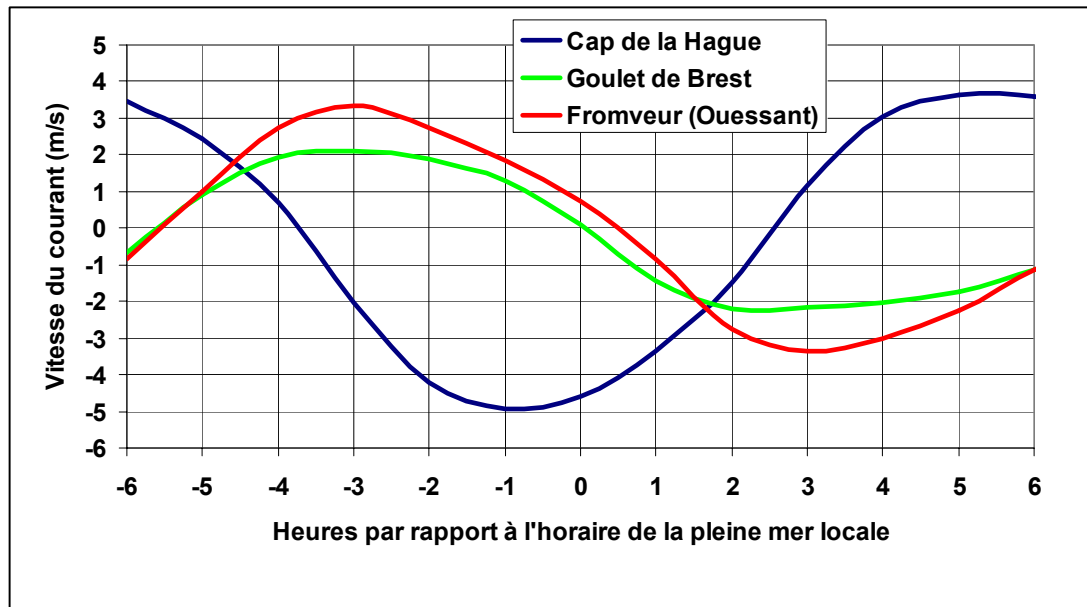


Figure 12 : Exemples de courants côtiers

Dans la réalité, le courant local est constitué de la superposition des divers modes de propagation. Il existe un décalage plus ou moins important entre l'heure de la marée et celle du courant maximal. A quelque distance de la côte, le vecteur vitesse décrit une ellipse, et la vitesse maximale du flot peut être différente de celle du jusant. Près des côtes et dans les faibles profondeurs d'eau, le frottement du fond exerce une influence sur la vitesse du courant.

Il est indispensable de se poser la question de l'effet potentiel de l'installation d'hydroliennes sur le régime des masses d'eau. Le problème dans sa généralité est compliqué, mais dans le but de déterminer les ordres de grandeur des interactions éventuelles, un modèle simplifié de courant dans un chenal a été réalisé. Il reprend une formulation déjà proposée (1).

La première approche pourrait être de considérer les hydroliennes comme des éoliennes sous-marines, régies par les mêmes équations. En fait, la présence d'une surface libre et la profondeur d'eau limitée des chenaux amènent une différence fondamentale dans la physique du système par rapport aux éoliennes, pour lesquelles le milieu ambiant est homogène et infini. L'annexe 1 jointe (en anglais) donne une méthode simplifiée pour déterminer l'influence des hydroliennes.

On considère dans le modèle que le chenal est entièrement barré par un mur d'hydroliennes perpendiculaire à la direction du courant. Les hydroliennes peuvent être disposées en rangées sans pour autant constituer un « barrage ». Ceci est en particulier le cas si un espace libre existe entre 2 hydroliennes voisines dans une rangée. Une méthode simplifiée pour utiliser les résultats de l'annexe 1 est de considérer la hauteur équivalente du « barrage » d'hydroliennes en divisant la somme des surfaces des rotors de la rangée par la largeur du chenal. En fait, une

méthode rigoureuse devrait s'attacher à reprendre l'ensemble du problème avec des calculs complets en 3 dimensions.

Les figures de l'annexe 1 indiquent qu'un tel mur d'hydroliennes peut avoir un effet considérable si sa hauteur équivalente est une fraction importante de la profondeur. Le flux d'eau est séparé en 2 parties : l'eau contenue dans le sillage des rotors, fortement ralentie, et l'eau qui n'a pas traversé un rotor, qui est nettement accélérée. Cette accélération se traduit par un remous en surface qui absorbe une partie de la différence de niveau créée par la marée entre les extrémités du chenal.

Signalons qu'en aval des hydroliennes, le mélange des eaux lentes et rapides introduit une perte d'énergie supplémentaire. On considère dans le modèle que le niveau de la surface libre en aval ne varie pas sous l'effet du mélange.

Les résultats de cette première analyse montre que la taille des hydroliennes ainsi que leur nombre dans une rangée ne doit pas être trop grand. On suppose dans ce qui suit que la hauteur équivalente du « barrage » est inférieure à 10% de la profondeur d'eau. La présence des hydroliennes ne crée pas une nette accélération de la vitesse de l'eau qui passe au-dessus d'elles ; les pertes d'énergie correspondantes peuvent être négligées.

Le second problème est de savoir combien on peut installer de rangées d'hydroliennes tout au long d'un chenal.

Pour cela, considérons un chenal situé entre la côte et une île proche du continent. L'onde de marée qui atteint la région crée un courant dans ce chenal. L'onde de marée fait également le tour de l'île. On peut simplifier la situation en considérant que la marée crée une différence de niveau entre les 2 extrémités du chenal, et que c'est cette différence de niveau qui est la force motrice du courant. (Exemples sur la figure 12 : Goulet de Brest ou Fromveur).

Ce faisant, on néglige l'inertie du fluide et le phénomène de la propagation de l'onde de marée qui pénètre dans le chenal, indépendamment de la différence de niveau. Ce calcul simplifié ne peut donc prétendre approcher que les phénomènes qui se déroulent dans des chenaux de dimensions assez faibles.

Les formules classiques d'hydraulique sont utilisées pour calculer la vitesse de l'eau en fonction de la différence de niveau, de la profondeur moyenne, de la longueur du chenal et de la rugosité du fond.

La figure 13 illustre la différence de niveau qu'on doit observer entre les extrémités pour qu'un courant de 3 m/s s'établisse en l'absence d'hydrolienne.

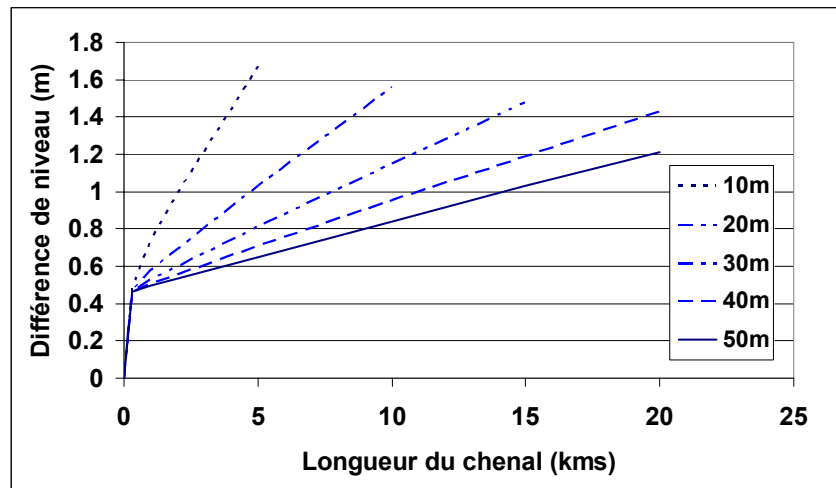


Figure 13 : Différence de niveau pour un courant de 3m/s dans un chenal

On constate la présence d'une différence de niveau voisine de 0,45 m à l'origine, qui correspond à l'accélération de l'eau à l'entrée du chenal. (Cette chute initiale est réduite si la propagation de l'onde de marée à l'approche du chenal crée une vitesse d'entrée notable). *A contrario*, on suppose que la vitesse de l'eau qui sort du chenal se perd dans la masse océanique sans récupération de l'énergie cinétique sous forme d'énergie potentielle.

La profondeur d'eau exerce une grande influence sur la pente de l'eau dans le chenal. Plus la profondeur est faible, plus le frottement sur le fond devient sensible.

Supposons maintenant qu'on équipe le chenal d'hydroliennes, en plusieurs rangées comme discuté plus haut. En reprenant les caractéristiques des hydroliennes mentionnées au chapitre précédent, la force du rotor est représentée par la formule :

$$F = 180.V^2 \quad \text{avec } F \text{ en N/m}^2 \text{ de surface du rotor et } V \text{ en m/s}$$

Le frottement des hydroliennes entraîne une diminution de la vitesse du courant pour une différence de niveau fixée.

La figure 14 montre les résultats obtenus dans un chenal de 10 kilomètres de longueur, 50 m de profondeur moyenne, aux extrémités duquel la marée provoque une différence de niveau variant de 0,5m à 1m. Dans une région où le marnage est de 6m, une différence de niveau de 0,5m correspond à une différence d'établissement de la marée (horaire de la marée) d'environ 20 minutes entre les 2 extrémités du chenal.

Selon la quantité et la puissance des hydroliennes installées dans le chenal, la puissance récupérée varie. Les résultats de la figure 14 montrent la fraction de la capacité électrique effectivement utilisée.

La puissance produite par les hydroliennes dépend de la vitesse effective du courant, qui dépend de la puissance installée et du dénivelé. Si la vitesse du courant tombe en dessous de la

vitesse nominale (2,4 m/s pour l'exemple choisi), les hydroliennes délivrent moins que leur puissance nominale.

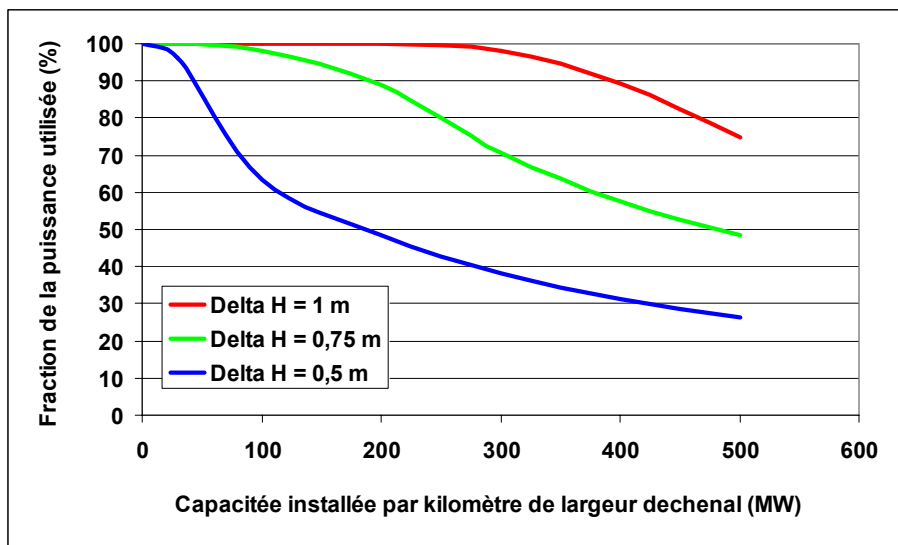


Figure 14 : Puissance utilisée en fonction de la puissance installée et du dénivelé

On constate qu'il existe une capacité optimale qu'il vaut mieux ne pas dépasser afin que les machines mises en place soient bien utilisées.

La figure 15 montre la vitesse de l'eau dans le chenal en fonction de la différence de niveau et de la capacité installée en hydroliennes. Pour 100 MW par kilomètre de largeur, la vitesse est réduite de 10% par rapport à la valeur de référence dans le chenal non équipé.

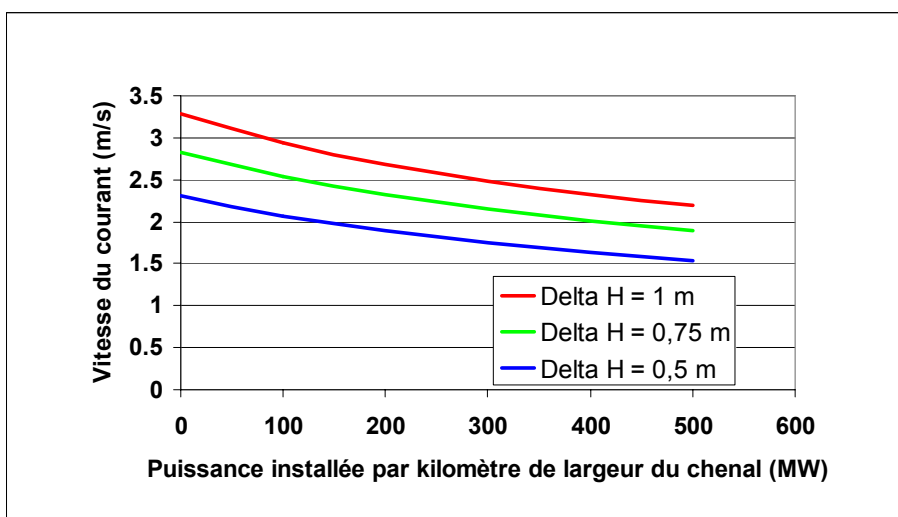


Figure 15 : Influence de la puissance installée sur la vitesse du courant

On peut retenir de ces calculs qu'un chenal de 50m de profondeur et 10 kms de longueur, soumis à un courant maximal de 3 m/s est correctement équipé si la capacité installée est de l'ordre de 10 MW /km².

Des calculs semblables effectués pour un chenal plus court et moins profond conduisent à des résultats similaires.

L'installation d'hydroliennes dans un chenal doit prendre en considération le respect de l'environnement. Ces zones sont fréquentées par des poissons, dont certains sont migrateurs, et des mammifères marins. Il est essentiel que la dimension et le nombre de machines ne gênent pas le passage. De même, la vitesse du courant exerce une influence sur le développement de la vie aquatique. Le brassage des eaux entre des zones marines différentes exerce certainement un effet sur les mouvements de population, les échanges de nutriments, etc.

Pour toutes ces raisons, dont de nombreuses restent à étudier, il est prudent de considérer à ce stade que le courant qui existe normalement dans le chenal ne doit pas voir sa vitesse diminuée de plus de 10% environ.

La réalisation d'un projet pilote permettra de quantifier les impacts réels, de déterminer les limites à ne pas dépasser, ainsi que les remèdes éventuels.

Il est important de souligner que les résultats reportés ici ont été obtenus avec un modèle simplifié qui ne peut pas prétendre représenter la réalité physique. Une modélisation rigoureuse nécessite de puissants moyens de calcul pour tenir compte de l'écoulement de l'eau dans toute la zone concernée, jusqu'à une grande distance du site.

On constate par exemple sur la figure 12 que le courant du Raz Blanchard est presque en phase avec la marée, ce qui est contraire aux hypothèses du modèle simplifié.

Cela signifie que des forces motrices supplémentaires non prises en compte interviennent et provoquent de puissants courants.

L'existence de ces phénomènes additionnels permet de conclure que la ressource est bien plus abondante que ne peut l'indiquer la méthode utilisée ici, ce qui élargit considérablement l'intérêt potentiel de l'énergie hydrolienne.

5- REFERENCES

(1) Marine Energy Extraction : Tidal Resource Analysis – Ian G. Bryden , Scott J. Couch – World Renewable Energy Congress WREC2004 – Denver – septembre 2004

ANNEXE :

FLUID VELOCITY AROUND A CURRENT TURBINE

HYPOTHESES

The current is assumed to flow in a rectangular channel with a horizontal flat bottom. The fluid is supposed to be perfect (no viscosity) and the water velocity is uniform over the whole depth. The energy production unit is a set of turbines considered as a submerged dam barring the whole channel.

The notations used in the following are shown on the Figure 1.

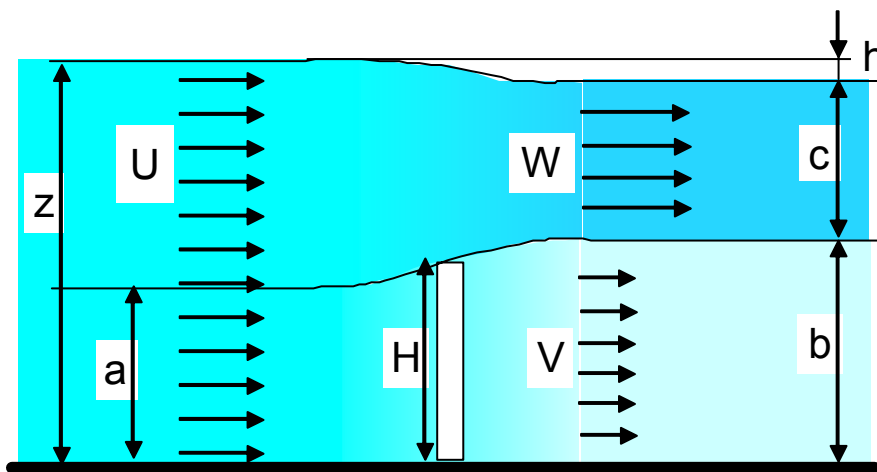


Figure 1 : Schematic flow around a current turbine

EQUATIONS

One can write the following equations

$$(1) \quad z = b + c + h$$

$$(2) \quad z.U = b.V + c.W$$

Conservation of mass

$$(3) \quad \frac{1}{2} \rho . U^2 + \rho . g . h = \frac{1}{2} \rho . W^2$$

Bernoulli equation just below the free surface

$$(4) \quad \frac{1}{2} \rho . U^2 + \rho . g . h = P + \frac{1}{2} \rho . V^2$$

Bernoulli equation close to the channel bottom

Where P is the pressure exerted by the turbines on the water flowing across the rotors and ρ is the density of water.

Equation (3) gives :

$$(5) \quad h = (W^2 - U^2) / (2 \cdot g) \quad \text{Head drop of the water free surface}$$

Combining equations (3) and (4) yields :

$$(6) \quad \rho \cdot W^2 = 2 \cdot P + \rho \cdot V^2$$

$$(7) \quad V = \sqrt{W^2 - 2 \cdot P / \rho}$$

Using the value of V given by equation (7) and transferring the values in equation (2) gives :

$$(8) \quad z \cdot U = b \cdot \sqrt{W^2 - 2 \cdot P / \rho} + [z - b - (W^2 - U^2) / (2 \cdot g)] \cdot W$$

The implicit equation (8) makes it possible to calculate W as a function of b and the other parameters by an iterative method.

V can be derived from W via equation (7), and a is obtained by equation (9) :

$$(9) \quad a = b \cdot V / U$$

If the water velocity in the rotor plane is $(U + V) / 2$, we obtain :

$$(10) \quad H = 2 \cdot b \cdot V / (U + V)$$

With this method, the turbine height is a result of the calculation, b being the starting parameter. Iterations are needed to calculate the influence of a given turbine size.

RESULTS

An application of the above method was made for the following case :

$$U = 3 \text{ m/s}$$

$$Z = 50 \text{ m}$$

The turbine height was varied from 5m to 30m

Figures 2 to 4 show the evolution of the velocities behind and above the turbines, as well as the velocity in the rotor plane.

When the pressure increases, the wake is slower behind a shallow dam than behind high turbines. On the other hand, the acceleration of the water passing by over the turbines is lower for the small units. The head drop on the surface is smaller, as can be seen on figure 5

The power density in W/m^2 on the rotor is theoretically given by the equation :

$$(11) \quad P_r = P \cdot (U + V) / 2$$

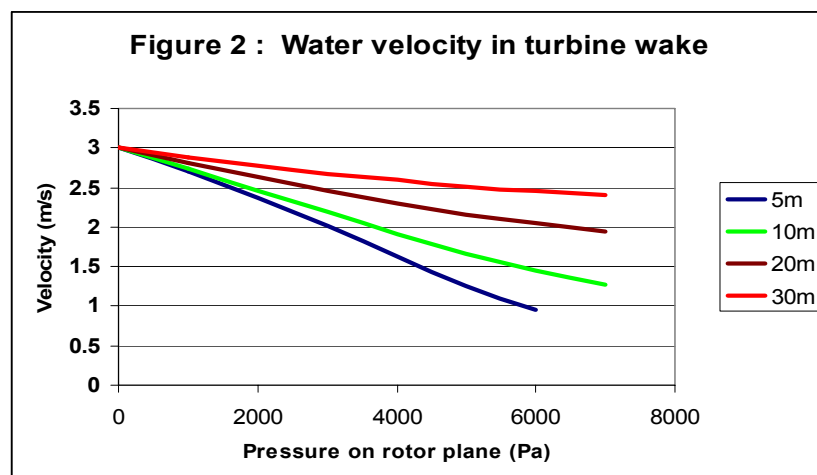
The resource of kinetic energy of the current is:

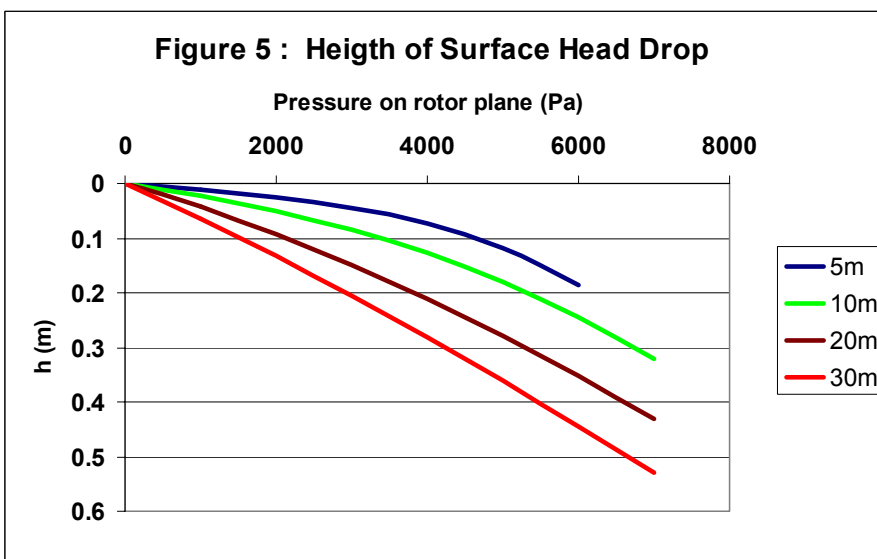
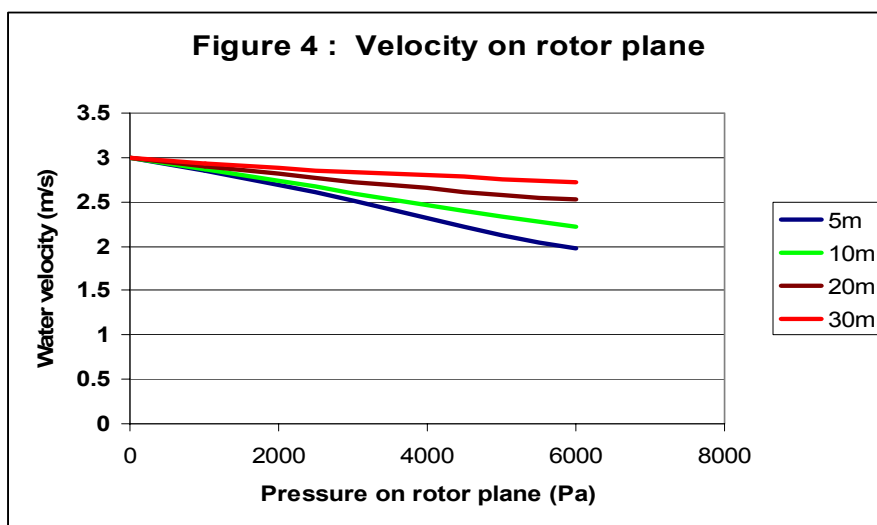
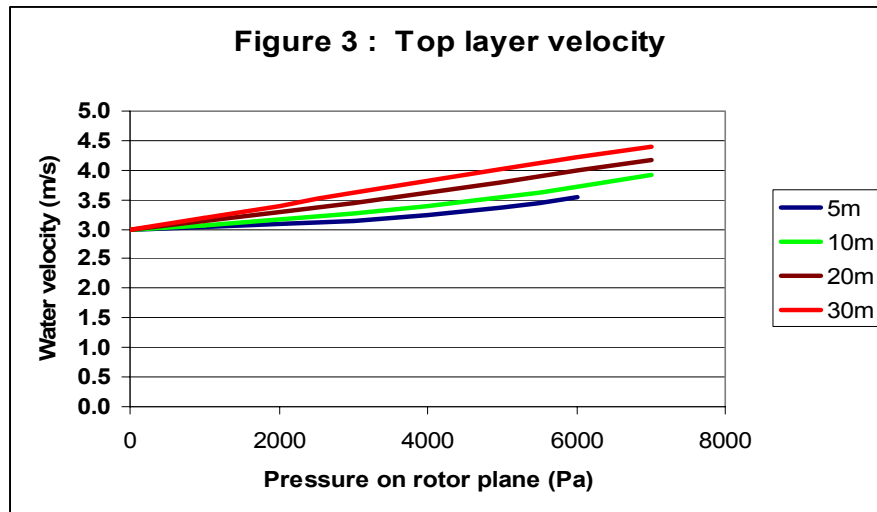
$$(12) \quad P_k = \frac{1}{2} \rho \cdot U^3$$

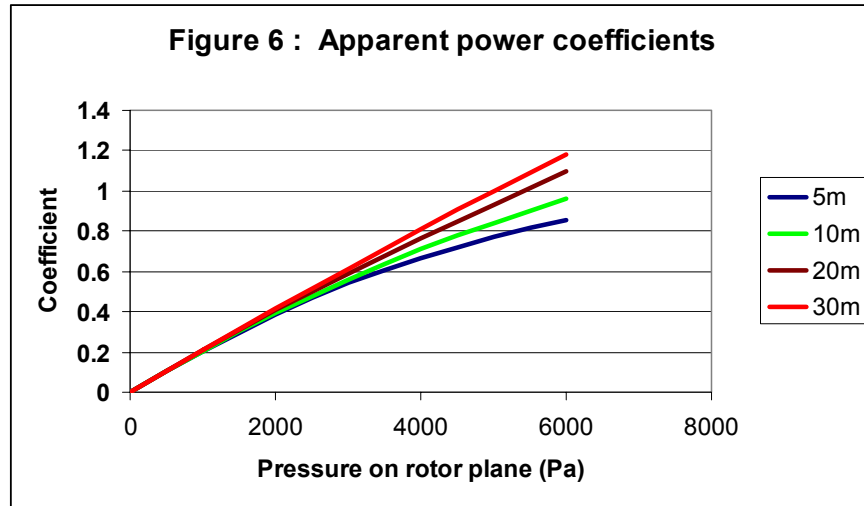
We can draw a power coefficient by writing:

$$(13) \quad C_p = P_r / P_k$$

Figure 6 shows the values of the power coefficient obtained. It may be surprising to see the coefficient becoming larger than the well known Betz limit. It may seem even more surprising to see coefficients larger than 1. The paradox comes from the fact that the high turbines exploit not only the kinetic energy of the current, but also the potential energy of the water. This can be understood by considering the figure 7, which shows the variation of the surface elevation above the turbines. The surface depression corresponds to a water fall which yields additional energy. In fact, in a channel where the current velocity was 3 m/s before the installation of the turbines, a 0.4m depression would lead to a strong reduction of the water velocity, well below the reference value of 3 m/s.







COMPARISON OF THESE RESULTS WITH CONVENTIONAL HYDRAULIC CALCULATIONS

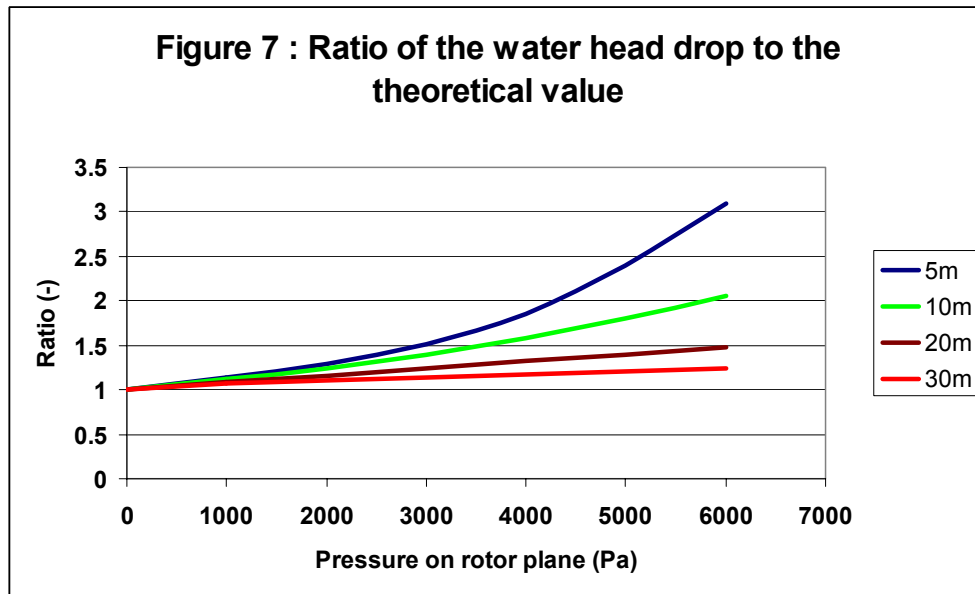
When the influence of a current turbine is considered, the first logical assumption is that the turbine adds a component to the share stress exerted on the fluid by the bottom. With the notations used in the above, the turbine creates a force in the fluid :

$$(14) \quad F = P \cdot H$$

The water head drop on the surface is then theoretically :

$$(15) \quad \Delta h = F / (\rho \cdot g \cdot z)$$

The ratios between the water head drops calculated, as shown on figure 5, and the values of equation (15) are shown on the figure 7. It can be seen that the ratio remains close to 1 as long as the pressure is limited. This corresponds to an efficient transformation of the fluid energy into mechanical energy. With high pressures, the losses due to the overspeed of the bypassing water have a high impact.



FIELD VELOCITY DOWNSTREAM OF THE TURBINES

The field velocity in the whole channel cannot be derived from the simple model used here. However, it is possible to mention the following phenomena:

The head drop on the surface induces a vertical downward component to the water velocity. This creates a series of stationary waves extending along some distance downstream of the turbines

The wake of the turbines fades away as the mixing with the bypassing water takes place. We consider here that no water head recovery is developed during this process

The average velocity far behind the turbines is slightly larger than upstream, because the water depth is decreased.

A complete description of the flow field would require a full CFD model. This is particularly true if the configuration of the turbine assembly differs from the assumptions used (with for instance a gap between the rotors and the bottom, a non continuous arrangement of rotors across the channel or a non flat seafloor)

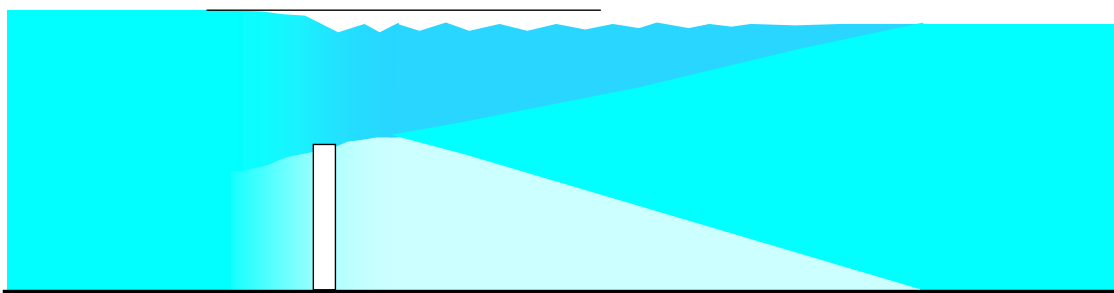


Figure 8 : Schematic description of the flow field around a current turbine