

Étude numérique et réalisation d'un alternateur discoïde pour une éolienne hybride asynchrone et gestion automatisée de la charge

Ing. V. TROFFAES
GRAMME – Liège

L'objectif de ce travail est l'étude et la réalisation d'un alternateur discoïde adapté aux performances et aux caractéristiques tout à fait particulières d'une petite éolienne hybride Savonius-Darrieus asynchrone. Peu connues du grand public, ces génératrices à aimants permanents, à pôles multiples et à l'encombrement réduit sont très adaptées au petit éolien. Un automate programmable permet de piloter cette innovante solution.

Mots-clefs : Eolienne domestique, alternateur discoïde, étude numérique, tests, automatisme, régulation

The mission of this thesis is to study and build an axial flux generator specially designed for the very special performances and characteristics of a small hybrid Savonius-Darrieus asynchronous wind turbine. Little known to the general public, those permanent magnets multi-pole and compact generators are well suited to small wind turbines. A programmable logic controller drives this innovative solution.

Keywords : Domestic wind turbine, axial flux generator, numerical study, tests, automation, regulation

1. Introduction

1.1 Énergie éolienne

De nos jours, nous nous dirigeons vers des habitations de moins en moins dépendantes du réseau énergétique. Cela se traduit par des maisons passives qui accusent de faibles pertes énergétiques mais aussi par l'auto-alimentation. Nous y retrouvons la production d'électricité grâce à l'énergie solaire (photovoltaïque) et à celle du vent (éolien). Les éoliennes que nous connaissons tous aujourd'hui sont ces grandes machines que l'on aperçoit le long des autoroutes. Cependant, le monde du petit éolien est moins connu du grand public.

Des études sont de plus en plus réalisées sur ces petites machines afin d'en améliorer les performances. Ces études portent sur l'aérodynamique mais également sur l'électrotechnique. En effet, si une bonne aérodynamique permet de capter un maximum de puissance dans le vent, une bonne installation électrotechnique permet de bien réguler l'éolienne. La conversion d'énergie mécanique en énergie électrique doit elle aussi être optimale pour obtenir de très bons rendements.

1.2 Cahier des charges

Ce projet a été réalisé chez MPI Engineering, une très petite entreprise de la région de Blegny, principalement active dans les deux domaines que sont l'électromécanique d'une part et la supervision et l'automatisme industriel d'autre part.

La société MPI a pour objectif de développer un prototype d'éolienne destinée aux particuliers ou aux entreprises qui pourra s'adapter en milieu urbain. Le but est d'apporter une solution nouvelle et innovante par son originalité. C'est dans ce contexte qu'a été réalisée voici deux ans une petite éolienne à axe verticale hybride Darrieus-Savonius de type asynchrone.

Dès lors, le but de ce travail est de continuer ce projet en ajoutant à la machine la partie électrotechnique. Les différents objectifs sont :

- Le dimensionnement électrique de l'alternateur par rapport aux performances de l'éolienne ;
- La conception mécanique de l'alternateur, son intégration dans la structure existante et la réalisation des plans de fabrication ;
- La soumission des fournisseurs, le suivi de la fabrication des pièces, l'assemblage ;
- La recherche et la programmation d'un onduleur ou d'un variateur de puissance ;
- La programmation d'un automate pour l'acquisition des données (mécaniques et électriques) de l'éolienne ;
- La mise en service du matériel, le câblage et l'installation.

1.3 Éolienne hybride asynchrone Darrieus-Savonius

L'éolienne pour laquelle l'alternateur (figure 1) a été réalisé ici n'est autre qu'une hybridation entre deux types d'éolienne à axe vertical: une éolienne Darrieus et une éolienne Savonius. À faibles vitesses de vent, c'est la Savonius qui produit le couple nécessaire pour démarrer l'éolienne. Ensuite, une fois que le vent est assez fort, c'est la Darrieus qui prend le relais et entraîne l'ensemble. Cependant, les deux éoliennes sont asynchrones car la Darrieus tourne beaucoup plus vite que la Savonius. Cette dernière pourrait alors ralentir l'ensemble. Une fois que la Darrieus produit assez de couple, elle se désolidarise (via une roue libre) de la Savonius et peut donc tourner sans être freinée par cette dernière et ainsi offrir son rendement optimal.

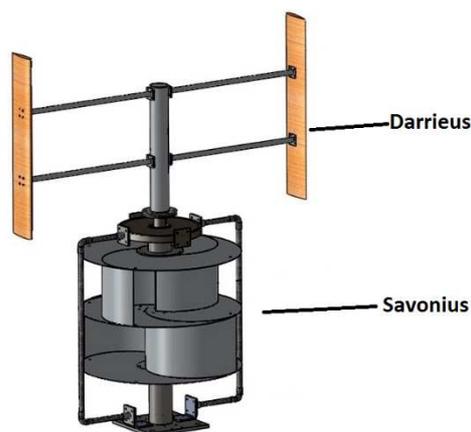


Figure 1 : Éolienne hybride Darrieus - Savonius asynchrone

2. Alternateur discoïde

Apparues dans les années 1980, les machines discoïdes (ou à flux axial) ont été principalement développées pour réduire l'encombrement, permettant ainsi d'augmenter la puissance par unité de volume. Elles sont dès lors utilisées dans la motorisation des éoliennes et des véhicules électriques. Moins bruyantes que les machines classiques à flux radial, elles sont adaptées aux vitesses faibles et variables. La particularité de ce type de machine est la direction du flux. En effet, il ne s'agit plus ici d'une configuration où le rotor tourne à l'intérieur du stator (machine conventionnelle, à flux radial). Dans le cas d'une machine discoïde, les rotors et stators se présentent sous la forme de disques (**Figure 2**). Le rotor se voit tourner en face du stator, le flux magnétique se propageant du rotor vers le stator parallèlement à l'axe de la machine. Les machines à flux axial possèdent donc un entrefer planaire et réglable, ce qui n'est pas le cas des machines à flux radial.

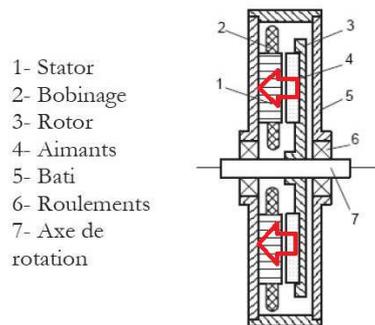


Figure 2 : Alternateur discoïde

Une éolienne conventionnelle avec une puissance à l'échelle du mégawatt consiste en un rotor à faible vitesse, une boîte de vitesse et un alternateur à haute vitesse. L'utilisation d'une boîte de vitesse cause beaucoup de problèmes technologiques car elle demande de l'entretien et augmente le poids de l'ensemble. De plus, la boîte de vitesse génère du bruit et crée des pertes dans la transmission. Les génératrices synchrones à aimants permanents sont une des meilleures solutions pour le petit éolien. Elles ne demandent pas d'entretien et peuvent être utilisées dans diverses conditions climatiques. Ces machines à pôles multiples sont bien adaptées aux faibles vitesses et ne nécessitent donc pas de multiplicateur de vitesse. Les aimants permanents du rotor permettent de simplifier sa construction puisque celui-ci ne comporte alors pas de bobinage pour créer le flux magnétique. De plus, ils apportent un avantage au niveau du rendement électrique par rapport à une

machine excitée électriquement. Les pertes Joule dans le rotor sont en effet éliminées. Cependant, ce système possède quand même un inconvénient, l'aimantation du rotor ne peut pas être contrôlée.

2.1 Machines à deux stators

La *Figure 2* représente une machine à un rotor et un stator. Il existe également d'autres configurations telles que la configuration à un rotor et deux stators (*Figure 3*), qui est celle qui a été utilisée ici. Dans ce cas, le rotor est placé entre les deux stators. La particularité est qu'il y a deux génératrices (une par stator) que l'on peut raccorder en série ou en parallèle. Comme nous le verrons plus loin, ceci s'adapte à notre machine puisque nous avons deux modes de fonctionnement : les deux éoliennes à la même vitesse ou désaccouplées. La *Figure 3* représente le cheminement du flux magnétique à travers la machine. Celui-ci, créé par les aimants du rotor, passe par le noyau des stators tout en traversant les bobines.

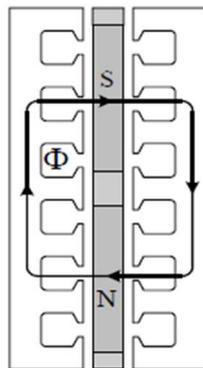


Figure 3 : Machine à un rotor et deux stators

Cependant, puisque les noyaux des stators sont fixes et que le rotor tourne, cela crée une variation de flux dans les noyaux des stators et donc cela induit des courants de Foucault qui vont freiner l'éolienne et l'empêcher de tourner. Pour pallier à ce problème, il a été décidé de désolidariser les noyaux des stators des bobines et de les relier au rotor. Nous obtenons donc une machine avec trois rotors : un actif (le central) qui crée le flux et deux passifs (les extérieurs) qui permettent de guider le flux à travers les bobines. Cette construction permet également d'annuler les pertes Fer puisqu'il n'y a plus de variation de flux dans le matériau. Nous avons donc au final une machine multi-étagée à trois rotors et deux stators.

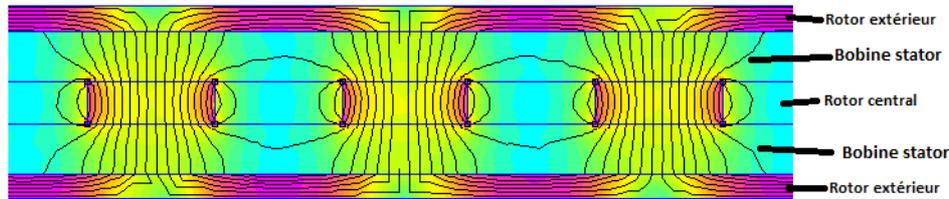


Figure 4 : Modélisation du flux magnétique pour la configuration de notre machine

La **Figure 4** illustre le modèle finale de la machine avec le flux magnétique qui la traverse. Les stators (composés des bobines seulement) seront placés entre le rotor central et les rotors extérieurs.

3. Modèle analytique

La modélisation de machines électriques est déterminée par des besoins contradictoires que sont la rapidité et la précision des résultats. D'un point de vue modélisation, une machine discoïde a une géométrie en trois dimensions. Par conséquent, utiliser une méthode analytique ou une analyse par éléments finis en 2D, qui sont toutes les deux utilisées sur le rayon moyen de la machine, ne garantit généralement pas une précision suffisante des résultats. Avec une analyse par éléments finis en 3D, il est possible de prendre en considération la géométrie de la machine, mais les calculs sont souvent trop longs, spécialement quand il s'agit d'un dimensionnement préliminaire de la machine. Des méthodes analytiques, dites de quasi-3D, ont donc été développées.

L'idée de base de ces méthodes est de d'abord diviser la machine en un nombre suffisant de plans de calculs indépendants, d'ensuite effectuer les calculs requis pour chaque plan et finalement de composer les performances globales de la machine sur base des résultats obtenus pour chaque plan de calcul.

D'après des études, le dimensionnement de machines à flux axial à aimants permanents peut être basé sur le diamètre moyen de la machine. Cette approche est assez fiable pour déterminer les performances principales, tant que le rapport entre la largeur de l'aimant et la largeur du pôle (ce rapport est appelé la largeur relative de l'aimant: nous y reviendrons plus tard) reste

constant sur tout le rayon. Si la largeur relative de l'aimant varie avec le rayon de la machine, la forme d'onde de la force électromotrice induite peut être différente de celle présumée. Cet effet doit être pris en compte lors du dimensionnement des bobines.

Un modèle analytique a donc été établi sur le logiciel Matlab, baptisé OptiGenVT. Nous décrivons ses équations caractéristiques, son schéma de fonctionnement et nous observerons les paramètres pouvant influencer les performances de la machine.

3.1 Géométrie du pôle

En regard de la méthode quasi-3D, la machine discoïde est considérée comme une somme de plusieurs machines de différentes longueurs radiales. La performance globale de la machine est obtenue en effectuant la somme des performances de chaque machine indépendante. Cette approche permet de prendre en considération plusieurs formes d'aimants, avec une largeur relative qui varie tout au long du rayon.

La transformation de la géométrie 3D d'une machine à flux axial en une géométrie 2D, pour être utilisée dans un modèle quasi-3D, est illustrée sur la **Figure 5**. Chaque plan, d'épaisseur dr , possède sa propre géométrie.

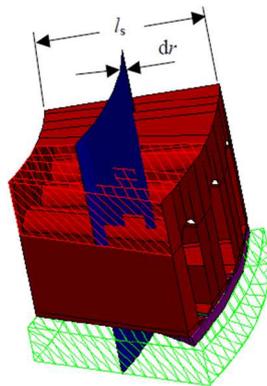


Figure 5 : Plan de calcul de la méthode quasi-3D

Sur la **Figure 6**, les différents paramètres géométriques sont définis en fonction du plan de calcul d'épaisseur dr .

- ω_{pm} est la largeur de l'aimant
- τ_p est la largeur du pôle
- l_{pm} est l'épaisseur de l'aimant

- g est l'épaisseur de l'entrefer
- l_y est l'épaisseur du noyau du stator
- r_{in} est le rayon interne de la position de l'aimant et le rayon interne du noyau du stator
- r_{out} est le rayon externe de la position de l'aimant et le rayon externe du noyau du stator
- l_s est la longueur de l'aimant et la longueur du noyau du stator

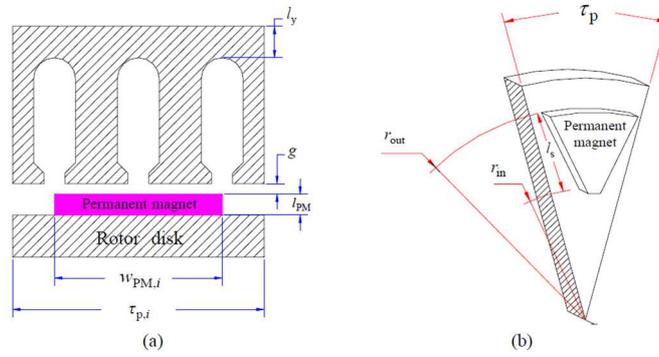


Figure 6 : Définition des paramètres géométriques d'un plan de calcul

Pour le modèle quasi-3D, le diamètre moyen D_{ave} d'un plan particulier i commence au diamètre extérieur de la machine et est donné par l'équation

$$D_{ave} = D_{out} - j \frac{l_s}{N} \quad (3.1)$$

Où :

- D_{out} est le diamètre externe du stator
- l_s est la longueur du noyau du stator
- N est le nombre de plans de calculs

Le paramètre j dans l'équation (3.1) est défini par l'équation (3.2) où i varie de 1 jusque N .

$$j = 2i - 1 \quad (3.2)$$

La longueur du noyau du stator est égale à la longueur de l'aimant et est donnée par l'équation

$$l_s = \frac{D_{out} - D_{in}}{2} \quad (3.3)$$

La largeur du pôle pour chaque plan de calcul est donnée par l'équation

$$\tau_{p,i} = \frac{\pi D_{ave,i}}{2p} \quad (3.4)$$

Où p est le nombre de paires de pôles.

La largeur relative de l'aimant, quant à elle, est donnée par l'équation

$$\alpha_{p,i} = \frac{\omega_{pm,i}}{\tau_{p,i}} \quad (3.5)$$

Sur base des équations (3.1) à (3.5), il est possible de diviser la machine en un certain nombre de plans de calcul. Le nombre de plans nécessaires dépend du but du calcul. Dans le cas le plus simple où la largeur relative de l'aimant est une constante sur le rayon, un plan suffit en général, par exemple pour le calcul de la tension induite. Mais lorsqu'il s'agit de calculer les pertes Fer, un plan ne sera pas suffisant pour atteindre une bonne fiabilité des résultats.

Le calcul des paramètres de la machine, comme la résistance de phase, est obtenu par les équations classiques des machines électriques. Dans ce cas, un seul plan de calcul suffit.

3.2 Densité de flux dans l'entrefer

Pour dimensionner le nombre de spires nécessaires, la densité de flux (ou induction magnétique) dans l'entrefer est un paramètre essentiel. Ce paramètre est obtenu via l'équation (3.6). Il s'agit d'une expression analytique qui donne la distribution de la densité de flux dans l'entrefer. Pour les machines à flux axial, qui sont considérées comme des machines linéaires, il s'agit d'une distribution de $B(x)$ en coordonnées cartésiennes.

$$B_{pm,i}(x) = - \sum_{n=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{\frac{8 B_r}{n \pi} \sin\left(\frac{\alpha_{p,i} n \pi}{2}\right) e^{-\frac{n \pi g}{\tau_{p,i}}} \cos\left(\frac{n \pi x}{\tau_{p,i}}\right)}{\left(e^{-\frac{2 n \pi g}{\tau_{p,i}}} + 1\right) + \frac{\mu_{pm} \left(-e^{\frac{2 n \pi g}{\tau_{p,i}}} + 1\right) \left(e^{\frac{2 n \pi l_{pm}}{\tau_{p,i}}} + 1\right)}{\mu_0 \left(e^{\frac{2 n \pi l_{pm}}{\tau_{p,i}}} - 1\right)}} \quad (3.6)$$

Où :

- B_r est l'induction rémanente des aimants

- μ_{pm} est la perméabilité magnétique des aimants
- μ_0 est la perméabilité magnétique du vide

On note l'influence sur cette expression des différents paramètres que sont la largeur relative de l'aimant α_p , l'épaisseur de l'entrefer g , l'épaisseur de l'aimant l_{pm} et la largeur de pôle τ_p .

A l'aide de cette expression, nous obtenons des courbes de distribution de la densité de flux dans l'entrefer. La **Figure 7** illustre la densité de flux dans l'entrefer en fonction de l'angle électrique¹. Cette figure illustre le changement de signe dû au changement de pôle des aimants. La densité de flux maximale apparaît au centre de l'aimant.

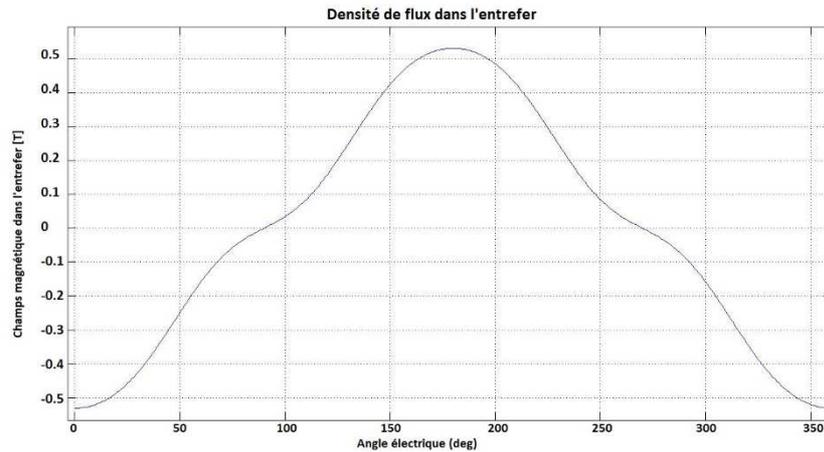


Figure 7 : Distribution de la densité de flux dans l'entrefer pour une paire de pôles

3.3 Force électromotrice induite

Maintenant que nous connaissons l'induction magnétique qui traverse l'entrefer, nous pouvons déterminer la tension induite aux bornes des bobines. La f.e.m. est représentée par la variation du flux à travers les bobines au cours du temps.

$$f.e.m = -N_{spires} \frac{d\varphi}{dt} \quad (3.7)$$

¹ L'angle électrique est l'angle mécanique d'un pôle. 360° électriques correspondent à 360° mécaniques divisés par le nombre de paires de pôles

Où N_{spires} est le nombre de spires que comporte chaque phase.

Après développement, cette relation devient

$$FEM_{RMS} = \frac{4 f \zeta N_{spires} B S_{bob}}{\sqrt{2}} \quad (3.8)$$

Où :

- f est la fréquence électrique

$$f = \frac{p \omega}{2 \pi} \quad (3.9)$$

- ζ est le facteur d'enroulement des bobines
- B est la densité de flux dans l'entrefer
- S_{bob} est la surface moyenne de la bobine

La tension obtenue aux bornes de l'alternateur dépend donc du nombre de spires, de la fréquence électrique (donc de la vitesse de rotation et du nombre de pôles), de la densité de flux dans l'entrefer et de la surface des spires.

3.4 Résistance de phase et pertes Joules

Dans les machines électriques à faibles vitesses, les pertes Joule sont généralement les pertes dominantes. Il est donc important de ne pas négliger leur calcul. La résistance de phase peut être calculée par l'équation

$$R_{ph} = \rho \frac{l_{Cu}}{S} \quad (3.10)$$

Où :

- ρ est la résistivité électrique du matériau
- l_{Cu} est la longueur totale de cuivre sur une phase
- S est la section de cuivre du fil

Sur base des résistances de phase calculées, les pertes Joule dans le stator peuvent être déterminées par l'équation

$$P_{Cu} = m R_{ph} I_{ph}^2 \quad (3.11)$$

Où m est le nombre de phases.

4. Tests de l'alternateur

Une fois l'alternateur dimensionné sur base de ce modèle, ce dernier fut construit par mes propres soins avec l'aide d'un spécialiste de la fabrication artisanale de telles machines. Il a ensuite pu être installé sur l'éolienne afin d'être testé. Un banc d'essai fut réalisé. Celui-ci était composé d'une foreuse entraînant l'éolienne au moyen d'une courroie.



Figure 8 : Alternateur construit



Figure 9 : Banc d'essai

4.1 Essais à vide

La première étape fut la réalisation des essais à vide. Cela a permis de vérifier si le dimensionnement de la machine était validé en pratique en mesurant les tensions.

Vérification de la forme du signal

La forme de la tension à vide réelle (**Figure 11**) a été comparée à celle calculée (**Figure 10**). En effet, la tension est l'image du flux magnétique, ce qui permet la comparaison. Ces signaux sont proches l'un de l'autre, ce qui confirme la justesse du modèle analytique.

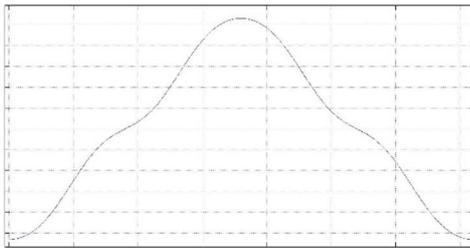


Figure 10 : Forme du signal de la tension attendu d'après le modèle calculé

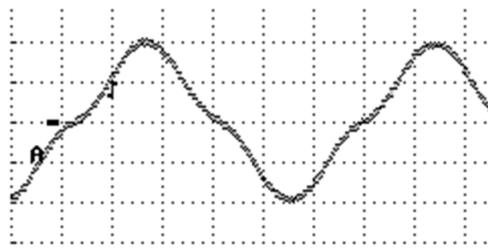


Figure 11 : Forme du signal de la tension à vide

Vérification des tensions obtenues

Une des vérifications les plus importantes est bien entendu celle des tensions obtenues aux bornes de l'alternateur. C'est en effet ici que l'on compare les résultats pratiques aux calculs théoriques. Pour ce faire, j'ai utilisé l'application *OptiGenVT* pour obtenir une courbe des valeurs théoriques qui exprime les tensions en fonction de la vitesse de rotation. Ensuite, nous avons fait tourner l'éolienne à plusieurs vitesses, afin d'obtenir plusieurs points de comparaison.

Nous observons une différence de quelques volts entre les mesures réelles et celles prédites par nos calculs (**Figure 12**). Nous pouvons les expliquer par deux raisons.

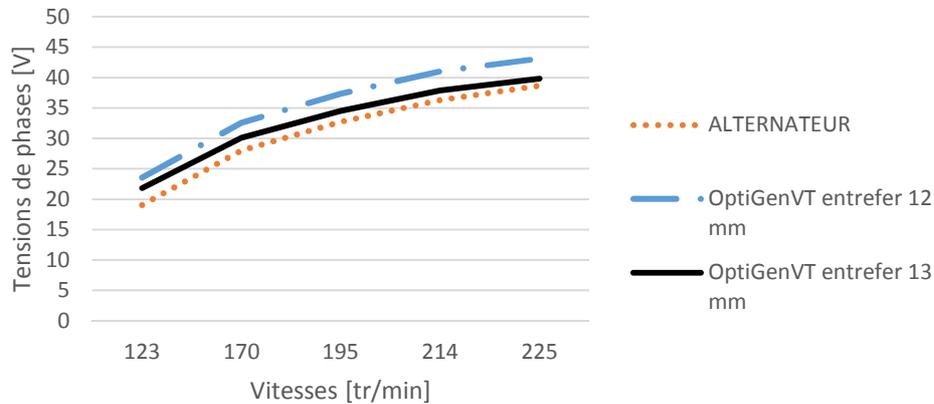


Figure 12 : Comparaison des tensions en fonction de la vitesse de l'éolienne

La première étant que lors du montage de l'alternateur, l'encombrement des écrous a eu pour conséquence d'obtenir un entrefer de 13 mm au lieu des 12 mm initialement prévus. En recalculant via notre application les caractéristiques de l'alternateur avec un entrefer de 13 mm, nous obtenons les points de la troisième courbe. Cependant, il reste encore une légère différence. C'est ici que la deuxième raison intervient: lors de la réalisation du rotor, certains aimants sont entrés en collision entre eux et cela a engendré des dégâts sur certains d'entre eux. Quelques aimants sont donc endommagés. Cette perte de volume pourrait être la cause de cette tension plus faible que celle attendue.

En tenant compte de ces facteurs, nous pouvons conclure à partir de ce tableau de valeurs que les résultats pratiques sont assez proches des valeurs calculées. Nous pouvons dès lors valider notre modèle MatLab.

4.2 Essais en charge

Nous avons réalisé des essais avec une charge variable afin de tester le comportement de l'alternateur. Pour ce faire, nous avons effectué ces essais à puissance constante. Un appareil de mesure nous permettait de connaître la puissance consommée par la foreuse entraînant l'éolienne. Il était alors facile de garder une puissance constante en faisant varier la charge.

Cependant, il faut noter que ces mesures seront qualitatives et non quantitatives puisque le rendement précis de la foreuse n'est pas connu et

donc la puissance réellement transmise à l'éolienne non plus (de l'ordre de 20 à 40 %). Il faut également compter les pertes dans la transmission par courroie qui a tendance à glisser lorsque les vitesses deviennent importantes. Nous avons réalisé une batterie de tests pour des puissances de 200, 300, 400 et 450 W mesurées à la foreuse avec la résistance variant quant à elle entre 0 et 350 Ohms (0 Ohms étant un court-circuit).

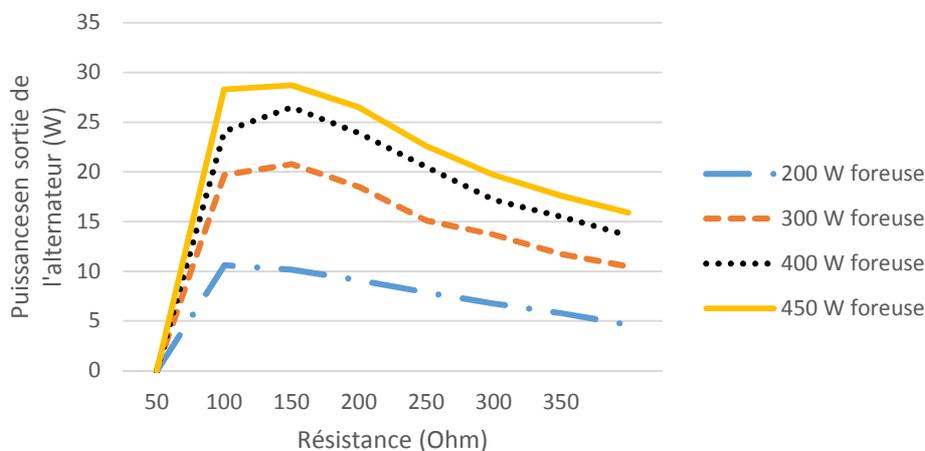


Figure 13 : Courbes de puissance en fonction de la charge pour différentes puissances à la foreuse

Sur la figure 13, qui représente la puissance en fonction de la charge pour toutes les puissances d'essais, nous pouvons observer un pic de puissance. Plus on augmente le courant (en diminuant la résistance), plus on augmente la puissance mais à partir d'un moment, la puissance diminue soudainement jusqu'à s'annuler (court-circuit). Pour une puissance fournie à l'éolienne, il existe donc un pic de puissance qui est dépendant de la charge qu'on lui applique, ce qui confirme l'importance de la régulation d'une éolienne. Nous interpréterons donc ici qu'il existe une charge optimale à la foreuse qui lui permet de fournir le maximum de puissance.

La **Figure 14** représente la puissance en sortie de l'alternateur en fonction de la vitesse de rotation suivant la puissance transmise par la foreuse. La courbe noire relie le point optimal de chaque courbe. La régulation de l'éolienne consiste à rester sur cette courbe noire, de façon à toujours obtenir le maximum de puissance disponible.

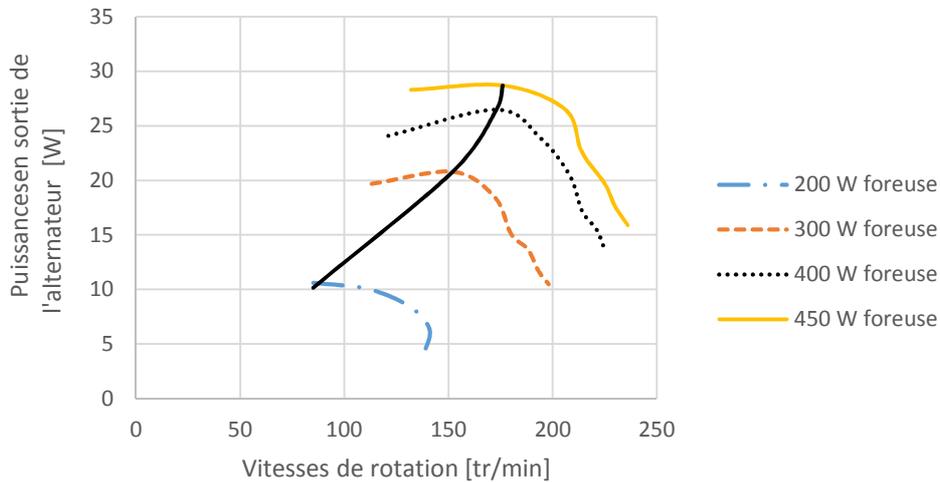


Figure 14 : Courbes de la puissance de sortie de l'alternateur en fonction de la vitesse de rotation

5. Régulation de la charge

Comme dit précédemment, les deux stators de l'alternateur peuvent être raccordés soit en série, soit en parallèle. L'éolienne possède également deux modes de fonctionnement : Darrieus et Savonius tournant à la même vitesse ou désaccouplées. Lorsqu'elles sont désaccouplées, la vitesse de rotation est estimée deux fois plus importante. Les deux stators sont donc raccordés en série lors du fonctionnement *normal* et sont ensuite raccordés en parallèle lors du fonctionnement *désaccouplé*. Ainsi, la tension est divisée par deux. Mais puisque la vitesse de rotation est deux fois plus importante et que la tension est directement proportionnelle à la vitesse de rotation, la tension reste plus ou moins à la même valeur. Cela permet aussi de ne pas monter trop haut en tension. La commutation *série – parallèle* se fait au moyen de relais pilotés par un automate industriel (Wago 750-881).

La régulation de la charge d'une éolienne consiste à rechercher le point de fonctionnement où l'éolienne délivre le maximum de puissance (**Figure 14**). Il s'agit du MPPT². En effet, la vitesse du vent variant continuellement, il est

² Maximum Power Point Tracking

important de gérer la charge de l'éolienne pour en retirer le maximum disponible à tout instant.

La régulation se fait au moyen d'un onduleur Windmaster 500, d'une puissance nominale de 500 W et d'une plage de tension de 35 VDC à 150 VDC. L'onduleur doit être protégé des surtensions. Un module redresseur qui convertit la tension triphasée en tension continue tout en s'assurant de protéger l'onduleur avec un système de freinage a donc été choisi. A l'avenir, un deuxième onduleur pourra être ajouté si la puissance de l'éolienne est augmentée.

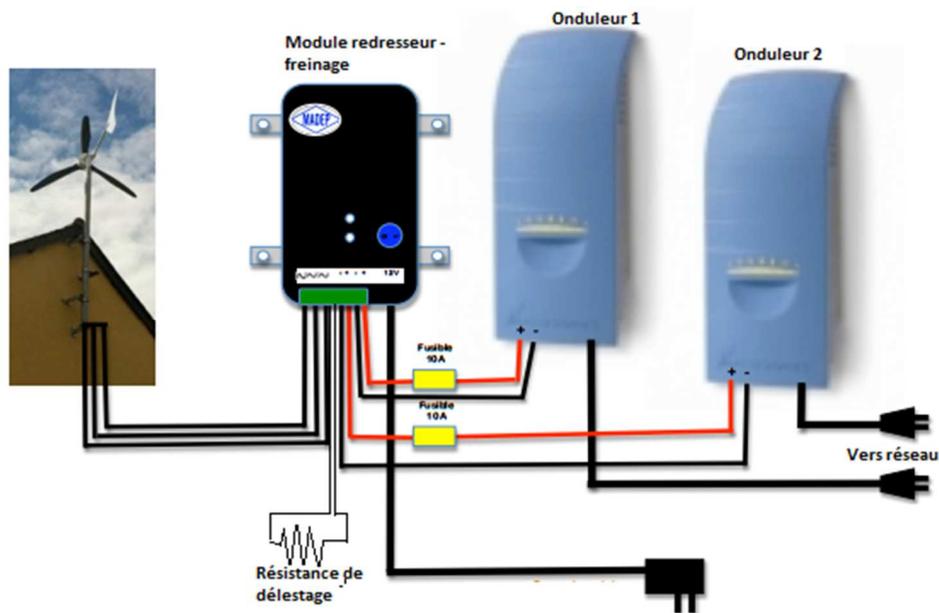


Figure 15 : Système de régulation

6. Conclusion

La première étape de ce travail fut le dimensionnement de l'alternateur. Cette partie a demandé beaucoup de recherches sur les différents types de machines existantes et sur les méthodes de calculs. Un modèle analytique a alors été développé avec le logiciel MatLab.

Cet alternateur a ensuite été réalisé par nos propres soins. L'étape suivante de ce travail fut la réalisation de tests. Ceux-ci se sont avérés assez concluants

quant à la qualité du travail effectué. Nous avons ainsi pu valider notre modèle analytique.

Pour la régulation, nous nous sommes donc dirigés vers un onduleur et un régulateur permettant de protéger celui-ci. Nous avons programmé cet onduleur afin qu'il corresponde à la courbe de puissance de notre éolienne. Des tests ont permis de vérifier le bon fonctionnement de celui-ci ainsi que le basculement série-parallèle.

7. Sources

- [1] AYDIN M., HUANG S. & LIPO T., *Axial Flux Permanent Magnet Disc Machines: A Review*. Wisconsin Power Electronics Research Center, October 2004.
- [2] GIERRAS J. & WING M., *Permanent magnet motor technology - design and applications*, New York, Marcel Dekker Inc., 2005.
- [3] JUNG T.-U. & CHO J.-S., *Electromagnetic structural design analysis and performance improvement of AFPM generator for small wind turbine*. Journal of Magnetics 16(4), 2011, pp. 374-378.
- [4] KALLASTE A. & KILK A., *Permanent magnet axial-flux generator with toroidal winding*, Tallin University of Technology, January 2007.
- [5] LAPORTE G., *Étude, conception et réalisation d'une éolienne hybride darrieus-savonius de type asynchrone*, Liège, HELMo Gramme, 2012.
- [6] PARVIAINEN A., *Design of axial-flux permanent-magnet low-speed machines and performance comparison between radial-flux and axial-flux machines*. PhD thesis, Lappeeranta University of Technology, 2005.
- [7] PIGGOTT H., *Auto-construire son éolienne*. 2009.
- [8] PRICE G. F., BATZEL T. D., COMANESCU M., & MULLER B. A., *Design and testing of a permanent magnet axial flux wind power generator*, Pennsylvania State University, Altoona College, 2008.
- [9] SKAAR S., KROVEL O., & NILSSEN R., *Distribution, coil-span and winding factors for PM machines with concentrated windings*, Norwegian Research Council under Grant 146524/210 June 2006.