

Méthodologie de conception systémique de génératrices à aimants permanents associées avec une hélice à pas fixe : Application aux hydroliennes

Sofiane DJEBARRI^{1,2}, Jean Frédéric CHARPENTIER¹, Franck SCUILLER¹, Mohamed BENBOUZID²

¹Ecole Navale, EA 3634, IRENav, Brest, France

²Université de Brest, EA 4325 LBMS, Rue de Kergoat, Brest, France

sofiane.djebbarri@ecole-navale.fr, jean-frédéric.charpentier@ecole-navale.fr, franck.scuiller@ecole-navale.fr,
Mohamed.Benbouzid@univ-brest.fr

RESUME - Ce travail traite de la conception systémique de génératrices électriques à aimants permanents associées à des hélices marines. La conception systémique consiste à concevoir un composant de la chaîne de conversion tout en tenant compte des caractéristiques des autres composants du système. Cet article décrit une méthodologie de conception optimale spécifique pour les machines électriques à entraînement direct associées à une turbine marine à pas fixe. L'originalité de cette démarche met en évidence les critères et les contraintes de conception de la génératrice afin d'assurer son pilotage (écrêtage de la puissance à vitesse de courant élevée) sans recours au système d'orientation des pales. Le système d'orientation des pales et le multiplicateur mécanique de vitesse sont des composants coûteux, encombrants, source de défaillances et très exigeants en termes de maintenance. Ces inconvénients peuvent rendre ces éléments indésirables dans une chaîne d'entraînement pour hydrolienne, car la réduction de la maintenance est un facteur prédominant. Les résultats montrent que la génératrice dimensionnée selon la méthodologie proposée est capable d'être commandée sur tout un cycle de fonctionnement. Ceci permet alors l'écrêtage de la puissance uniquement par le contrôle électrique de la génératrice.

Mots-clés— *Hydrolienne, association machine/hélice, hélice à pas fixe, machine électrique, entraînement direct, défluxage.*

1. INTRODUCTION

L'énergie des marées est une source d'énergie renouvelable dont le potentiel est totalement prévisible des années à l'avance. Cette énergie est engendrée par le courant marin qui est lui-même l'effet de la contribution des forces gravitationnelles de la lune et du soleil sur les océans [1]. Le potentiel énergétique mondial de cette ressource est estimé à 450 TWh/an dont environ 24 TWh/an sur les côtes européennes. Cette ressource se répartit principalement entre l'Angleterre qui dispose de 48%, la France, 42%, et l'Irlande, 8%, du potentiel européen [2]. De ce fait, elle constitue une bonne alternative pour compléter le panel des moyens de production d'énergies renouvelables. De plus, le caractère prédictible de cette ressource d'énergie constitue un atout pour son raccordement au réseau électrique. Cette caractéristique facilite la gestion et la commercialisation de l'électricité produite. Il est possible de trouver d'autres intérêts qui peuvent rendre cette ressource intéressante, comme la réduction de

l'impact environnemental, une pollution visuelle réduite et l'absence d'exposition au bruit pour les populations [3].

Les hydroliennes sont des machines immergées sous l'eau de mer et destinées à récupérer l'énergie des courants de marées [1]. Ces systèmes sont comparables dans leur principe aux systèmes utilisés dans les éoliennes et ils peuvent comporter :

- Une turbine (hélice), les turbines à axe horizontal sont majoritaires dans les premiers prototypes d'hydroliennes pré industrielles [4]. Elle peut inclure des pales à pas variable ou à pas fixe. Le mécanisme d'orientation des pales permet le contrôle de la puissance de l'hydrolienne par la variation du pas comme dans les éoliennes de grande puissance. Cependant il augmente la complexité de la turbine et la probabilité de défaillance de l'hydrolienne. Il est à noter que, pour une application offshore et particulièrement pour l'hydronien, la fiabilité et la réduction de la maintenance sont des facteurs clefs pour assurer une exploitation rentable de l'énergie des courants de marées[3].
- Un multiplicateur mécanique de vitesse, cet élément peut comporter plusieurs étages qui peuvent être une source importante de pannes et de maintenance. Dans le cas d'un système à entraînement direct « direct-drive », la génératrice est directement entraînée par l'hélice, le multiplicateur est alors supprimé.
- La génératrice est un élément important dans la chaîne d'entraînement car elle est le lieu de la conversion d'énergie. En entraînement direct, des machines à aimants permanents entraînées à faible vitesse sont principalement utilisées. Dans ce dernier cas de figure, les vitesses de rotation de la machine sont typiquement en dessous de 50 tr/min pour les hydroliennes de grandes puissances.
- Le convertisseur permet le pilotage de l'hydrolienne et la régulation de la puissance avant son injection dans le réseau électrique. Plusieurs architectures sont alors possibles, comme détaillé dans [5]. Un onduleur Back-to-Back à double pont à IGBT sera considéré dans cet article (figure1).

- Un système de stockage peut éventuellement être utilisé pour le lissage de la puissance avant son injection dans le réseau électrique [6].

D'après les retours d'expérience sur les chaînes d'entraînement des éoliennes, le multiplicateur de vitesse et le mécanisme d'orientation des pales sont parmi les principales sources de défaillance et de maintenance [7-8]. Pour les applications hydroliennes la maintenance est une opération très difficile car l'hydrolienne est immergée sous l'eau de mer à une dizaine de kilomètres des côtes. Un état de mer et des conditions météorologiques défavorables peuvent rendre l'hydrolienne inaccessible et donc la maintenance impossible pendant de longues durées. D'autre part, on peut imaginer qu'il n'est pas très aisés de sortir une machine de plusieurs tonnes de l'eau et de la déplacer vers un port pour des réparations puis de la replacer in situ. Ce type d'opérations demande du matériel spécifique important, des durées importantes et des équipes spécialisées. Les opérations de maintenance et de réparation vont donc rajouter des surcoûts élevés et des temps d'arrêts importants qui peuvent rendre économiquement non rentable la production d'énergie par les hydroliennes. Pour ces objectifs de réduction de la maintenance nous proposons d'étudier l'architecture d'une chaîne d'entraînement simplifiée, elle ne contient ni multiplicateur de vitesse ni mécanisme de contrôle du pas d'hélice. Nous proposons donc l'étude d'une turbine à pas fixe associée en entraînement direct avec une génératrice à flux radial à aimants permanents. Il est à noter que les machines synchrones à aimants permanents sont robustes et adaptées pour l'entraînement direct. Cette chaîne de conversion est représentée sur la figure 1.

Utiliser une stratégie de limitation de puissance est intéressante au niveau technico-économique car elle permet d'éviter un surdimensionnement important de la chaîne de conversion électrique. Etant donné que la turbine est à pas fixe, la mise en œuvre de ce type de stratégie d'écrêtage de la puissance ne peut pas s'effectuer par le contrôle mécanique de la géométrie de l'hélice. Cette stratégie de limitation de puissance peut alors être mise en œuvre électriquement via le contrôle du couple et de la vitesse de la génératrice par défluxage [9]. Par conséquent nous proposons d'agir sur la conception de la génératrice pour dimensionner un ensemble convertisseur/machine qui soit capable de mettre en œuvre cette stratégie de limitation de puissance via le contrôle de la génératrice. Pour cela, une démarche globale de conception systémique de la génératrice est proposée. En effet, d'après [10], la méthodologie de conception systémique s'impose comme démarche afin de répondre à des problématiques de

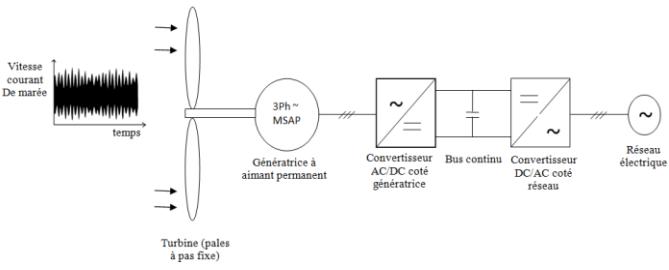


Fig. 1 : Chaîne de conversion étudiée, hydrolienne sans multiplicateur de vitesse et hélice à pas fixe.

conception orientées système. Elle consiste notamment à opérer une optimisation sur un composant d'une chaîne de conversion (modélisé finement) tout en tenant compte des autres composants, modélisés avec un niveau de granularité moindre [11-12]. Ainsi notre méthode tient compte de la stratégie de pilotage, des spécifications de la génératrice, de la caractéristique énergétique de la ressource, de la loi de C_p (coefficients de puissance) de la turbine et des contraintes convertisseur. Cette méthodologie nous semble pertinente afin de mettre en évidence les contraintes et de répondre à notre problématique de départ.

2. METHODOLOGIE DE CONCEPTION ET DE DIMENSIONNEMENT

2.1. Modélisation et analyse de la ressource des courants de marées

Dans cette première partie nous proposons une méthode d'étude et d'analyse du potentiel énergétique d'un site de courant de marée. Ceci permettra par la suite d'estimer l'énergie extractible et de définir de manière méthodologique le point de dimensionnement d'une hélice donnée installée dans ce site. Le site hydrolien considéré est situé dans le Raz de Sein en France, et correspond au point de coordonnées GPS ($\phi_B = 48^{\circ}02'42''$, $G_B = 4^{\circ}45'45''$). Ce site est adapté pour l'implantation d'hydroliennes en raison de ses forts courants variant de -2.75m/s à 3.63m/s et de sa proximité des côtes. Nous disposons des données caractérisant les vitesses des courants pour chaque heure durant une période de référence de 8424 heures. Ces données sont issues d'études antérieures menées au sein du laboratoire Brestois de Mécanique et Systèmes conjointement avec l'institut de Recherche de l'Ecole Navale (LBMS, IRENav). Le mode de calcul de ces vitesses de courants est précisé dans [1]. La figure 2 illustre le profil des vitesses pendant la période considérée. L'analyse statistique des occurrences de ce profil de vitesses donne la distribution du nombre d'heures de fonctionnement pour chaque vitesse, durant le cycle de marée pris en compte dans cette étude (figure 3).

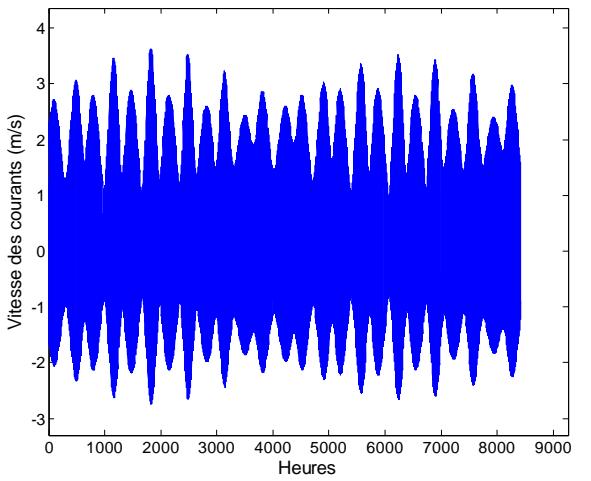


Fig. 2 : Profil des vitesses de courants de marée par heure durant 8424 heures, site hydrolien du Raz de Sein, France.

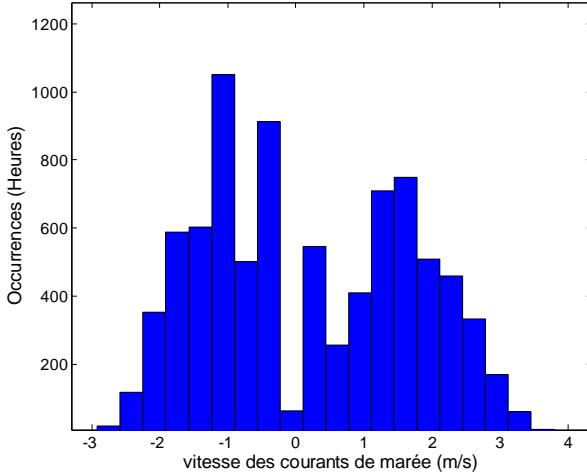


Fig. 3 : Répartition des occurrences en fonction de la vitesse, site hydrolien du Raz de Sein, France.

La plage de variation des vitesses des courants peut être répartie en n intervalles réguliers. La vitesse v_i est alors correspondante pour chaque $i^{\text{ème}}$ intervalle. L'analyse statistique (figure 3) nous permet de connaître les occurrences OCC_i , à savoir le nombre d'heures où les courants auront une vitesse v_i (moyennée dans le $i^{\text{ème}}$ intervalle) durant un cycle de marée. Connaissant les occurrences des vitesses de courants, il est possible alors d'en déduire la répartition du potentiel d'énergie par m^2 dans la période (en Wh/m^2) en fonction de chaque vitesse des courants de marée. La relation (1) permet donc ce calcul en fonction des vitesses.

$$E_p^i(v_i) = \frac{1}{2} \rho_{eau} |v_i|^3 \times OCC_i(v_i) \quad (1)$$

E_p^i est la densité du potentiel d'énergie par m^2 représentant l'énergie cinétique totale contenue dans le flux d'une colonne d'eau de section égale à 1m^2 à la vitesse v_i (elle est donnée en Wh/m^2). La répartition de ce potentiel est représentée à la figure 4.

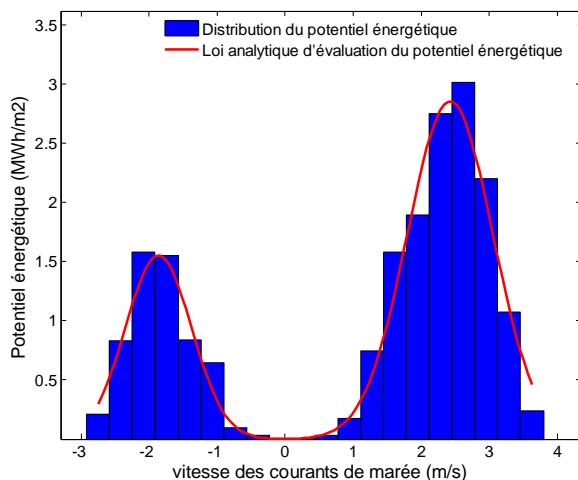


Fig. 4 : Répartition de la densité d'énergie en (MWh/m^2) en fonction de la vitesse des courants, site hydrolien du Raz de Sein, France.

Nous proposons, dans cet article, d'utiliser pour représenter ce potentiel une loi analytique interpolée qui est donnée par la relation (2). Elle permet notamment un calcul direct du potentiel énergétique pour chaque vitesse des courants. Cette loi est représentée par la courbe en rouge sur la figure 4.

$$E_p^i(v_i) = \frac{1}{n} \left[57.09 e^{-\left(\frac{v_i - 2.426}{0.8915}\right)^2} + 31.068 e^{-\left(\frac{v_i + 1.862}{0.6888}\right)^2} \right] \quad (2)$$

Où n est le nombre d'intervalles subdivisant la plage de variation des vitesses de courants. Dans cette étude que nous présentons, on prend 20 intervalles dans la plage de vitesses comprise entre -2.75 m/s et 3.63 m/s ($n = 20$).

En considérant une turbine marine caractérisée par sa loi de coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ et son diamètre $D_{turbine}$, il est possible d'en déduire l'énergie totale extractible par cette turbine durant un cycle complet de marée, E_t . Ceci est calculé à partir de la relation suivante.

$$E^i(v_i) = E_p^i(v_i) \times S_{turbine} \times C_{p,\max}$$

et

$$E_t = \sum_i E^i \quad (3)$$

Où $S_{turbine} = \pi D_{turbine}^2 / 4$ est la surface balayée par les pales de la turbine et $C_{p,\max}$ est le coefficient de puissance maximal de la turbine. Ce coefficient est obtenu pour λ_{opt} qui est un rapport optimal entre la vitesse périphérique de la turbine et la vitesse des courants de marée, couramment appelé TSR (Tip-Speed-Ratio).

2.2. Modélisation de la turbine (hélice)

La turbine est ici modélisée par sa loi de C_p (coefficient de puissance) qui traduit sa capacité à extraire la puissance des courants marins. Cette loi est généralement définie comme une fonction de deux paramètres $C_p(\lambda, \beta)$: β étant l'angle de calage des pales (ici $\beta = 0$ car l'hélice est à pas fixe) et λ qui est le (TSR). Le TSR se calcule par la relation donnée ci-dessous.

$$\lambda = \frac{\Omega \times (D_{turbine} / 2)}{|v|} \quad (4)$$

Avec Ω (rad/s) la vitesse de rotation de la turbine, $D_{turbine}$ (m) le diamètre de la turbine et v (m/s) la vitesse des courants. Dans notre étude, nous considérons une loi de C_p expérimentale issue d'une hélice à échelle réduite donnée dans [13]. Cette hélice a été réalisée pour une application hydrolienne et a été testée en bassin comme détaillée dans [13].

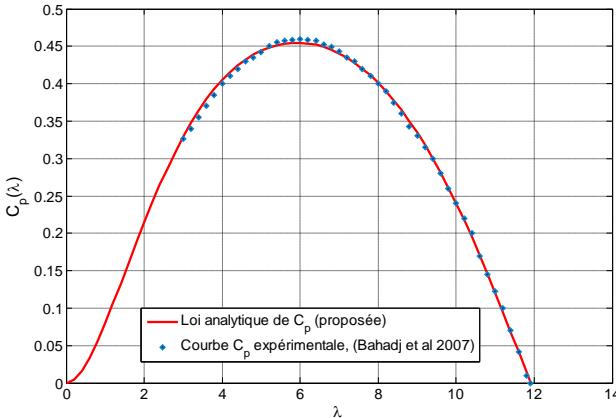


Fig. 5 : Loi de C_p utilisée [13], et courbe d'ajustement proposée.

Toutefois, nous supposons, que cette loi d'hélice est valable pour les hydroliennes à grand diamètre. A partir des points expérimentaux issus de [13] nous proposons une fonction d'ajustement qui est donnée ci-dessous :

$$\begin{cases} C_p(\lambda) = 0.0195\lambda^2 \left(1.3172e^{(-0.3958\lambda+1.539)} - 0.0867 \cos(0.4019\lambda - 5.6931) \right) \\ \lambda \in [0 \quad 11.8] \end{cases} \quad (5)$$

La figure 5 donne la loi de C_p utilisée. Elle montre une bonne concordance entre la fonction d'ajustement proposée et les données expérimentales utilisées. Le coefficient de puissance maximal de cette turbine est alors $C_{p,max} = C_p(\lambda_{opt}) \approx 0.46$, obtenu pour un $\lambda_{opt} \approx 6$. On considère dans cette étude le diamètre de la turbine $D_{turbine}=12m$.

2.3. Définition de la stratégie de pilotage de l'hydrolienne

Dans cette partie, on va présenter la méthodologie permettant de déterminer la stratégie de pilotage, ainsi que le point de dimensionnement de la chaîne de conversion. Avant d'aller dans les détails, rappelons l'expression de la puissance récupérée par une turbine à axe horizontal. Elle est donnée en fonction de λ et de la vitesse des courants v par la formule ci-dessous (figure 6).

$$P_{turbine} = \frac{\pi}{8} \rho_{eau} D_{turbine}^2 C_p(\lambda) |v|^3 \quad (6)$$

Avec ρ_{eau} la densité volumique de l'eau de mer ($\rho_{eau} = 995.6 \text{ kg/m}^3$ à 30°C).

Sur la figure 4, on constate que l'énergie contenue dans les courants de marée est faible lorsque la vitesse de ces derniers atteint les valeurs les plus élevées. Ceci permet de comprendre qu'adopter une stratégie d'écrêtage de la puissance lors des forts courants de marée permettra d'éviter un surdimensionnement significatif de la chaîne de conversion. La figure 6 illustre la référence en puissance P^* , sur laquelle l'ensemble hélice/générateur devra fonctionner durant tout un cycle de fonctionnement avec ce type stratégie. Cette trajectoire de fonctionnement est composée de deux parties. La première consiste à extraire la puissance maximale lorsque la

vitesse des courants est inférieure à la vitesse limite d'écrêtage v_{Lim} (MPPT ou fonctionnement à $C_{p,max}$ et donc λ_{opt}). La deuxième consiste à extraire une puissance constante lorsque la vitesse des courants est supérieure à v_{Lim} (stratégie de limitation de puissance). La consigne de pilotage P^* est définie par les relations ci-dessous :

$$P^* = \begin{cases} \frac{\pi}{8} \rho_{eau} D_{turbine}^2 C_{p,max} |v|^3 & \text{if } |v| \leq v_{Lim} \\ P_{Lim} & \text{if } |v| > v_{Lim} \end{cases} \quad (7)$$

Avec P_{Lim} la puissance d'écrêtage de la turbine et v_{Lim} la vitesse limite des courants à partir de laquelle la puissance récupérée par la turbine est écrêtée. v_{Lim} se déduit à partir de la relation suivante :

$$v_{Lim} = \sqrt[3]{\left(\frac{\pi}{8} \rho_{eau} D_{turbine}^2 C_{p,max} \right) / P_{Lim}} \quad (8)$$

Ainsi la vitesse de rotation de base de la génératrice Ω_b (rad/s) se calcule à partir de la relation (9)

$$\Omega_b = \frac{\lambda_{opt} v_{Lim}}{(D_{turbine}/2)} \quad (9)$$

Cette vitesse de rotation de base de la génératrice est notée N_b , elle est donnée en tr/min par la relation (10) et correspond à la vitesse maximale où la génératrice peut maintenir son couple maximal.

$$N_b = \Omega_b \times \frac{60}{2\pi} \quad (10)$$

La vitesse de rotation maximale que la génératrice atteindra lors de son fonctionnement est notée Ω_{Lim} (correspond à la vitesse maximale des courants $v_{max} = 3,63 \text{ m/s}$). Elle se calcule à partir de l'intersection de la courbe de puissance la plus élevée de la turbine (courbe de puissance correspondant à la vitesse maximale des courants de marée qui peut être déduite de la courbe de C_p) et de la courbe de puissance de pilotage de la turbine ($P^*(N)$). Ce point est représenté dans la figure 6 et se calcule par la relation (11).

$$\Omega_{Lim} = \frac{\lambda_{Lim} v_{max}}{(D_{turbine}/2)} \quad (11)$$

Elle est donnée en tr/min par la relation (12)

$$N_{Lim} = \Omega_{Lim} \times \frac{60}{2\pi} \quad (12)$$

λ_{Lim} se calcule en résolvant l'équation suivante :

$$C_p(\lambda) - \frac{P_{Lim}}{\left(\frac{\pi}{8} \rho_{eau} D_{turbine}^2 |v_{max}|^3 \right)} = 0 \quad (13)$$

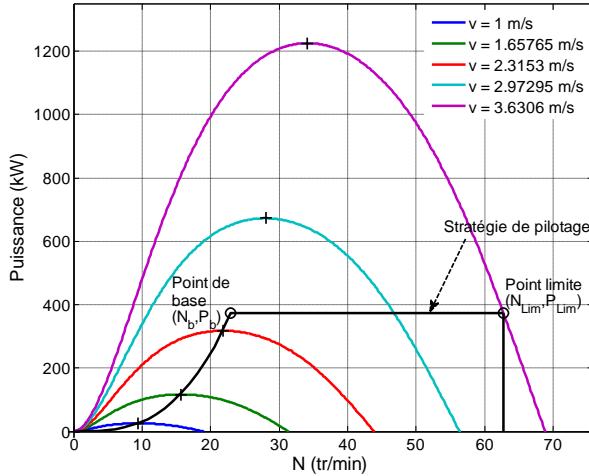


Fig. 6 : Puissance extraite par la turbine et sa stratégie de pilotage.

En connaissant la loi de C_p de la turbine, son diamètre, sa stratégie de pilotage et la caractéristique énergétique du site hydrolien où elle est installée, il est possible d'évaluer l'énergie extraite sur un cycle de marée par la turbine. Cette énergie est calculable par la relation (14).

$$E_{extraite} = \sum_{i=1}^n P^*(v_i) \times OCC_i(v_i) \quad (14)$$

Sur la figure 7 est représentée l'énergie extraite par la turbine en fonction de la puissance d'écrêtage P_{Lim} . Pour obtenir cette courbe (figure 7), P_{Lim} varie ici jusqu'à 100% de la puissance maximale que la turbine est susceptible d'extraire lors du courant le plus fort ($P_{max} = P(C_{pmax}, v_{max}) = 1245\text{kW}$). Il est clairement montré qu'un écrêtage de la puissance à seulement 30% de cette puissance maximale permet la récupération de 87,5% de l'énergie du site. En adoptant cette puissance d'écrêtage ($P_{Lim} = 374\text{kW}$), la vitesse limite des courants où est appliquée la stratégie de

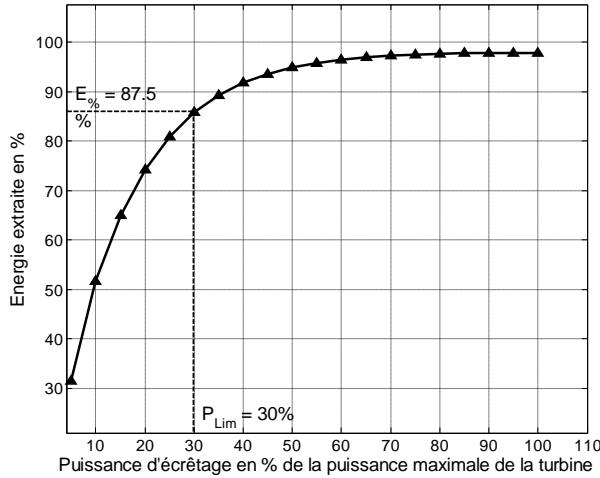


Fig. 7 : Energie extraite par l'hydrolienne en fonction de P_{max} .

limitation de puissance est $v_{Lim} = 2,45\text{m/s}$. L'analyse statistique du fonctionnement de l'hydrolienne suivant les modes de pilotage adoptés fait ressortir que l'hydrolienne est pilotée en mode MPPT durant 7864 heures pour une période de marée de 8424 heures, ce qui correspond à 75% (656 MWh) de l'énergie extraite. En mode de limitation de puissance, 25% (228 MWh) de l'énergie est extraite durant 560 heures de fonctionnement.

A partir de la puissance P^* transmise par la turbine à la génératrice, on en déduit la spécification en couple de la génératrice. Cette spécification est définie par la caractéristique couple/vitesse de rotation que l'ensemble génératrice/convertisseur devra être capable, *a minima*, de développer pendant un cycle de fonctionnement. Elle se calcule par la relation (15) donnée ci-dessous (les pertes mécaniques sur l'arbre d'entraînement de la génératrice sont ici négligées).

$$\Gamma^* = \frac{P^*}{N \times (2\pi/60)} \quad (15)$$

Cette caractéristique est donnée à la figure 8 pour $P_{Lim}=30\%$ de P_{max} . Cette exigence en couple est introduite comme une spécification de dimensionnement de la génératrice. On peut y observer deux points remarquables sur cette caractéristique. Ces deux points représentent le point de base (défini par la vitesse de base N_b et le couple de base Γ_b de la génératrice qui est le couple maximum) et le point de vitesse limite (défini par le couple limite Γ_{Lim} et la vitesse de rotation limite N_{Lim}). Ces deux points sont alors utilisés comme points de dimensionnement de la génératrice. Si la génératrice est capable de produire le couple requis pour ces deux points de fonctionnement, l'exigence en couple sera satisfaite sur toute la plage de fonctionnement (nous le vérifierons *a posteriori* en vérifiant que la caractéristique couple/vitesse obtenue pour le dimensionnement proposé domine cette courbe de spécification).

2.4. Définition des contraintes liées au convertisseur

Dans notre démarche, les contraintes liées à l'association de la génératrice avec le convertisseur sont prises en compte.

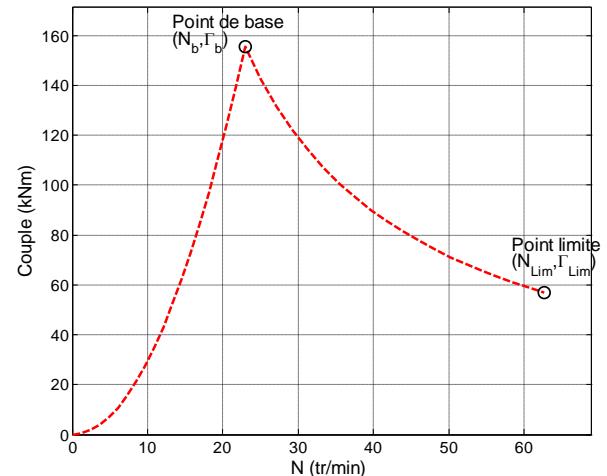


Fig. 8 : Spécification en couple de la génératrice.

Ces exigences se résument principalement en une contrainte en tension maximale (V_{max}) limitant la tension neutre-phase(NPh) de la génératrice. Pour fixer la valeur de cette tension V_{max} , on fait le choix d'un convertisseur à IGBT de type Back-to-Back [5]. La tension efficace de ce convertisseur coté génératrice est fixée à $V_{max} = 690V$ (valeur efficace). Ce niveau de tension correspond à la tension courante coté réseau des éoliennes offshore les plus répondues [14].

2.5. Dimensionnement optimal de la génératrice et prise en compte des contraintes internes

2.5.1. Modélisation de la génératrice

La génératrice utilisée est une machine à aimants permanents à flux radial à pôles lisses, sa géométrie est représentée sur la figure 9. Les modèles utilisés contiennent principalement un modèle électromagnétique couplé avec un modèle thermique [4-15-16]. Ces modèles permettent de définir la géométrie de la machine et d'évaluer ses performances sur tout le cycle de fonctionnement.

2.5.2. Formulation du problème d'optimisation sous contraintes de la génératrice

Le dimensionnement optimal de la génératrice est implémenté sous forme d'un problème d'optimisation visant à minimiser le coût des parties actives, sous contraintes linéaires et non linéaires, afin d'assurer la faisabilité de la solution. Cette fonction mono-objectif notée $C(\mathbf{x})$ évalue le coût global des parties actives à partir de la masse des aimants, du cuivre et des tôles magnétiques. \mathbf{x} est ici le vecteur « géométrie » contenant les grandeurs correspondant aux variables géométriques décrites dans la légende de la figure 9. La formulation du problème d'optimisation est donnée dans la relation (16) ci-dessous :

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^* &= \min_{\mathbf{x} \in \mathbf{X}} \|C(\mathbf{x})\| \\ &\left\{ \begin{array}{l} \Gamma(\mathbf{x}, \Omega_b) - \Gamma_b^* = 0 \\ V(\mathbf{x}, \Omega_b) - V_{max} = 0 \\ -\Gamma(\mathbf{x}, \Omega_{Lim}) + \Gamma_{Lim}^* \leq 0 \\ -FP(\mathbf{x}, \Omega_b) + FP_{min} \leq 0 \\ T(\mathbf{x}, \Omega_b) - T_{max} \leq 0 \\ |H_{max}(\mathbf{x}, \Omega_b)| - |H_{cj}| \leq 0 \\ -\eta_{elec}(\mathbf{x}, \Omega_b) + \eta_{elec_{min}} \leq 0 \\ LB \leq \mathbf{x} \leq UB \end{array} \right. \end{aligned} \quad (16)$$

Les contraintes utilisées dans la relation (16) sont décrites ci-dessous :

- Contrainte égalité sur le couple de la génératrice à la vitesse de base. Le couple de la génératrice $\Gamma_b(\mathbf{x}, \Omega_b)$ à la vitesse Ω_b doit être égal au couple dimensionnant Γ_b^* .
- Contrainte inégalité sur le couple de la génératrice à la vitesse de rotation maximale (vitesse de rotation limite Ω_{Lim} qui correspond à une vitesse de courants v_{max}). Ainsi, le couple de la génératrice $\Gamma_{Lim}(\mathbf{x}, \Omega_{Lim})$ à la vitesse de

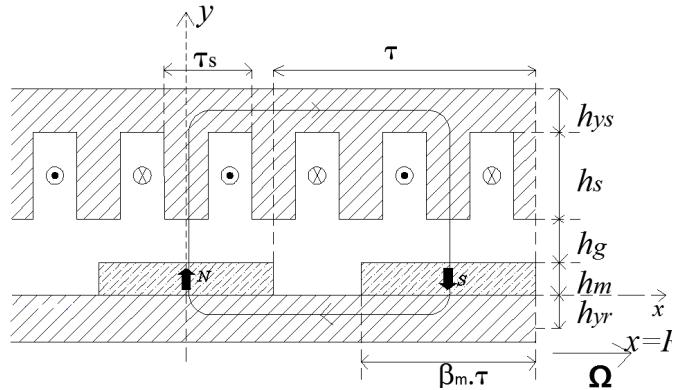


Fig. 9 : Géométrie de la génératrice à aimants permanents : h_s est l'épaisseur de la culasse rotorique, h_m est la hauteur des aimants, h_g est l'épaisseur de l'entrefer, h_s est la profondeur d'encoches, h_{yr} est l'épaisseur de la culasse statorique, β_m est l'ouverture relative des aimants, τ_s est le pas dentaire, β_s est l'ouverture relative des dents.

fonctionnement limite Ω_{Lim} doit être supérieur au couple spécifié par la stratégie de pilotage Γ_{Lim}^* en cette même vitesse.

- Contrainte inégalité sur le facteur de puissance (FP). Le facteur de puissance $FP(\mathbf{x}, \Omega_b)$ doit être supérieur à une valeur minimale FP_{min} . Cette contrainte permet de limiter le surdimensionnement du convertisseur.
- Contrainte inégalité sur le rendement électrique de la génératrice. Le rendement de la génératrice $\eta_{elec}(\mathbf{x}, \Omega_b)$ doit être supérieur à une valeur minimale $\eta_{elec_{min}}$ fixée.
- Contrainte inégalité sur la température maximale dans les conducteurs. Cette contrainte est introduite pour assurer la faisabilité thermique de la génératrice dimensionnée. La température dans les conducteurs $T(\mathbf{x}, \Omega_b)$ est définie à la vitesse de base et elle doit être inférieure à la température maximale T_{max} , permise par la classe des matériaux isolants dans les encoches.
- Contrainte inégalité sur le champ magnétique maximal $H_{max}(\mathbf{x})$ induit dans les aimants. Ce champ magnétique dans les aimants est évalué en considérant le cas le plus défavorable. Ceci correspond au cas où le champ créé par les courants statoriques à leur valeur nominale s'oppose au champ créé par les aimants (les flux rotorique et statorique sont soustractifs). Le champ magnétique maximal dans les aimants doit alors être inférieur à la valeur du champ coercitif H_{cj} , afin d'éviter une désaimantation des aimants.
- Contraintes linéaires sur les variables géométriques de la génératrice. Elles sont introduites pour assurer la faisabilité de la géométrie. On peut citer pour exemple le respect de certains facteurs de forme comme sur les aimants ou les encoches, ou bien la garantie de certaines épaisseurs minimales des culasses ainsi que les contraintes géométriques liées à l'intégration de la génératrice dans la nacelle.

3. RESULTATS ET ANALYSE D'UN DIMENSIONNEMENT

3.1. Dimensionnement d'une génératrice

La procédure d'optimisation formulée dans (16) est implémentée sous Matlab® optimization toolbox avec utilisation de l'algorithme *fmincon*. Il est à noter que les temps de calculs constatés sont fortement réduits. Ceci est dû à l'utilisation de modèles analytiques et notamment un modèle électromagnétique inverse [4]. Pour effectuer le dimensionnement de la génératrice, un ensemble de paramètres et de contraintes sont introduits dans l'algorithme. Les contraintes principales sont données dans le tableau 1. Selon la méthodologie définie dans cet article, les paramètres de la machine optimisée obtenue sont donnés dans le tableau 2. Le tableau 3 donne les paramètres électriques et les performances globales de la génératrice calculée. Par ailleurs, ces résultats montrent que les contraintes introduites dans l'algorithme d'optimisation sont satisfaites. Les figures 10a et 10b illustrent des croquis à l'échelle de la génératrice.

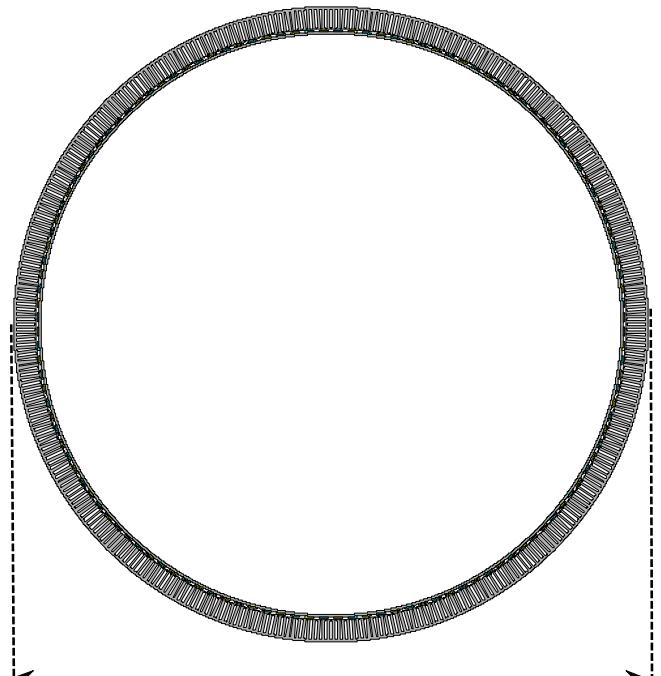
Tableau 1. Spécifications et exigences sur la génératrice (contraintes)

Diamètre externe de la génératrice	$D_{génératrice}$	3	m
Couple de la turbine à la vitesse de base	Γ_b	155,59	kNm
Vitesse de rotation de base de la turbine	N_b	22.954	tr/min
Couple de la turbine à la vitesse limite	Γ_{Lim}	5,7	kNm
Vitesse de rotation limite de la turbine	N_{Lim}	62,736	tr/min
Vitesse des courants au point de base	v_{Lim}	2,45	m/s
Tension convertisseur côté génératrice	V_{max}	690	V(efficace)
Facteur de puissance à la vitesse de base	FP	0,81	-
Rendement électrique minimal de la génératrice	$\eta_{elecmin}$	0,96	-
Température maximale de la génératrice	T_{max}	100	°C
Champ coercitif dans les aimants	H_{cj}	10^6	A/m

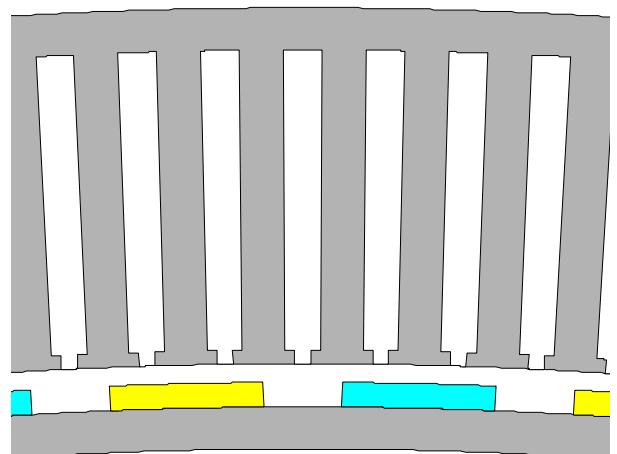
Tableau 2. Paramètres de la génératrice calculée

J	Densité de courant dans les conducteurs	2,6451	A/mm ² (efficace)
A_L	Charge linéique de courant	49433	A/m (efficace)
B_I	Induction d'entrefer au 1 ^{er} harmonique	0,71823	T
p	Nombre de paires de pôles	66	-
ncd	Nombre de conducteurs en série par encoche et par phase	5	-
m	Nombre de phases	3	-
S_{pp}	Nombre d'encoches par pôle et par phase	1	-
k_f	Coefficient de remplissage des encoches	0,5	-
k_{p1}	Coefficient de bobinage au 1 ^{er} harmonique	1	-
R_i	Rayon interne de la génératrice	1,35	m
R_e	Rayon externe de la génératrice	1,474	m
R_s	Rayon d'alsage du stator	1,377	m
L_m	Longueur active	52	cm
L_{tot}	Longueur totale (avec têtes de bobines)	59,6	cm

β_m	Ouverture relative des aimants	66	%
β_t	Ouverture relative des dents	54,5	%
β_s	Fermeture relative des encoches	50	%
H_{bec}	Hauteur des becs de dents	4	mm
h_{vs}	Épaisseur de la culasse statorique	1,4	cm
h_{vr}	Épaisseur de la culasse rotorique	1,4	cm
h_s	Profondeur d'encoches	7,96	cm
h_m	Épaisseur des aimants	7,1	mm
h_g	Épaisseur d'entrefer	5,4	mm



(a)



(b)

Fig. 10: Vue globale sur une section de la génératrice (a), Zoom sur les parties actives de la génératrice (b). Les dessins sont donnés à l'échelle.

Tableau 3. Caractéristiques globales et performances de la génératrice calculée (données à la vitesse de base)

E_I	Force électromotrice (f.e.m) (valeur efficace au 1 ^{er} harmonique)	577,25	V(efficace)
V	Tension de phase	690	V(efficace)
I	Courant de phase	216	A
X_s	Réactance synchrone	1.874	Ω
r_s	Résistance statorique	0,085	Ω
FP	Facteur de puissance	0,81	-
η_{elec}	Rendement électrique	96	%
T_{coils}	Température maximale dans les conducteurs	55,5	$^{\circ}\text{C}$
H_{max}	Champ magnétique maximal dans les aimants	0,53011	MA/m
P_j	Pertes Joule	11,17	kW
P_{fer}	Pertes fer	3,8	kW

3.2. Analyse des capacités de défluxage de la génératrice

Dans cette partie, il s'agit de valider le dimensionnement effectué afin de confirmer l'aptitude de la génératrice calculée à satisfaire les exigences imposées par son environnement. L'analyse des capacités de défluxage de la génératrice (figure 11), démontre clairement que la caractéristique couple/vitesse de la génératrice domine la caractéristique couple/vitesse spécifiée sur toute la plage de vitesse de fonctionnement. Ce résultat est confirmé par le tracé de la caractéristique de la génératrice dans le plan puissance et vitesse (figure 12). En effet, on relève que la courbe de puissance de la génératrice englobe la consigne de pilotage en puissance de l'hydrolienne. Par conséquent, l'hydrolienne peut être pilotée sur toute la plage de vitesse uniquement par un contrôle en couple (courant i_q) de la génératrice par son convertisseur.

4. CONCLUSIONS

Dans ce travail nous avons proposé une méthodologie de conception systémique d'une génératrice électrique synchrone à aimants permanents à entraînement direct associée avec une hélice à pas fixe. Cette méthodologie a été utilisée sur une application hydrolienne pour la récupération de l'énergie des courants de marées. La stratégie de pilotage utilisée repose sur la limitation de puissance lors des forts courants sans recours à un mécanisme d'orientation des pales. Cette stratégie est basée uniquement sur la commande de l'ensemble convertisseur-générateur. La démarche mise au point prend en compte les exigences liées aux principaux éléments de la chaîne de conversion, à savoir : la ressource, l'hélice, la génératrice, la stratégie de pilotage et les contraintes liées au convertisseur. Elle permet ainsi de définir une caractéristique couple/vitesse que l'ensemble convertisseur/machine devra suivre. Une génératrice est ainsi dimensionnée à partir de cette caractéristique couple/vitesse établie selon la méthodologie définie. Les résultats obtenus montrent qu'il est possible de dimensionner une génératrice capable de développer le couple requis sur tout le cycle. Par conséquent la limitation de puissance lors des forts courants peut se faire via la commande de la génératrice sans recours à un mécanisme d'orientation des pales.

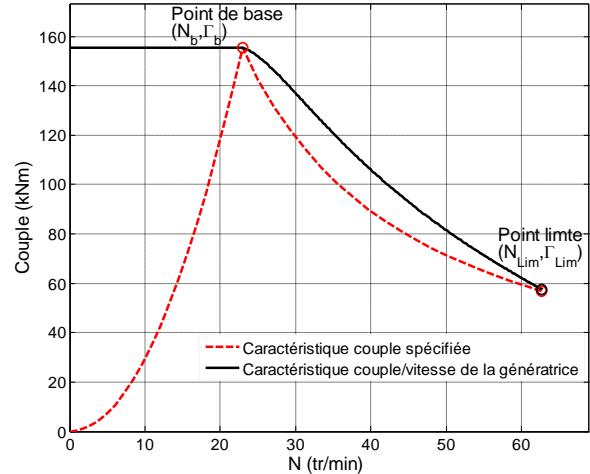


Fig. 11: Caractéristique couple/vitesse de la génératrice.

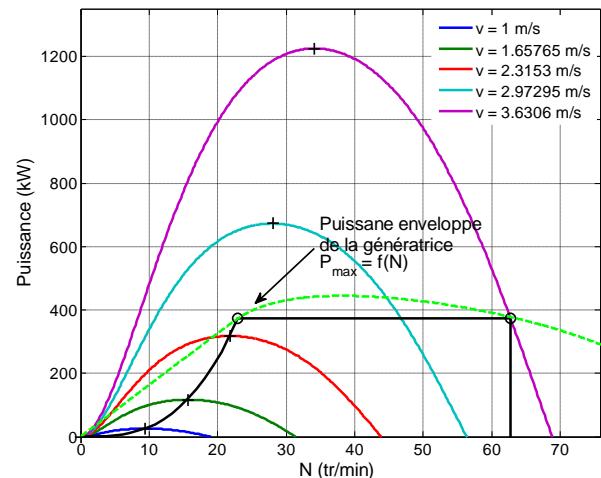


Fig. 12: puissance enveloppe de la génératrice et consigne de pilotage en puissance.

5. REMERCIEMENTS

Ces travaux sont financés par la Marine Nationale et bénéficiant d'un soutien de la société ECA-EN.

6. REFERENCES

- [1] S. Benelghali, R. Balme, K. Le Saux, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier and F. Hauville, "A simulation model for the evaluation of the electrical power potential harnessed by a marine current turbine," *IEEE Journal on Oceanic Engineering*, vol. 32, n°4, pp. 786-797, October 2007.
- [2] Technical Report, Groupe 12A, Les Hydriennes, Projet ADEM1 (in French): <http://www.heliciel.com/Library/Rapport%20hydrienne.pdf>, 2005.
- [3] M. Leijon, H. Bernhoff, M. Berg and O. Ågren, "Economical considerations of renewable electric energy production—especially development of wave energy," *Renewable Energy*, vol. 28, n°8, p. 1201-1209, 2003.
- [4] S. Djebbari, J.F. Charpentier, F. Scuiller and M.E.H. Benbouzid, "Génératrice à aimants permanents à flux axial à grand diamètre avec

- entrefer immerge – Eléments de conception et analyse des performances pour un cahier des charges d'hydrolienne,” *European Journal of Electrical Engineering*, vol. 16, n°2, pp. 145-176, 2013.
- [5] J.A. Baroudi, V. Dinavahi and A.M. Knight, “A review of power converter topologies for wind generators,” *Renewable Energy*, vol. 32, n°14, p. 2369-2385, 2007.
- [6] Z. Zhou, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, F. Scuiller and T. Tang, “A review of energy storage technologies for marine current energy systems,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 390-400, February 2013.
- [7] J. Ribrant and L. Bertling, ” Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005 ,” *IEEE Trans. on energy Conversion*, Vol 22 , n° 1, pp 167 - 173, March 2007.
- [8] Y. Amirat, M.E.H. Benbouzid, E. Al-Ahmar, B. Bensaker and S. Turri, “A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 3, n°9, pp. 2629-2636, December 2009.
- [9] Z. Zhou, F. Scuiller, J.F. Charpentier, M.E.H. Benbouzid and T. Tang, “Power limitation control for a PMSG-based marine current turbine at high tidal speed and strong sea state,” in *Proceedings of the 2013 IEEE IEMDC*, Chicago (USA), pp. 75-80, May 2013.
- [10] Stéphane Brisset, “Démarches et outils pour la conception optimale des machines électriques”, *Rapport d'Habilitation pour Diriger des Recherches*, Université des Sciences et Technologies de Lille, Décembre 2007.
- [11] Victor Mester, "Conception optimale Systémique des Composants des Chaînes de traction Electrique", *Thèse de Doctorat*, Ecole Centrale de Lille, Mai 2007.
- [12] V. Mester, F. Gillon, S. Brisset, P. Brochet, "Global Optimal Design of a Wheel Traction Motor by a Systemic Approach of the Electric Drive Train" in *proceeding of the IEEE VPPC '06 conference*, Windsor, 6-8 sept 2006.
- [13] A.S. Bahaj, A.F. Molland, J.R. Chaplin and W.M. J. Batten, “Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank,” *Renewable Energy*, vol. 32, n°3, p. 407-426, 2007.
- [14] Siemens SWT-6.0-154 6MW, Technical Report. available at http://www.swe.siemens.com/spain/web/es/energy/energias_renovables/eolica/Documents/6MW_direct_drive_offshore_wind_turbine.pdf (last acceced: December 2013).
- [15] S. Djebbari, J.F. Charpentier, F. Scuiller, M.E.H. Benbouzid and S. Guemard, “Rough design of a double-stator axial flux permanent magnet generator for a rim-driven marine current turbine,” in *Proceedings of the 2012 IEEE ISIE*, Hangzhou (China), pp. 1450-1455, May 2012.
- [16] L. Drouen, J. F. Charpentier, E. Semail and S. Clenet, “Study of an innovative electrical machine fitted to marine current turbines,” in *Proceedings of the 2007 IEEE OCEANS*, Aberdeen (Scotland), pp. 1-6, June 2007.