



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU

Faculté de Génie Electrique et d'Informatique

Département D'Electrotechnique



*Mémoire
De fin d'études*

En vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
Option : Machines électriques



THEME

*Modélisation et Simulation d'un Générateur Eolien
Connecté au Réseau*

Proposé et dirigé par :

- Mme D. KOUSSA
- M^r H. HOUASSINE

Etudié par :

-DRICHE Samira
-DJEBRANI Hakim
- DJEMAI Djamel

- 2007 / 2008 -

REMERCIEMENTS

Nous tenons à exprimer nos remerciements à Mr BELHAMEL directeur du centre de développement des énergies renouvelables (CDER), de nous avoir facilité la tâche et autoriser à travailler au sein du (CDER), ainsi à l'ensemble de personnels de ce centre et tous qui nous ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de notre mémoire particulièrement.

Nous tenons aussi à remercier Mme KOUSSA Djohra, chargée de recherche au centre de développement des énergies renouvelables (CDER), pour le thème qu'elle nous a proposé ; nous lui exprimons toute notre gratitude pour son aide et soutien inconditionnel.

Nous remercions Mr HOUASSINE Hamza, chargé du cours à l'université de Média, pour son aide et d'avoir accepté d'étudier le thème du projet. Nous le remercions aussi pour sa disponibilité et d'avoir consacré une partie de son temps pour l'accomplissement de ce mémoire.

Nous remercions tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail.

Nous tenons aussi à exprimer nos remerciements à toutes les personnes que nous n'avons pas citées, qui ont participé à la réalisation de notre mémoire.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	04
CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES SYSTEMES EOLIENS	06
1.1 Introduction.....	06
1.2 Descriptif et qualités de l'énergie éolienne	06
1.2 .1 Définition de l'énergie éolienne	06
1.2.2 Principaux composants d'une éolienne	07
1.3 Les différents types d'éolienne	08
1.3.1 Eoliennes à axe vertical	08
1.3.2 Eoliennes à axe horizontal	09
1.4 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique	10
1.4.1 Loi de Betz	10
1.4.2 Production d'énergie mécanique	12
1.5 Stratégies de fonctionnement d'une éolienne	13
1.5.1 Bilan des forces sur une pale	13
1.5.2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne	13
1.5.2.1 Système d'orientation des pales "pitch"	13
1.5.2.2 Système à décrochage aérodynamique "stall".....	14
1.5.3 Production optimale d'énergie	14
1.6 Etat de l'art sur la conversion électromécanique	16
1.6.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone	17
1.6.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil	17
1.6.1.2 Machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	20
1.6.1.3 Machine asynchrone à rotor bobiné	23
1.6.2 Systèmes utilisant la machine synchrone	24
1.6.2.1 Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants.....	24
1.6.2.2 Machine synchrone à aimants permanents discoïde.....	25
1.6.2.3 Machine synchrone vernier à aimants.....	26
1.6.3 Processus de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique	27
1.6.4 Avantages et inconvénients de chacune des génératrices.....	28
1.7 Les différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs..	29
1.7.1 le choix du rapport du multiplicateur.....	30
1.8 Conclusion.....	31

CHAPITRE 2 : ASPECT THEORIQUE DE LA MODILISATION	32
2.1 Introduction	32
2.2 Modélisation de la turbine	32
2.3 Modélisation de la machine asynchrone	33
2.3.1 Représentation schématique d'une machine asynchrone	33
2.3.2 Hypothèses simplificatrices	33
2.3.2.1 Equation électrique de la machine dans les axes a,b,c	34
2.3.2.2 La notation matricielle	34
2.3.3 Transformation de Park	36
2.3.3.1 Transformation d'un système triphasé en un système diphasé équivalent	36
2.3.3.2 Transformation initial de Park	37
2.3.3.3 Transformation de Park modifiée	39
2.3.3.4 Equation de la machine asynchrone dans les axes d et q	39
a- Equation électrique	39
b- Equation magnétique	40
c- Equation mécanique et le couple électromagnétique	40
2.3.4 Choix du référentiel	40
2.3.4.1 Référentiel immobile par rapport au stator	41
2.3.4.2 Référentiel immobile par rapport au rotor	41
2.3.4.3 Référentiel immobile par rapport au champ tournant	41
2.3.5 Modèle de la machine en représentation d'état	42
2.4 Conclusion	44
CHAPITRE 3 : DEVELOPPEMENT DU MODELE SIMULINK DE L'AEROGENERATEUR	45
3.1 Introduction	45
3.2- Outil de simulation MATLAB/SIMULINK	45
3.2.1 Matlab	45
3.2.2 Simulink	45
3.3- Développement du modèle simulink de l'aérogénérateur	46
3.3.1 Modèle simulink de la turbine	46
3.3.2 Modèle simulink de la génératrice asynchrone	47
3.4 Conclusion	48

CHAPITRE 4 : RESULTATS DE LA SIMULATION ET DISCUSION DES RESULTATS OBTENUS	49
4.1 Introduction	49
4.2 Résultats de la simulation	49
4.2.1 La turbin.....	49
4.2.2 La génératrice	51
4.3 Bilan de puissance	54
4. 3.1 Détermination de la vitesse du vent de compensation des pertes.....	55
4.4 Conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique	55
4.5 Compensation d'énergie réactive	56
4.5.1 Détermination de la valeur des capacités.....	56
4.5.2 Compensation de la génératrice	57
4.5.3 Détermination de la valeur des capacités.....	57
4.5.4 Détermination des courants	58
4.6 Conclusion	58
CONCLUSION GENERALE	59
-NOMENCLATURE	
-ANNEXES	
REFERENCES BILIOGRAPHIQUES	



Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie éolienne est une source d'énergie exploitée depuis des siècles afin d'extraire de l'énergie mécanique. Ce type d'énergie était exploité au départ pour faire avancer les bateaux (3000 ans AV.JC) [1], pour les moulins (à céréales, olives...), le pompage. Dans un premier temps l'énergie cinétique du vent était uniquement convertie en énergie mécanique. En effet, des moulins à vent à axe vertical étaient utilisés dans les hautes terres Afghanes 7 siècle A.C. A part dans les régions plates, l'énergie hydraulique s'est ainsi souvent révélée plus intéressante, ce qui explique la situation actuelle où l'hydroélectricité est dominante parmi les sources renouvelables. Ce n'est qu'à la fin du XIXème siècle, lorsque l'électricité pris son départ, que l'aérogénérateur électrique fit ses premiers pas. C'est en 1891 que le danois Poul La Cour réussit à construire pour la première fois une turbine à vent produisant de l'électricité. Dans les années 1920 une éolienne bipale de 20 m de diamètre était construite en France ; puis dans les années 1950-1960 (tripale de 30 m et génératrice synchrone de 800 kW à Nogent le Roi, bipale de 35 m et génératrice asynchrone de 1 MW à Saint Rémy des Landes). En 1941, une éolienne bipale de 1250 kW [1] (machine synchrone) était expérimentée aux USA dans le Vermont. Les nombreuses réalisations expérimentales et leurs transformations permirent de perfectionner les turbines, les systèmes de freinage d'urgence, les pylônes et les divers dispositifs de contrôles et d'obtenir des aérogénérateurs durables et concurrentiels à la fin du XXème siècle.

Actuellement, plusieurs pays sont déjà directement tournés vers l'énergie éolienne. C'est le cas de l'Allemagne, leader mondial avec une puissance éolienne installée de 12 GW, l'Espagne, numéro deux de l'Union Européenne avec 4,15 GW et le Danemark avec 2,9 GW à la fin de l'année 2002. Face à ces trois "poids lourds", la France ne représente que 230 MW éoliens [2].

Vu à l'avantage que présentent les systèmes éoliens, les chercheurs en Génie Electrique ont mené des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique ainsi que la qualité de l'énergie fournie. Dans ce cadre, le travail proposé consiste en une modélisation et simulation d'un générateur éolien connecté au réseau à l'aide du logiciel MATLAB/SIMULINK. A ce propos nous donnons :

Dans le premier chapitre, des rappels sur les systèmes éoliens tout en se basant sur les différentes équations et les concepts physiques régissant leurs fonctionnements. Ces rappels sont suivis par un état d'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices utilisées et les convertisseurs qui leurs sont associés ainsi que les différents types de multiplicateurs de vitesse dans les aérogénérateurs.

Le développement du modèle des différentes parties constituant l'aérogénérateur qui permettra d'établir le modèle mathématique de la turbine ainsi que de la génératrice étudié est détaillé dans le chapitre II. Pour cette modélisation nous nous sommes basé sur l'exploitation des modèles mathématiques de la bibliographie qui permettent de créer un lien entre les phénomènes physiques et le comportement réel des sous système.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation sommaire de MATLAB/SIMULINK en tant que logiciel de modélisation et de simulation en ingénierie et à la réalisation du modèle de simulation de l'aérogénérateur (Turbine, génératrice) dans l'environnement MATLAB/SIMULINK.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives à entreprendre dans l'avenir.

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends. The frame is outlined in black and contains the chapter title.

CHAPITRE 1

Généralités Sur les Systèmes Eoliens

1.1 Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [3]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

1.2 Descriptif et qualités de l'énergie éolienne

1.2.1 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure 1.1).

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [4]. Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue deux grands types d'éoliennes :

Les éoliennes à axe vertical : ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches. Il présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal [4].

Les éoliennes à axe horizontal beaucoup plus largement employées, même si elles nécessitent très souvent un mécanisme d'orientation des pales, présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol [5].

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, selon l'ADEME, le niveau sonore d'une éolienne est de 50dB à 150 mètres et devient imperceptible au delà de 400 mètres. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 KW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de KW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

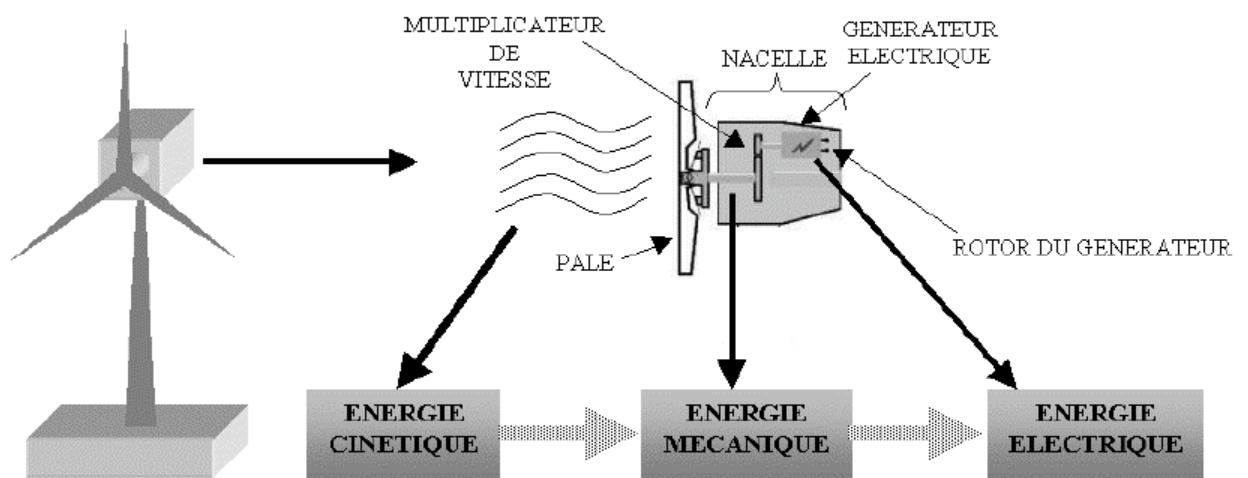


Figure 1.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

1.2.2 Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux :

- Le mât, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 KW : diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur).
- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit [3]. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé (La société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe). Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).

1.3- Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal

1.3.1 Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de

L'industrialisation [6] :

- Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmentent le couple moteur (Figure 1-2.a).

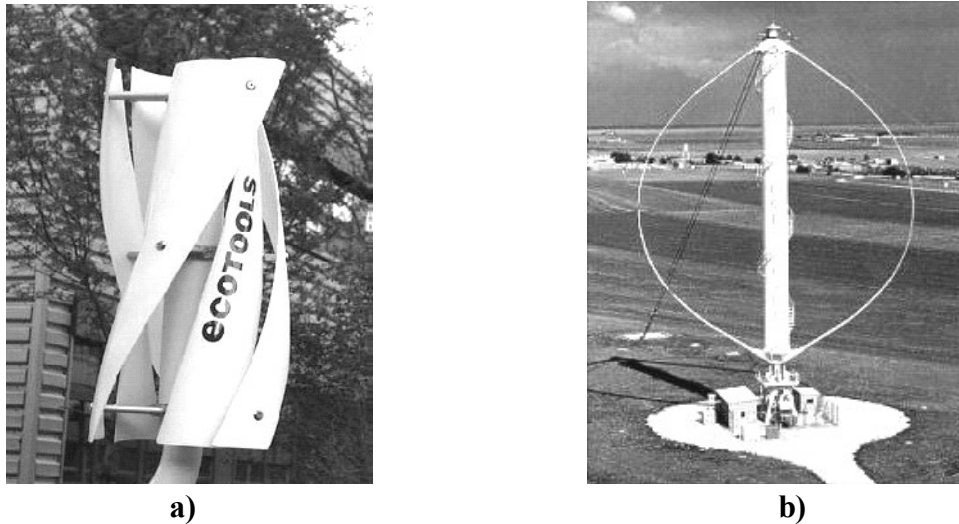


Figure 1.2 : Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable [3]

- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 30). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure 1.2.b) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur). Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

1.3.2 Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [7]. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité.

Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères [8]. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

1.4 - Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique

1.4.1 Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (1-3) sur lequel on a représenté la vitesse du Vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit $\frac{V_1+V_2}{2}$, la masse d'air en mouvement (ANNEXE A) de densité ρ (ANNEXE B) traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \quad (1.1)$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent

(Seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (1.2)$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (1.1) :

$$P_m = \frac{\rho S(V_1+V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (1.3)$$

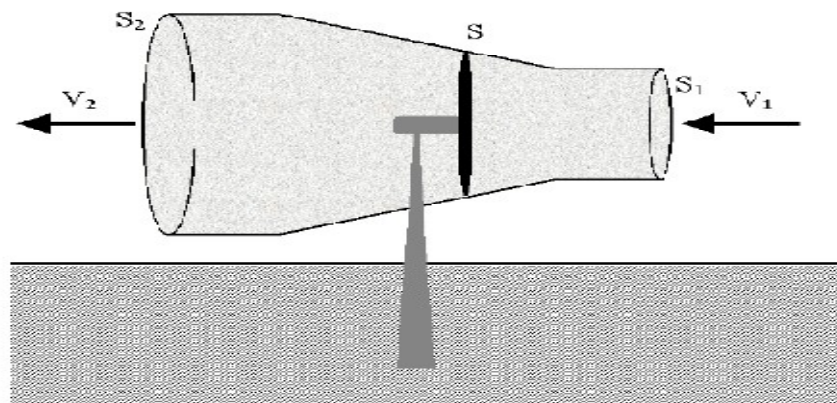


Figure 1.3 : Tube de courant autour d'une éolienne [9]

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Un vent théorique non perturbé traversait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (1.4)$$

La relation entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théorique disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (1.5)$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (figure 1.4), on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de $16/27$ soit 0.59 .

Cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

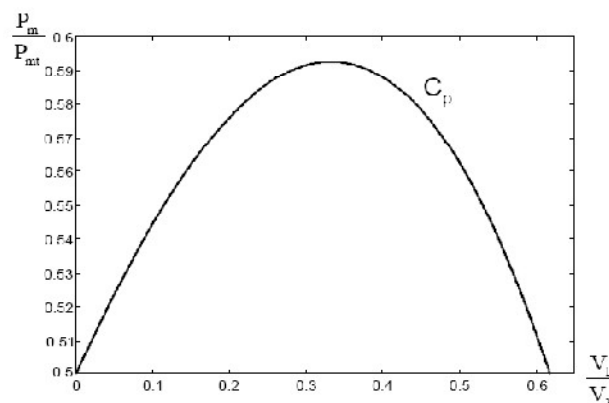


Figure 1.4 : Coefficient de puissance [9]

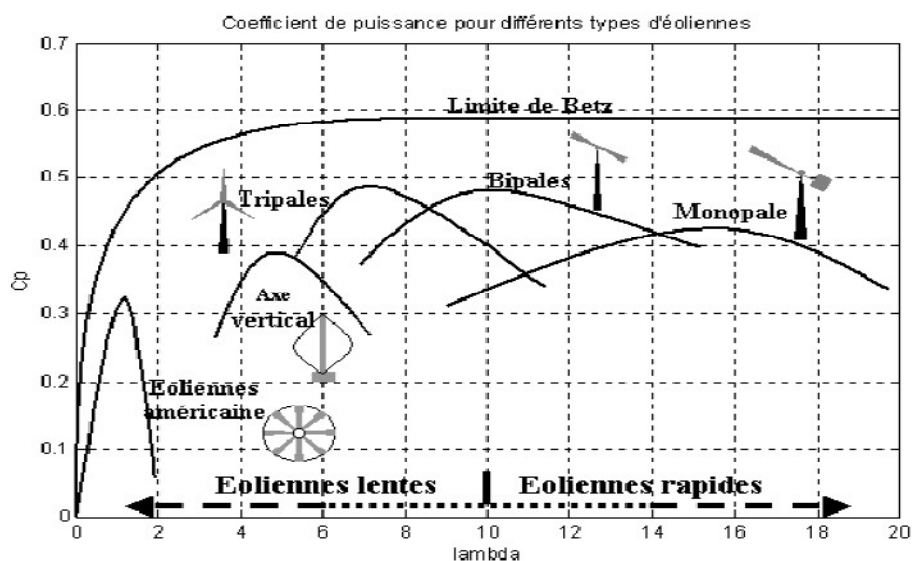


Figure 1.5 : coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pale (entre 20 et 40), leur inertie important impose en général une limitation du diamètre à environ 8m. Leur coefficient de puissance (figure1-5) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Figure 1-5) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent de 3m/s [9].

1.4.2 Production d'énergie mécanique

En combinant les équations (1.1), (1.4) et (1.5), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (1.6)$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \quad (1.6.a)$$

Ω_1 : vitesse de rotation avant multiplicateur et R : rayon de l'aérogénérateur.

Ainsi le couple mécanique s'obtient comme suit :

$$C_{mec} = \frac{P_m}{\Omega_1} \quad (1.7)$$

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K , la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{K V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (1.8)$$

Avec Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent (Figure 1-6)[9].

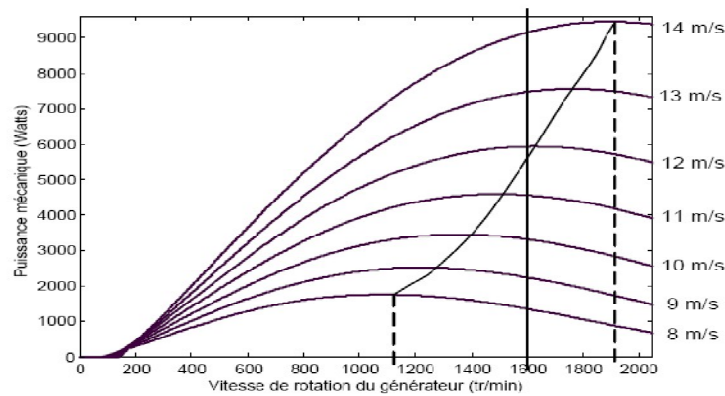


Figure 1.6 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné.

1.5 - Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

1.5.1 Bilan des forces sur une pale

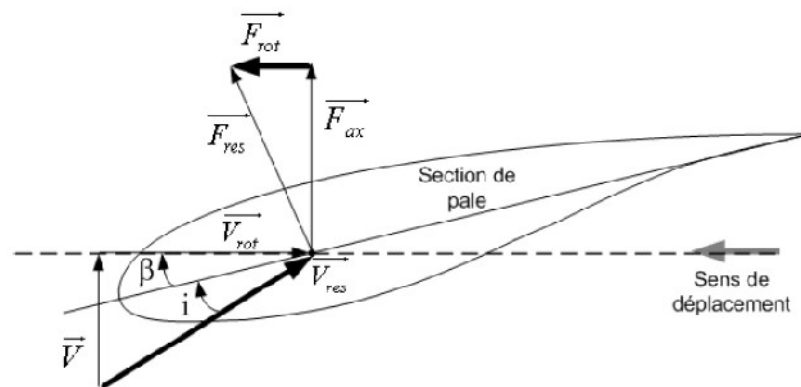


Figure 1.7 : Bilan des forces sur une pale

La Figure (1-7) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [9]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} . L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

1.5.2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

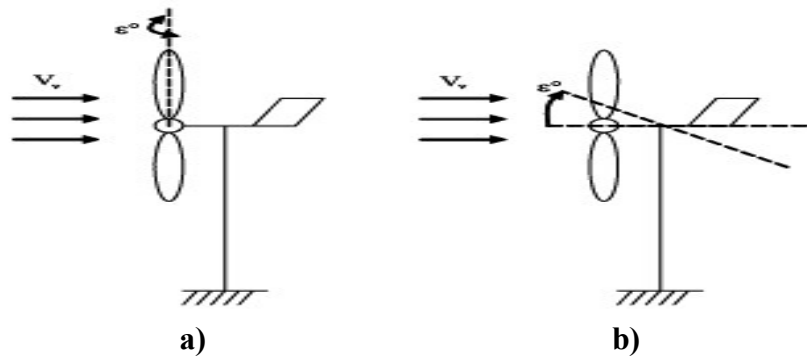
1.5.2.1 Système d'orientation des pales "pitch"

C'est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales

sur leur axe (figure 1.8.a) ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure.

1.5.2.2 Système à décrochage aérodynamique "stall"

C'est une technique passive « stall » : Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent (figure 1.8.b). Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées.



[8]

Figure 1.8 : Système de régulation de la vitesse de rotation d'une éolienne

1.5.3 Production optimale d'énergie

Dans un système de production d'énergie par éolienne fonctionnant à vitesse variable, on cherchera systématiquement le régime optimal en exploitant les maxima du réseau de courbes de la Figure 1-6. Ce qui signifie que pour un régime de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe) on souhaite que la puissance fournie soit maximale ce qui correspond à une valeur de λ donnée appelée λ_{opt} . La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} résultante est alors donnée par :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v \quad (1.9)$$

La caractéristique correspondant à cette relation est donnée sur la zone II de la Figure (1.9). La zone I correspond aux vitesses de vent très faibles, insuffisantes pour entraîner la rotation de l'éolienne, et la zone III correspond aux vitesses de vent élevées pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur maximale afin de ne pas subir de dégâts. [9]

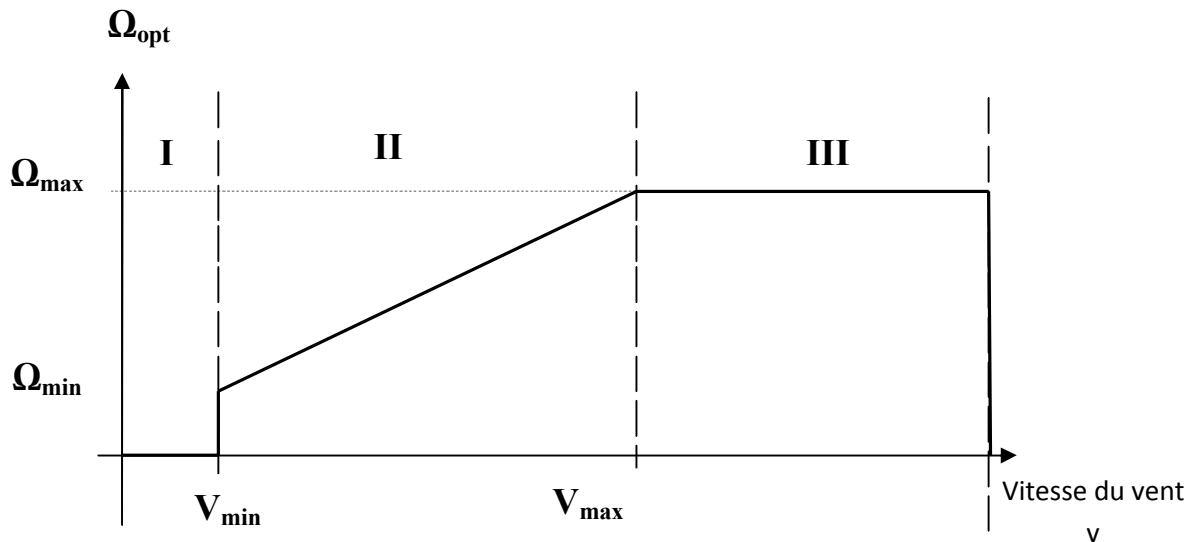


Figure 1.9 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.

L'aéromoteur est dimensionné d'une façon à développer sur son arbre une puissance P_n , dite puissance nominale, qui est obtenue à partir d'une vitesse nominale du vent V_n . Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n , le système de régulation de l'éolienne intervient pour modifier les paramètres de l'aéromoteur afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. On spécifie aussi la vitesse de démarrage V_d , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et la vitesse maximale du vent V_M pour laquelle l'éolienne cesse de transférer la puissance.

Les vitesses V_d , V_n et V_M définissent la zone de fonctionnement de l'éolienne comme c'est illustré sur la figure (1.10).

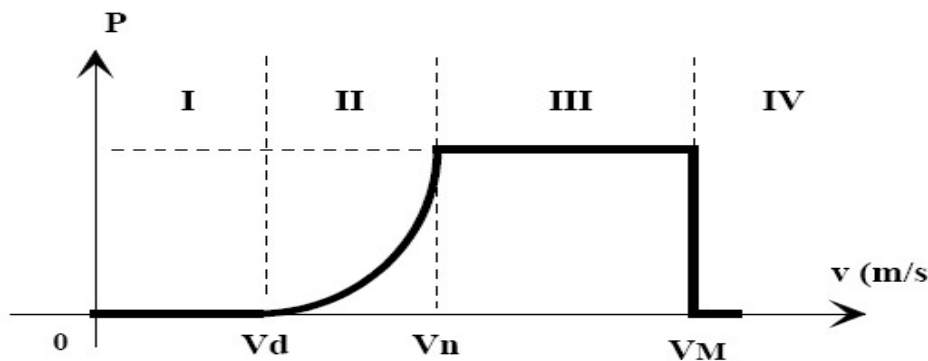


Figure 1.10 : diagramme de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [10]

Le diagramme ci-dessus représente quatre (04) parties (I), (II), (III) et (IV) qui peuvent être interprétées comme suit.

La partie (I), où aucune puissance n'est délivrée malgré l'augmentation de la vitesse du vent dû au fait qu'elle soit inférieure à celle de démarrage V_d .

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

La partie (II) représente l'évolution de la puissance selon le cube de la vitesse du vent ($P=K D^2 V^3$) jusqu'à atteindre la puissance nominal P_n .

La partie (III), est caractérisée par une droite, où la puissance fournie reste égale à P_n .

La partie(VI), représente la zone dans laquelle le système de protection intervient pour arrêter le transfert d'énergie.

La génératrice fournit alors de l'énergie électrique à fréquence variable et il est nécessaire d'ajouter une interface d'électronique de puissance entre celle-ci et le réseau (Figure 1.11). Cette interface classiquement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur) connectés par l'intermédiaire d'un étage à tension continue. L'onduleur coté réseau est alors découplé de la machine via le bus continu et il n'y a pas de lien direct entre la fréquence du réseau et celle délivré par la machine. Un tel dispositif doit cependant être conçu et commandé de façon à limiter les perturbations qu'il est susceptible de générer sur le réseau.

En effet, la tension délivrée n'est pas sinusoïdale et peut contenir des harmoniques indésirables. De plus, les convertisseurs sont dimensionnés pour faire transiter la totalité de la puissance échangée entre la génératrice et le réseau, ils représentent par conséquent un investissement financier et conduisent à des pertes non négligeables. [9]

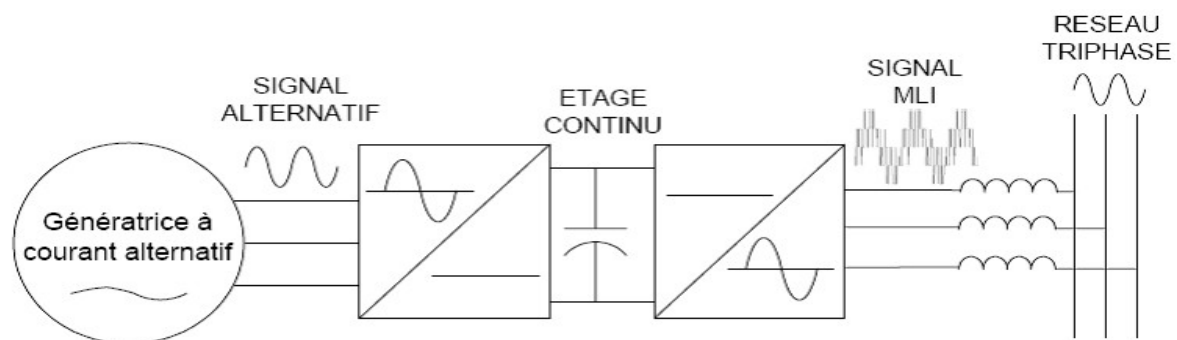


Figure 1.11 : interface d'électronique de puissance.

1.6 Etat de l'art sur la conversion électromécanique

Les générateurs ne sont pas des machines à mouvement perpétuel. Ils assurent le transfert de l'énergie, mais ne la produisent pas. L'énergie doit être transmise à un générateur pour qu'il puisse la convertir en électricité. (En ce qui nous concerne, la force motrice est le rotor).

Les générateurs ne convertissent pas 100% de l'énergie qui leur est transmis. Le rotor transmet plus d'énergie au générateur que le générateur ne produit d'électricité. Cela nous mène à un principe fondamental sur la taille des éoliennes. La taille d'un générateur indique uniquement la quantité d'électricité qu'il est capable de produire si le diamètre du rotor de l'éolienne est suffisant et s'il y a assez de vent pour entraîner le générateur à la bonne vitesse. Encore une fois, la taille d'une éolienne dépend donc principalement de la taille de son rotor.

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Le générateur convertit l'énergie mécanique du rotor de l'éolienne en électricité. Sous sa forme la plus simple, un générateur n'est rien d'autre qu'une bobine de fils qui tourne à l'intérieur d'un champ magnétique. Par conséquent, qu'il produise du courant continu (CC) ou du courant alternatif (AC), Un générateur doit comporter :

- Des bobines de fil dans lesquelles l'électricité est produite et circule.
- Un champ magnétique.
- Un mouvement relatif entre les bobines de fil et le champ magnétique. [11]

Le rotor d'une éolienne peut entraîner, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un multiplicateur, il existe trois types de génératrices électriques :

- Une génératrice à courant continu (Dynamo). (cité seulement pour mémoire).
- Une génératrice asynchrone à courant alternatif :
 - Génératrice asynchrone à cage d'écureuil.
 - Génératrice asynchrone à double alimentation (MADA).
 - Génératrice asynchrone à rotor bobiné.
- Une génératrice synchrone à courant alternatif (Alternateur).

1.6.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone

1.6.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil

La majorité des éoliennes du monde utilisent des génératrices asynchrones triphasées à cage d'écureuil (génératrice à induction).

C'est en fait le rotor qui distingue la génératrice asynchrone à cage des autres génératrices ; en effet le rotor comporte un certain nombre de barreaux en cuivre et en aluminium court-circuité entre eux par deux anneaux en aluminium situés aux deux extrémités comme c'est illustré dans la figure (1.12).

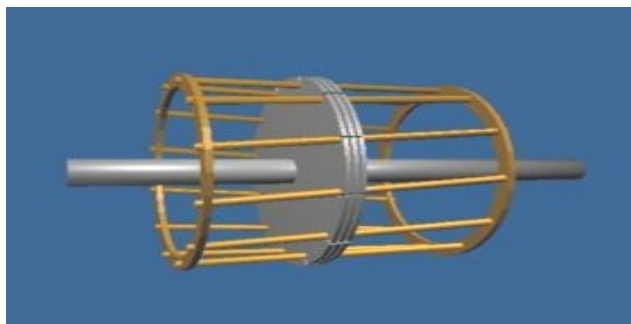


Figure 1.12 : rotor à cage d'écureuil

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

- **Présentation** : La machine comporte deux pièces principales :
 - ✓ stator : feuilleté, comportant des bobinages générant un champ tournant, reliés au réseau ou à un variateur de vitesse.
 - ✓ Rotor : feuilleté, comprenant des encoches contenant des barres non isolés et court-circuitées aux extrémités par deux anneaux.

Cette machine peut, selon sa construction, être reliée à un réseau monophasé ou polyphasé, généralement triphasé car c'est celui de la distribution.

- **Principe de fonctionnement**

Les courants statoriques créent un champ magnétique tournant dans le stator avec une fréquence (vitesse de rotation) proportionnelle à celle du réseau électrique. La vitesse de ce champ tournant est appelée vitesse de synchronisme. Le rotor est donc soumis à des variations du flux magnétique. Une force électromotrice induite apparaît qui crée à leur tour des courants rotoriques qui donnent naissance à un couple électromagnétique qui tend à mettre le rotor en mouvement afin de s'opposer à la variation du flux (loi de Lenz). Le rotor se met donc à tourner en cherchant de suivre le champ statoriques.

La machine asynchrone à cage (MASC) en convention motrice peut fonctionner en génératrice hypersynchrone lorsque la vitesse du champ tournant est inférieure à la vitesse de rotation du rotor. Dans ce mode de fonctionnement le glissement est négatif et la puissance active est négative.

Dans le cas de fonctionnement autonome, ce type de génératrice nécessite une fourniture d'énergie réactive à l'aide des condensateurs connectés sur le stator en existence d'un champ magnétique rémanent. Grâce aux dispositifs de l'électronique de puissance et des batteries permettant d'amorcer le fonctionnement en génératrice autonome, la production d'énergie électrique est mise en œuvre à l'aide d'éoliennes plantées dans des sites isolés.

La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée par la figure (1.13).

Pour que le dispositif assure un fonctionnement stable, la génératrice doit garder une vitesse de rotation proche de celle de synchronisme (point $g=0$), dans le cas d'une machine à deux paires de pôles, la vitesse doit être comprise entre 1500 et 1600 tr/mn, comme le montre la caractéristique en dessous figure (1.13).

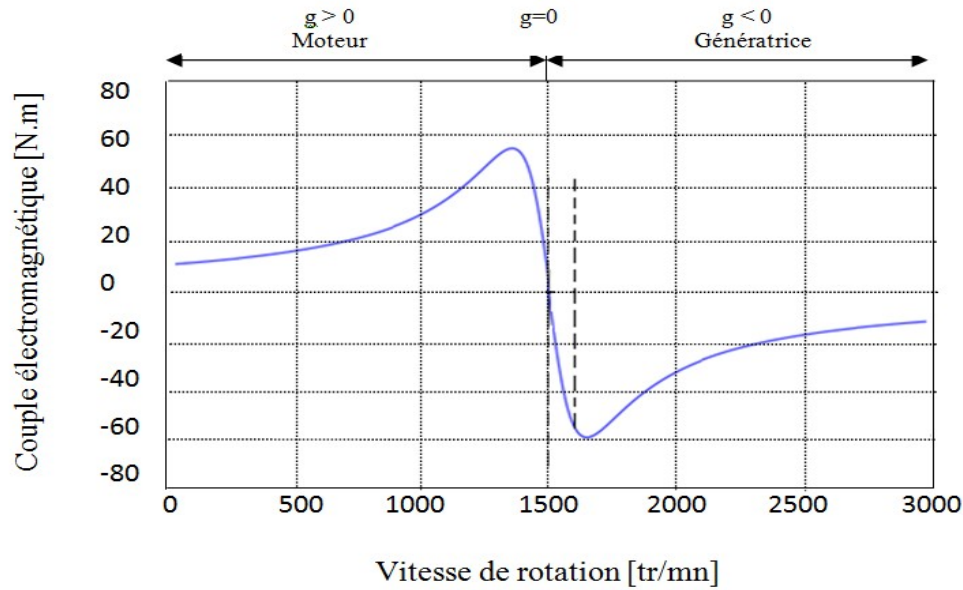


Figure 1.13 : Caractéristique couple /vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles. [12]

Le dispositif le plus simple et le plus utilisé consiste à insérer entre la turbine et la génératrice asynchrone un multiplicateur de vitesse, et à connecter directement le stator de celle-ci au réseau figure (1.14). [12]

Ce type de machine a besoin de l'énergie réactive afin de magnétiser son rotor, ce qui cause la détérioration du facteur de puissance, comme solution on connecte des batteries de condensateurs.

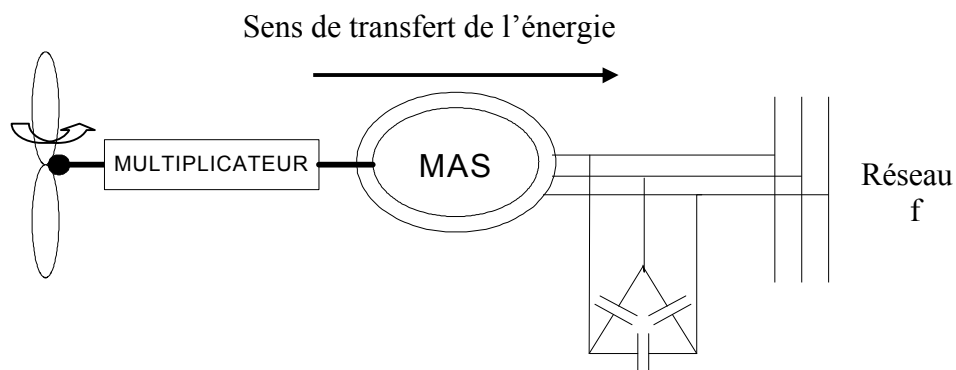


Figure 1.14 : Connexion directe d'une MAS à cage connectée au réseau.[12]

Malgré la simplicité de configuration que présente la machine asynchrone à cage connectée directement au réseau fonctionnant à vitesse fixe, n'exploite pas au maximum la puissance disponible pour des vitesses du vent très élevée. Et vu au bruit causé par le système d'orientation des pales qui est souvent en action afin de palier la variation du vent, certains constructeurs ont pensé d'ajouter un autre point de fonctionnement à faible nombre de paires de pôles destiné aux vitesses du vent très élevées. Ce type de machine est appelé machine asynchrone à double étoile (Figure 1.15).

Même si au point de vue économique le prix augmente et l'éolienne devient plus lourde et plus encombrante, ce type de machine possède un avantage majeur qui est l'exploitation de la puissance disponible que ce soit pour les grandes ou faibles vitesses du vent.

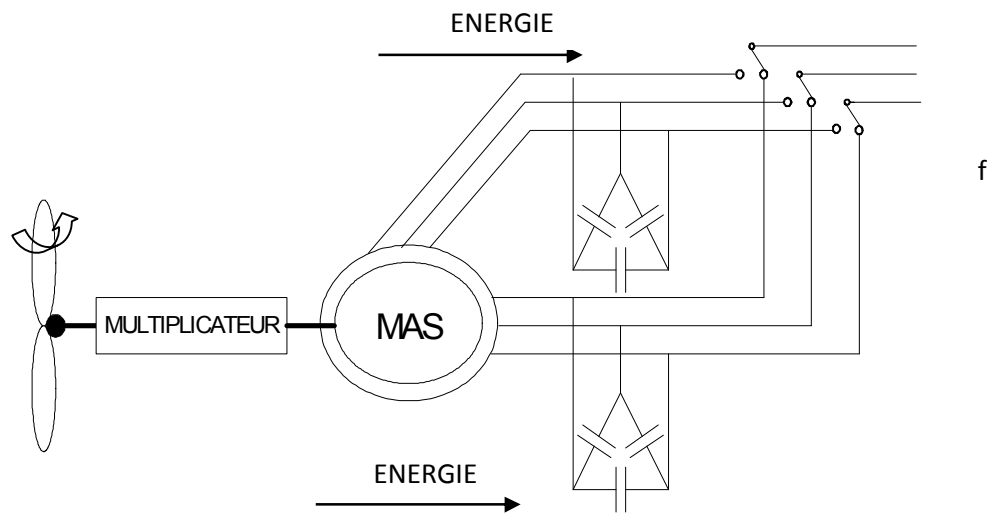


Figure 1.15 : Machine asynchrone à double étoile.[12]

Une autre solution consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais celle-ci est coûteuse du fait qu'elle exige la présence d'un multiplicateur de vitesse et d'un variateur de fréquence, l'inconvénient du point de vue prix n'a pas permis le développement industriel important de ce type de configuration. Cette dernière est rarement utilisée malgré qu'elle autorise un fonctionnement à vitesse variable (Figure 1.16) [12].

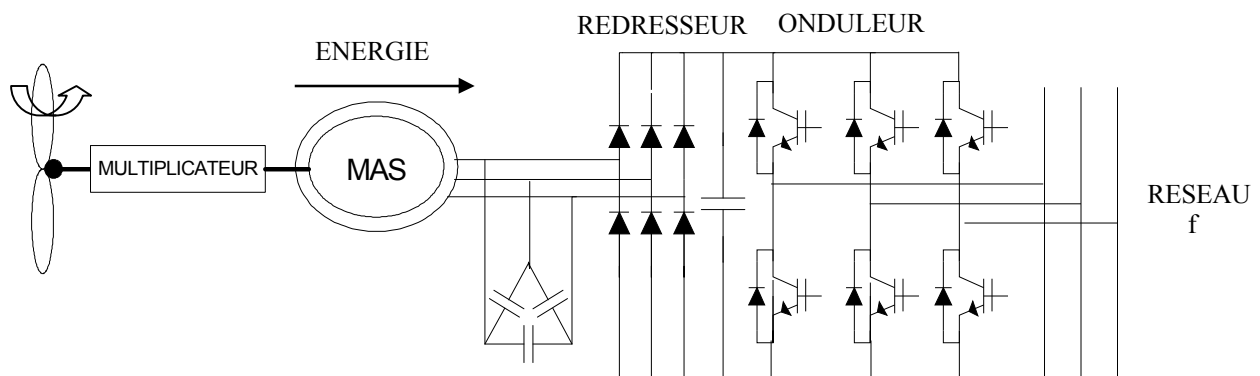


Figure 1.16 : Machine asynchrone à cage à fréquence variable.[12]

1.6.1.2 Machine asynchrone à double alimentation (MADA) :

Actuellement, la quasi-totalité des projets éoliens supérieurs à 1MW sont basés sur l'utilisation de la machine asynchrone pilotée par le rotor. Et cela ; en connectant son circuit statorique directement au réseau électrique. Le circuit placé au rotor est également relié au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance ; vu que la puissance rotorique transitée est moindre, ce qui entraîne une réduction des coûts des convertisseurs par rapport à une éolienne à vitesse variable alimentée au

stator par des convertisseurs de puissance. Ce qui lui donne d'une part ; l'avantage principale d'être utilisable en forte puissance, et d'autre part la possibilité de régler la tension au point de connexion où est injectée cette génératrice ; cette génératrice est appelée « génératrice à double alimentation (MADA) ».

La génératrice à double alimentation est catégorisée en deux groupes

- Double alimentation par le stator.
- Double alimentation par le stator et le rotor.

- Double alimentation par le stator :

Pour réaliser une double alimentation par le stator, la machine asynchrone est munie de deux bobinages statoriques distincts (Figure 1.17).

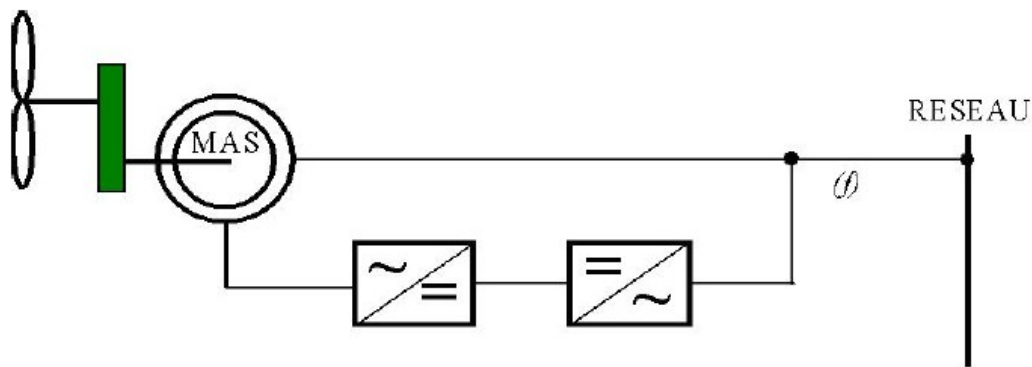


Figure 1.17 : Machine à double alimentation statorique [13]

Le bobinage statorique de la génératrice est connecté directement au réseau et représente le principal support de transmission de l'énergie produite. En variant la tension appliquée au second bobinage statorique, la vitesse de la génératrice est contrôlée autour d'un point de fonctionnement.

Ce second enroulement sera appelé enroulement d'excitation. Il est caractérisé par un nombre de paire de pôles différents de celui du premier bobinage. L'enroulement d'excitation a par conséquent une masse de cuivre généralement inférieure. Du fait qu'une seule partie du courant nominal du générateur y circule. Cet enroulement est connecté à des convertisseurs électroniques de puissance qui sont dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la turbine, et cela réduit le coût. Le convertisseur de puissance connecté à l'enroulement d'excitation, joue le rôle de régulateur de flux statorique de la machine, le glissement peut être ainsi contrôlé, ce qui revient donc à contrôler la vitesse de la génératrice. c. a. d ; qu'en augmentant le flux, les pertes au rotor augmentent, le glissement aussi. Et vis versa.

Un second convertisseur est nécessaire afin de créer le bus continu. Sachant que les machines asynchrones ont un facteur de puissance faible dû à l'inductance magnétisante, le convertisseur relié au réseau peut être commandé de façon à minimiser la puissance réactive (STATCOM). Comme pour toutes les machines asynchrones à double alimentation, la puissance nominale du convertisseur de puissance est proportionnelle au glissement maximum. Il a été vérifié que cette structure génère des puissances fluctuantes sur le réseau induisant ce qu'on appelle des flickers.

- Doubles alimentations par le stator et le rotor :

• Principe de fonctionnement :

La structure de conversion est constituée d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne (Figure 1.18).

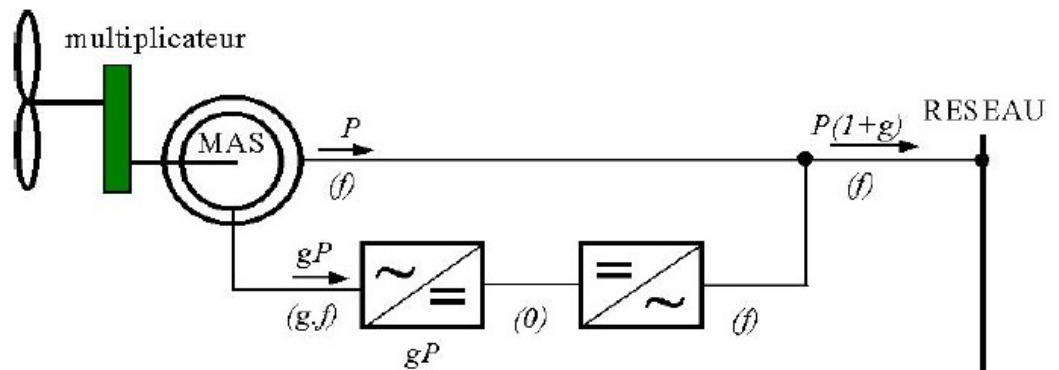


Figure 1.18 : schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné piloté par le rotor. [13]

Afin de mieux comprendre son principe de fonctionnement, on fait abstraction de toutes les pertes. En prenant en compte cette hypothèse, la puissance P fournie au stator traverse l'entrefer : une partie de cette puissance fournie ; $(1-g)P$, est retrouvée sous forme de puissance mécanique ; le reste ; gP est extraite du rotor à l'aide des balais sous forme de grandeurs alternatives ayant une fréquence gf . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont converties en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique dans le quelle elle est injectée, par l'intermédiaire de deuxième convertisseur. Ce réseau reçoit donc $(1+g)P$.

Les bobinages du rotor sont donc accessibles grâce à un système de balais et de collecteurs (Figure 1.19). Une fois le circuit statorique connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparait au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et par conséquent du courant statorique.

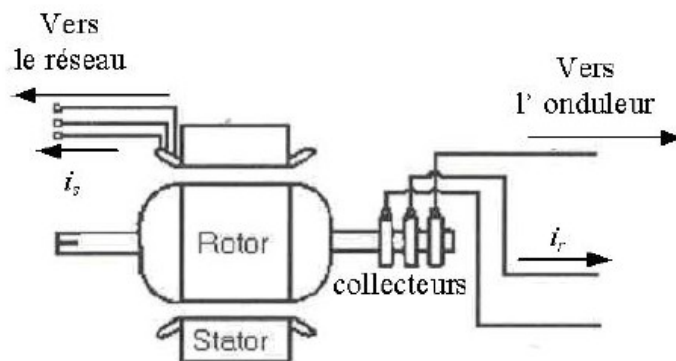


Figure 1.19 : Machine asynchrone à rotor bobiné avec des bagues et collectrices. [13]

1.6.1.3 Machine asynchrone à rotor bobiné

Comme cité précédemment (1-6-1-1), c'est le rotor qui distingue la génératrice asynchrone ; en effet le rotor de cette machine comporte un bobinage triphasé semblable à celui du stator. Ces trois bobinages sont couplés en étoile et court-circuités sur eux-mêmes.

a- Principe de fonctionnement

- **cas d'un fonctionnement hyposynchrone (moteur)**

Les trois bobinages du secondaire (rotor), sont court-circuités et le rotor tourne à une vitesse (Ω_r) Différente de celle du champ tournant (vitesse de synchronisme) Ω_s .

Le rotor perçoit donc un champ glissant qui résulte donc la création d'une f.m.m induite dans les bobinages rotoriques. La f.m.m induite est court-circuitée sur l'enroulement ce qui va donner naissance à un courant induit dont l'intensité est limitée par l'impédance de ce dernier.

L'interaction entre ce courant et le champ glissant va donner naissance à des forces s'exerçant sur le rotor dont le moment par rapport à l'axe de rotation constituera le couple de la machine.

- Ce couple n'existe que si la f.m.m est non nulle, c'est-à-dire si f_r est non nulle.
- Le rotor ne doit pas tourner au synchronisme pour qu'il y ait couple d'où le nom de machine asynchrone.
- la valeur efficace de la f.m.m est $E_r = (\pi/\sqrt{2}) K_{Br} N_r f_r \Phi_p$

Avec :

K_{Br} : facteur de bobinage d'un enroulement rotorique.

N_r : nombre de spires de chaque enroulement rotorique [14]

Φ_p : le flux sous un pôle du champ glissant.

On appelle glissement la grandeur

$$g = \frac{n_s - n}{n_s} = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s}$$

Cette grandeur sans dimension s'exprime en %.

- **cas d'un fonctionnement hypersynchrone (génératrice)**

Dans ce fonctionnement le rotor tourne à une vitesse (Ω_r) plus grande que celle de synchronisme (Ω_s). Dans ce cas $\Omega > \Omega_s$. [14]

1.6.2 Systèmes utilisant la machine synchrone

1.6.2.1 Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants

Les génératrices utilisées dans les centrales électriques classiques sont des machines de type synchrone produisant du courant alternatif. Généralement ces machines sont connues pour offrir des couples importants, elles peuvent être utilisées directement sur les turbines éoliennes sans la présence d'un multiplicateur de vitesse.

- **Principe de fonctionnement**

La génératrice synchrone (ou alternateur) n'a pas besoin de magnétisation extérieure pour créer son champ magnétique. Celui-ci est créé par des bobines ou par des aimants permanents, placés sur le rotor tournant. Ce rotor induit un courant dans le stator bobiné.

Cette génératrice étant indépendante du réseau, elle fournit une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation, donc de la vitesse du vent. Le raccordement au réseau, qui lui exige une fréquence fixe, s'effectue par un convertisseur. Le convertisseur comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur : on reconstruit donc une onde sinusoïdale parfaite, ce qui permet aussi de gérer plus facilement la qualité de l'énergie produite. [15]

Certaines variantes de ces machines synchrone peuvent fonctionner à faibles vitesses de rotation et être directement couplées à l'aéroturbine, elles permettent un fonctionnement sans la présence d'un multiplicateur. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants Figure (1-20). Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes. [15]

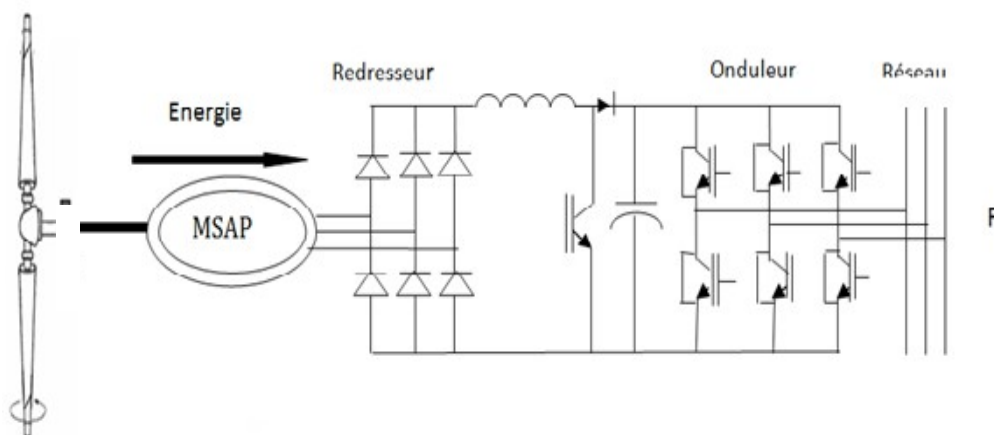


Figure 1.20 : Machine synchrone à aimant permanent à entraînement directe

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

Il existe une autre configuration classique d'interface de connexion d'une machine synchrone au réseau.

Le convertisseur connecté au stator de la machine est un simple redresseur suivi d'un hacheur élévateur permettant de délivrer une tension suffisante à l'onduleur MLI pour les faibles vitesses de rotation. La présence de l'onduleur permet de contrôler le facteur de puissance coté réseau. Ces convertisseurs sont toute fois dimensionnés pour la totalité de la puissance nominale de la machine et entraînent jusqu'à 3% de cette puissance en perte Figure (1-21).

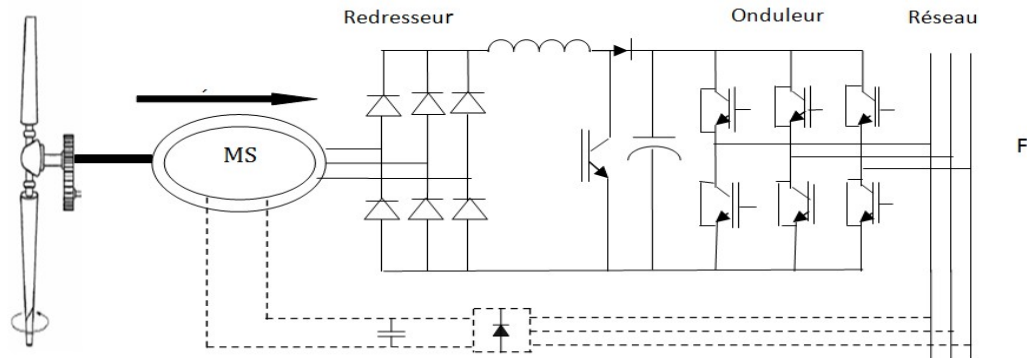


Figure 1.21 : Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif Redresseur-Hacheur-Onduleur MLI. [15]

1.6.2.2 Machine synchrone à aimants permanents discoïde

Cette machine a la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement aux machines synchrones classiques où le champ est radial (figure 1.22).

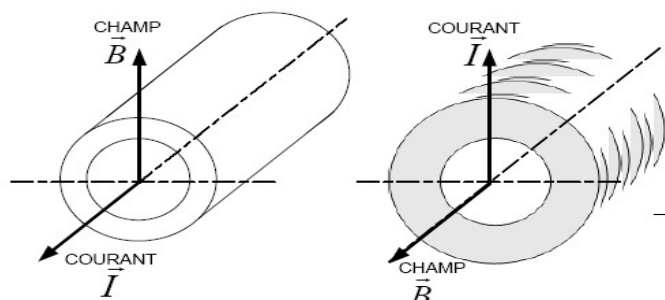


Figure 1.22 : machine à champ radial classique et machine discoïde à champ axial [9].

La machine à aimants permanents et à entrefer axial dite « discoïde » peut être constituée, dans sa structure élémentaire (étage), soit d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques, soit deux disques rotoriques entourant le disque statorique comme le montre la figure (1.23).

Un disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques. ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et en les connectant en parallèle.

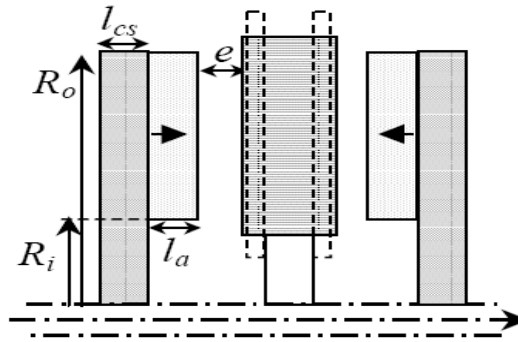


Figure 1.23 : Etage d'une machine synchrone à aimant permanent discoïde [9].

1.6.2.3 Machine synchrone vernier à aimants

Cette structure fait usage de motifs dérivés de ceux utilisées dans les machines à réluctance variable à double denture figure (1.24). Des paires de petits aimants alternés, à la périphérie du rotor, interagissent sous l'effet du champ d'induit avec des petites dents statoriques. L'induit encoché, reçoit un bobinage polyphasé à champ tournant. La dimension des pôles (ou le nombre) et celle des aimants sont deux paramètres essentiels dans le dimensionnement et les performances, mais ils sont totalement découplés dans la structure vernier.

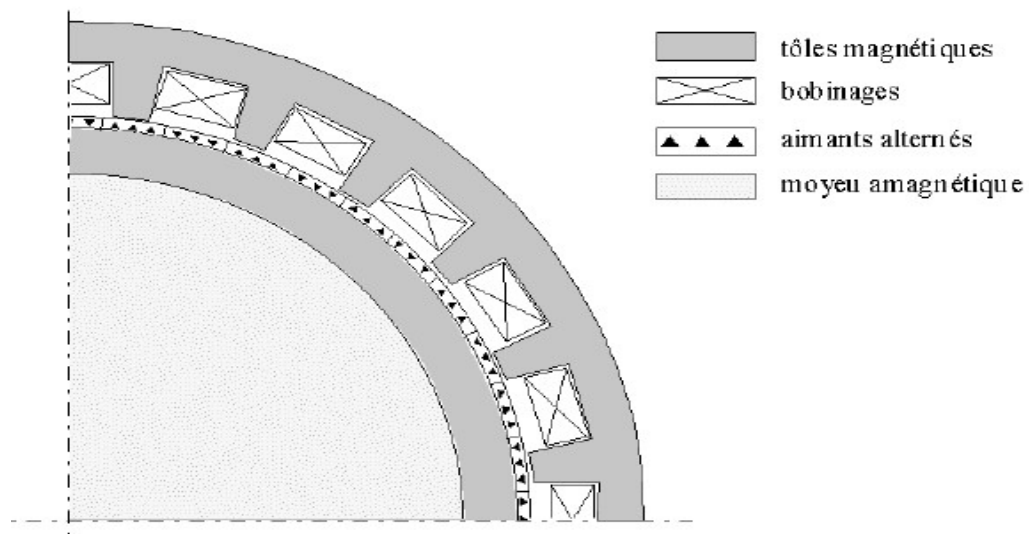


Figure 1.24 : Machine synchrone vernier à aimants[9].

L'effet vernier provient de ce que le nombre de paires d'aimants alternés, N_r est différent de nombre de dents ; N_s . il s'ensuit que l'onde d'induction due aux aimants a une périodicité égale à $2\pi/|N_s-N_r|$. Une condition de bon fonctionnement est alors d'avoir une périodicité des pôles de bobinages identique, ce qui implique $N_s-N_r = p$. Il est possible alors établir la relation entre la vitesse de rotation Ω , et la pulsation d'alimentation ω : $\Omega = \omega / N_r$.

Nous voyons que seule N_r impose la fréquence d'alimentation. Ceci est un avantage considérable pour le dimensionnement des machines très lentes, le niveau de performance étant intrinsèquement plus élevé que pour la machine classique à grand nombre de pôles, sachant qu'il est plus facile, pour des raison de faisabilité mécanique, de diminuer la taille des dents que des pôles. [9]

1.6.3 Processus de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique

Le diagramme ci-dessous représente le processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique pour les différentes configurations des machines électriques à vitesse variable utilisées dans les systèmes éoliens figure (1.25).

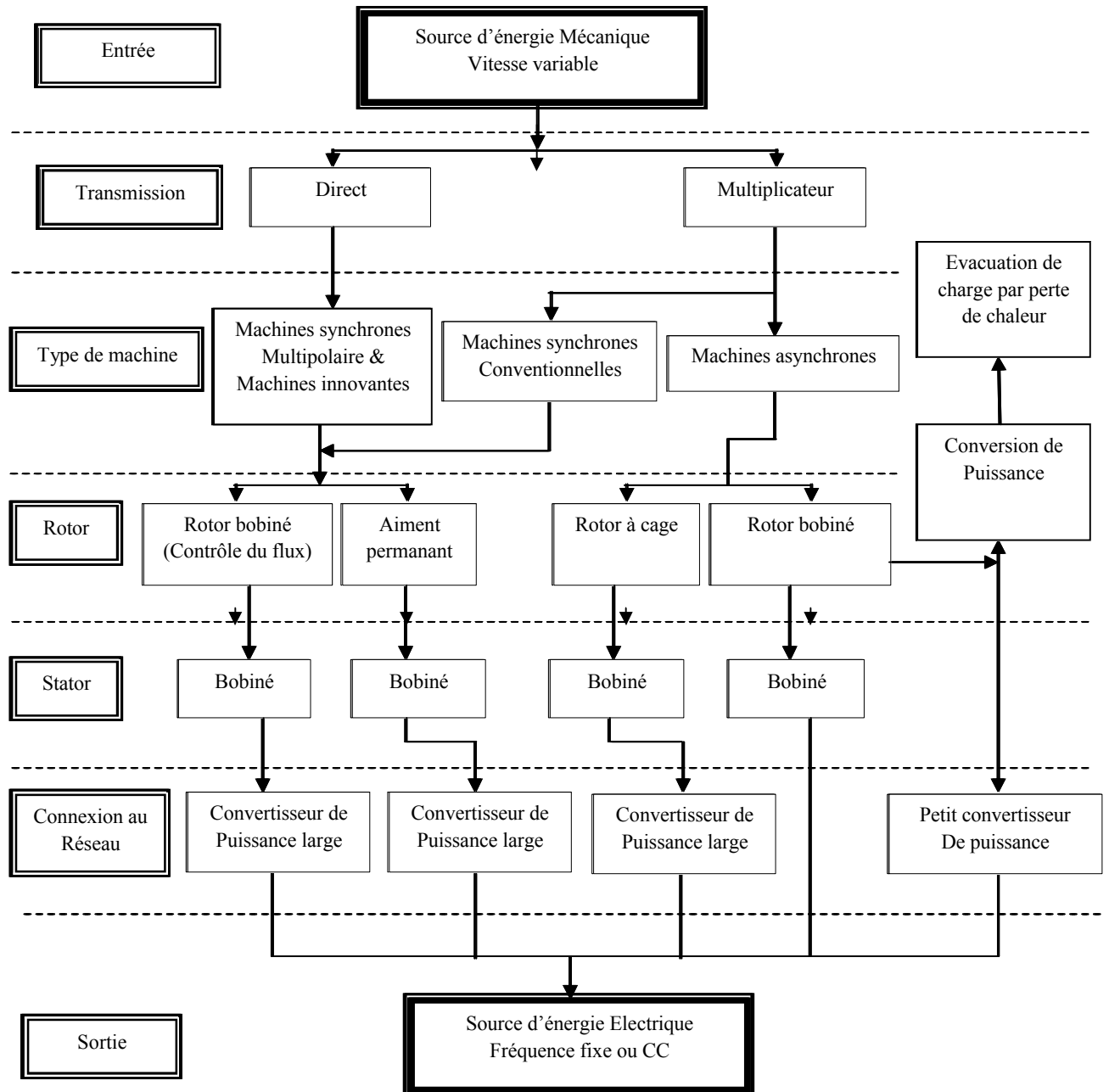


Figure 1.25 : processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

1. Généralités Sur les Systèmes Eoliens

1.6.4 Avantages et inconvénients de chacune des génératrices

Le tableau ci-dessous regroupe les avantages et les inconvénients des différents générateurs utilisés dans les systèmes éoliens.[12]

Type de génératrice	Avantages	Inconvénients
Génératrice asynchrone à cage et à rotor bobiné connexion directe sur le réseau plus multiplicateur.	Faible coût ; robustesse ; faible taux de défaillance ; absence du système balais-collecteur, aucune interface électronique et facilité d'entretien.	Vitesse fixe d'où un rendement aérodynamique diminué ; brayant à cause du système d'orientation des pales ; consommation d'énergie réactive, d'où la nécessité de batterie de condensateur.
Génératrice à double étoile plus multiplicateur.	Reste à vitesse fixe, mais à deux points de fonctionnement qui augmente le rendement ; minimisation des ondulations du couple et des pertes rotoriques.	La présence d'une deuxième étoile augmente le prix et le poids.
Génératrice à cage plus variateur de fréquence et multiplicateur de vitesse.	vitesse variable.	trop coûteuse donc rarement utilisée.
MADA à variateur de vitesse par réglage de la résistance du rotor plus multiplicateur.	Vitesse variable.	variation limitée de la vitesse environ 10% autour de la vitesse de synchronisme ; dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs ; présence de système balais-collecteur.
MADA à régulation de la vitesse par chaîne rotor plus multiplicateur.	Variation de la vitesse à environ 30% autour de la vitesse de synchronisme.	Problème d'usure et de maintenance des systèmes bagues balais.
Génératrice synchrone à aimants permanents plus convertisseur de fréquence	Vitesse variable ; coût très important ; enchaînement direct sans présence obligatoire de multiplicateur d'où diminution du coût et d'entretien.	Perte jusqu'à 3% de puissance dans les convertisseurs de puissance utilisés ; coût des convertisseurs.

1.7 Les différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs :

L'utilisation des génératrices dans les éoliennes impose souvent l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse. En effet ; les rotors (aéromoteur) dont le diamètre est supérieure à 5 m ont des vitesses de rotation trop faible (≤ 200 tr / min) ; il est donc indispensable d'interposer entre l'aéromoteur et la génératrice un multiplicateur de vitesse pour pouvoir l'entraîner directement.

Le multiplicateur est un convertisseur de puissance : il multiplie la vitesse d'entrée (rotor de l'éolienne) pour atteindre la vitesse de sortie exigée par la génératrice électrique.

Le rendement est variable suivant la puissance transmise, mais tourne autour de 97%. La lubrification peut se faire par barbotage ou par injection d'huile forcée. Le refroidissement est soit à air, avec sans échangeur. Le multiplicateur est monté sur plots élastiques (plots de caoutchouc) pour amortir les vibrations et limiter la transmission du bruit à la structure porteuse. Il peut aussi être monté 'flottant' pour encaisser les à-coups de couple.

Trois types de multiplicateur peuvent être utilisés avec les aérogénérateurs :

- Le plus simple est le multiplicateur à engrenages à un ou plusieurs trains de roue dentée cylindrique ; d'une réalisation économique il est tout de même encombrant pour un rapport de multiplication élevé.
- L'utilisation de trains planétaires permet de réaliser des multiplications élevées sous un encombrement réduit. La répartition des couples et des forces sur plusieurs satellites ainsi que la disposition coaxiale des arbres d'entrées et de sortie son favorables à une construction compacte et relativement légère. Les satellites portés par un équipage engrènent d'une part avec le pignon calé sur l'arbre de sortie, d'autre part avec une couronne extérieure fixe. L'arbre d'entrée est solidaire de l'équipage.
- Le réducteur à couple conique permet une disposition de l'arbre de sortie perpendiculaire à l'arbre d'entrée.

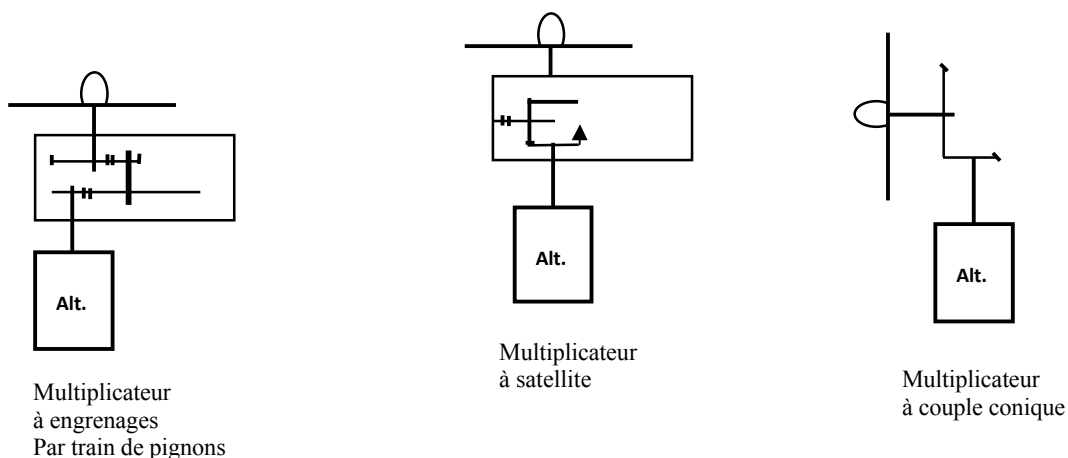


Figure 1.26 : Différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs [16]

Dans tout les cas les dentures hélicoïdales assurent un meilleur rendement en même temps qu'une marche plus silencieuse. [16].

1.7.1 Choix du rapport de multiplication

Comme évoqué précédemment, la vitesse de rotation du générateur d'une éolienne dépend du nombre de pôles qu'il comprend.

Un générateur devra tourner à 1500 tr/min s'il possède quatre pôles, 750 tr/min si huit pôles... On constate qu'il y a une très forte différence entre la vitesse de rotation des pales de la machine (environ 40 tr/min pour une machine de 40m de diamètre) et le régime de rotation nécessaire au bon fonctionnement du générateur.

La présence d'un multiplicateur s'impose donc entre le rotor de l'éolienne et le générateur. Le rapport de ce multiplicateur doit être choisi de façon à ce que la production d'énergie soit maximale pour une large gamme de vitesse de vent. Le choix peut s'effectuer à l'aide du graphique présenté sur la figure suivante. Le réseau de courbes représente la puissance mécanique développée par le rotor de l'éolienne en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent. La courbe repérée PM joint les points de puissance maximale. La courbe repérée G illustre la puissance produite par le générateur (cette courbe est ici légèrement inclinée pour tenir compte du glissement d'un générateur asynchrone). Le rapport de multiplication K est donc choisi pour que la courbe G/K soit la plus proche possible de la courbe P_m . [17]

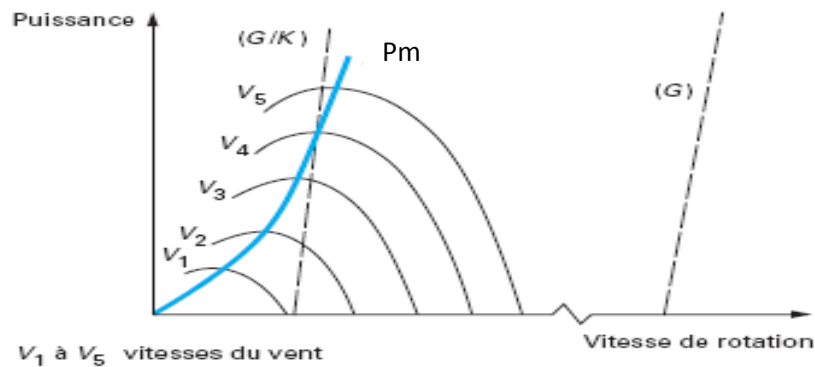


Figure 1.27 : Choix du rapport de multiplicateur de vitesse

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dressé un bilan des solutions électrotechniques pour la production d'énergie électrique par l'intermédiaire des aérogénérateurs. Suite aux rappels des notions élémentaires indispensables à la simulation aux phénomènes de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes classées selon des critères bien précis (type d'axe, orientation par rapport à la direction du vent, vitesse de rotation) et leurs modes de fonctionnement.

La seconde partie du chapitre est consacrée à deux types de machines électriques (asynchrone, synchrone) et les composants (multiplicateurs,...) associés et adaptés aux systèmes éoliens ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque machine.

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends and a small circular detail at the top right corner.

CHAPITRE 2

Aspect Théorique de la Modélisation

2.1 Introduction

La modélisation consiste à définir par un modèle mathématique le comportement électrique et dynamique d'un système quelconque, il est donc indispensable de passer par cette étape afin de concevoir des systèmes de commande performants.

Dans ce chapitre, , nous présenterons d'abord la modélisation de la turbine qui sera suivi par la modélisation de la machine asynchrone pour cette dernière, nous avons entamé notre modélisation en faisant appel au modèle mathématique de la machine généralisée, suivi de la simplification des équations par la transformation de PARK qui assimile la machine asynchrone triphasée à la machine biphasée. Suite au choix du référentiel, on aboutit au modèle de la machine asynchrone à étudier.

2.2 Modélisation de la turbine

La modélisation de la turbine consiste à modéliser la puissance et le couple développé par la turbine qui est donnés par les relations (1.6) et (1.7).

Dans le cadre de notre étude mené sur le système éolien, Nous avons été amenés à modéliser la turbine d'une éolienne VESTAS 47-660 de 660 kW (voir ANNEXE C et ANNEXE D). C'est un modèle tripale dont le diamètre est de 46 m et le rapport du multiplicateur de vitesse est de 50,5. L'évolution du coefficient de puissance est une donnée spécifique à chaque éolienne. Dans notre cas, son évolution en fonction de v est basé sur les données du concepteur figure (3.1). Suite à cette courbe, nous avons pu la modéliser par l'approximation polynomiale suivante [19].

$$C_p = 1.1072 - 1.2698V + 0.49319V^2 + 0.00842V^3 + 0.07817V^4 - 4.271510^{-4}V^5 + 1.379610^{-5}V^6 - 2.4410^{-7}V^7 + 1.833710^{-9}V^8 \quad (2.1)$$

La caractéristique correspondant à ce polynôme sera donnée dans la partie résultats de simulation.

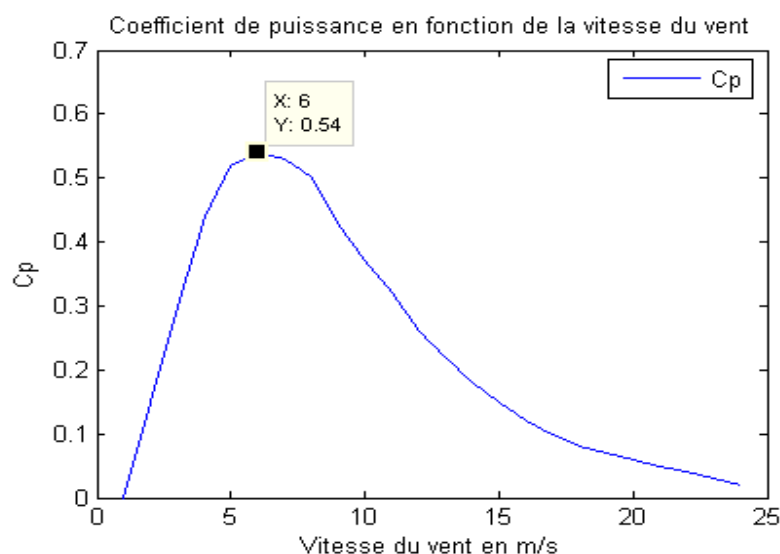


Figure 3.1 : Courbe caractéristique du coefficient C_p en fonction de la vitesse du vent (donnée par le concepteur)

2.3 Modélisation de la machine asynchrone

2.3.1 Représentation schématisée d'une machine asynchrone

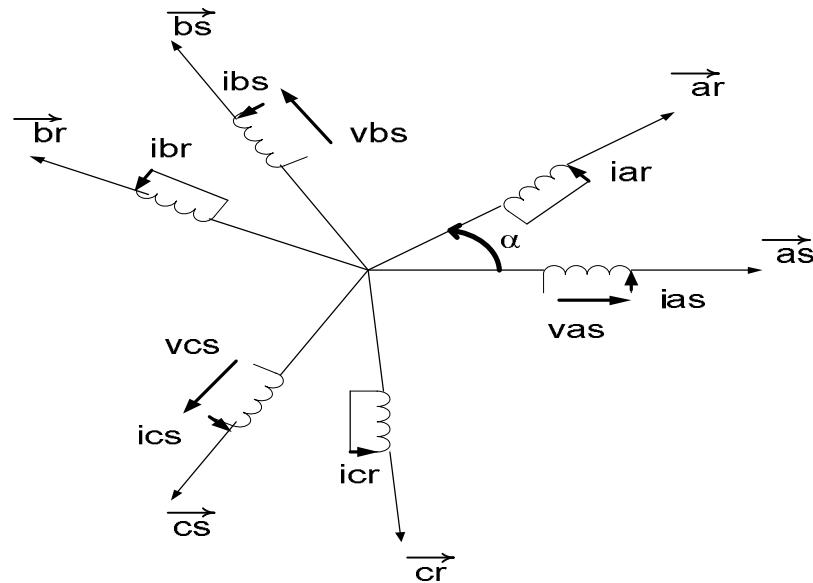


Figure 2.1 : Représentation schématisée d'une machine asynchrone au stator et au rotor

2.3.2 Hypothèse simplificatrice

La modélisation de Park est construite à partir des équations électriques de la machine. Ce modèle fait appel à un certain nombre d'hypothèses simplificatrices :

- Pas de saturation du circuit magnétique ;
- L'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables ; Pas de phénomène d'effet de peau (la densité du courant est uniforme dans la section des conducteurs) ;
- L'entrefer est d'épaisseur uniforme ;
- La F.m.m (force magnétomotrice) créée par chaque phase du stator et du rotor est à distribution spatiale sinusoïdale le long de l'entrefer. Les inductances propres sont par conséquent constantes et les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales des angles que font les axes magnétiques.

2.3.2.1 Equation électrique de la machine dans les axes a ,b, c

Les Equations des tensions des trois phases statoriques (as , bs , cs) et rotoriques (ar , br , cr) sont données comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{as} = r_s i_{as} + \frac{d}{dt} \varphi_{as} \\ v_{bs} = r_s i_{bs} + \frac{d}{dt} \varphi_{bs} \\ v_{cs} = r_s i_{cs} + \frac{d}{dt} \varphi_{cs} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} v_{ar} = r_r i_{ar} + \frac{d}{dt} \varphi_{ar} \\ v_{br} = r_r i_{br} + \frac{d}{dt} \varphi_{br} \\ v_{cr} = r_r i_{cr} + \frac{d}{dt} \varphi_{cr} \end{array} \right. \quad (2.2)$$

2.3.2.2 La notation matricielle

$$[V_s] = [R_{ss}][I_s] + \frac{d}{dt}[\varphi_s] \quad (2.3)$$

$$[V_r] = 0 = [R_{rr}][I_r] + \frac{d}{dt}[\varphi_r] \quad [18] \quad (2.4)$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix}, [I_s] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, [\varphi_s] = \begin{bmatrix} \varphi_{as} \\ \varphi_{bs} \\ \varphi_{cs} \end{bmatrix}, [R_{ss}] = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$[V_r] = \begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}, [I_r] = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}, [\varphi_r] = \begin{bmatrix} \varphi_{ar} \\ \varphi_{br} \\ \varphi_{cr} \end{bmatrix}, [R_{rr}] = \begin{bmatrix} r_r & 0 & 0 \\ 0 & r_r & 0 \\ 0 & 0 & r_r \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Où :

r_s, r_r : résistances propres statoriques et rotoriques ;

$[V_s], [V_r]$: vecteurs de tensions statoriques et rotoriques ;

$[I_s], [I_r]$: vecteurs des courants statoriques et rotoriques ;

$[\varphi_s], [\varphi_r]$: vecteurs des flux statoriques et rotoriques ;

$[R_{ss}], [R_{rr}]$: matrices des résistances statoriques et rotoriques ;

Les flux des phases statoriques et rotoriques s'expriment en fonction des courants en faisant intervenir les différentes inductances comme suit :

l_s, l_r : inductances propres statoriques et rotoriques ;

M_s : inductance mutuelle entre phases statorique ;

M_r : inductance mutuelle entre phases rotorique.

$$[\varphi_s] = [L_{ss}] [I_s] + M [I_r] \quad (2.7)$$

$$[\varphi_r] = [L_{rr}] [I_r] + M [I_s] \quad (2.8)$$

Avec :

$M=(3/2)M_{rs}$: inductance cyclique mutuelle

$$[M_{sr}] = M_{rs} \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & \cos(\alpha - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\alpha) & \cos(\alpha - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\alpha - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\alpha) \end{bmatrix}$$

M_{rs} : maximum de l'inductance mutuelle entre une phase du stator et une phase correspondante du rotor (les deux axes magnétiques sont alignés).

L'isotropie et la symétrie de la machine asynchrone font que les inductances propres des phases Statorique sont égales. Il en est de même pour celles du rotor.

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix}; \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Le développement des équations (II-6) et (II-7) nous donne :

$$\begin{cases} \varphi_{as} = L_s i_{as} + M i_{ar} \\ \varphi_{bs} = L_s i_{bs} + M i_{br} \\ \varphi_{cs} = L_s i_{cs} + M i_{cr} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} \varphi_{ar} = L_r i_{ar} + M i_{as} \\ \varphi_{br} = L_r i_{br} + M i_{bs} \\ \varphi_{cr} = L_r i_{cr} + M i_{cs} \end{cases} \quad (2.11)$$

Avec

$L_s=l_s-M_s$: inductance cyclique statorique.

$L_r=l_r-M_r$: inductance cyclique rotorique.

$M=(3/2)M_{rs}$: inductance cyclique mutuelle.

Par la substitution de (II.6) et (II.7) dans (II.2) et (II.3), les équations électriques deviennent :

$$[V_{sabc}] = [R_{ss}][I_{sabc}] + \frac{d}{dt} \{ [L_{ss}] [I_{sabc}] + M [I_{rabc}] \} \quad (2.12)$$

$$[V_{rabc}] = [R_{rr}][I_{rabc}] + \frac{d}{dt} \{ [L_{rr}] [I_{rabc}] + M [I_{sabc}] \}$$

Le développement du système (II.10) donnera :

$$\begin{cases} v_{as} = r_s i_{as} + L_s \frac{di_{as}}{dt} + M \frac{di_{ar}}{dt} \\ v_{bs} = r_s i_{bs} + L_s \frac{di_{bs}}{dt} + M \frac{di_{br}}{dt} \\ v_{cs} = r_s i_{cs} + L_s \frac{di_{cs}}{dt} + M \frac{di_{cr}}{dt} \end{cases} \quad (2.13)$$

$$\begin{cases} v_{ar} = 0 = r_r i_{ar} + L_r \frac{di_{ar}}{dt} + M \frac{di_{as}}{dt} \\ v_{br} = 0 = r_r i_{br} + L_r \frac{di_{br}}{dt} + M \frac{di_{bs}}{dt} \\ v_{cr} = 0 = r_r i_{cr} + L_r \frac{di_{cr}}{dt} + M \frac{di_{cs}}{dt} \end{cases} \quad (2.14)$$

2.3.3 Transformation de Park

La transformation de Park consiste à appliquer au courants, tensions et flux, un changement de variable faisant intervenir l'angle entre l'axe des enroulements et les axes d et q . ceci peut être interpréter comme la substitution aux enroulements réels, d'enroulements fictifs ds, qs, dr, qr dont les axes magnétique sont liées aux axe d, q conformément a la figure 2.2 [14]

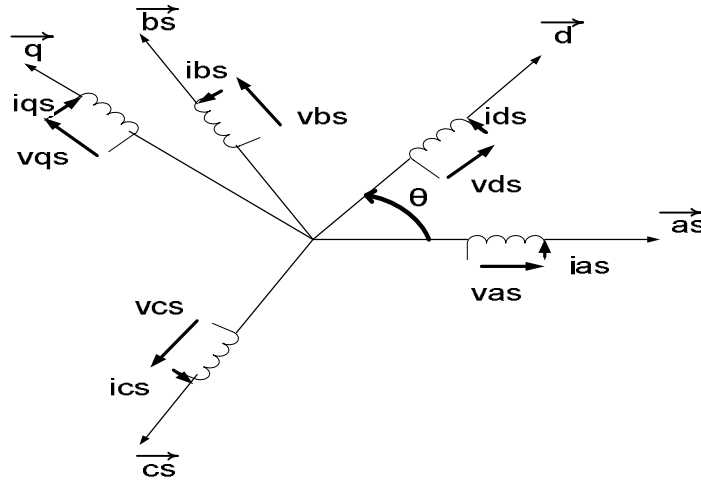


Figure 2.2 : Représentation schématique des enroulements statoriques dans le repère de Park

2.3.3.1 Transformation d'un système triphasé en un système diphasé équivalent

Les systèmes de courants triphasés d'espace i_{abc} et biphasés d'espace i_{dq} sont déclarés équivalents lorsqu'ils créent la même force magnétomotrice d'entrefer [14].

Soient ξ_a, ξ_b, ξ_c les trois forces magnétomotrices créées respectivement par les trois courant i_{as}, i_{bs}, i_{cs} .

Dans le repère $d q$ les forces magnétomotrices ξ_d et ξ_q s'écrivent :

$$\begin{pmatrix} \xi_d \\ \xi_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \xi_a \\ \xi_b \\ \xi_c \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

Le système (II.14) n'est pas réversible, il faut lui introduire une équation supplémentaire en ajoutant une force magnétomotrice ξ_0 proportionnelle à la composante homopolaire des forces magnétomotrices quand les courants sont sinusoïdaux.

$$\xi_0 = k_0 \cdot (\xi_a + \xi_b + \xi_c) \quad (2.16)$$

Le système (II.14) devient

$$\begin{pmatrix} \xi_d \\ \xi_q \\ \xi_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ k_0 & k_0 & k_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \xi_a \\ \xi_b \\ \xi_c \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

2.3.3.2 Transformation initial de Park

A partir du système (II.16), les courants dans le repère $d q$ sont obtenus :

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} n_1 \\ n_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ k_0 & k_0 & k_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{pmatrix} \quad (2.18)$$

Dans le cas où les courants i_{as} , i_{bs} et i_{cs} sont sinusoïdaux :

$$\begin{pmatrix} n_1 \\ n_2 \end{pmatrix} = \frac{2}{3}$$

$$k_0 = \frac{1}{2}$$

La transformation de Park est donnée par :

$$[P(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (2.19)$$

La transformation inverse de Park est donnée par :

$$[P(\theta)]^{-1} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

La transformation de Park est appliquée de manière identique aux tensions, aux courants et aux flux.

Dans le cas où l'axe q est en retard de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à l'axe d , la transformation de Park s'écrit :

$$[P(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (2.21)$$

2.3.3.3 Transformation de Park modifiée

La transformation (II.18) conduit à l'égalité des amplitudes (courants et tensions), mais ne conduit pas à l'égalité des puissances, cette seconde transformation repose sur l'invariance des puissances, elle est donnée par [18] :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (2.22)$$

La transformation inverse de Park est :

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (2.23)$$

Le modèle de la machine est établi dans le repère des axes d et q solidaire au champ tournant suite à nullité des composantes homopolaires (système équilibré).

On obtient après transformation de l'équation (II.21) ; le système suivant :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = \sqrt{2/3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

2.3.3.4 Equation de la machine asynchrone dans les axes d et q.

a- Equations électriques :

Au Stator :

$$V_{ds} = \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \varphi_{qs} + r_s \cdot i_{ds} \quad (2.25)$$

$$V_{qs} = \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \varphi_{ds} + r_s \cdot i_{qs} \quad (2.26)$$

Au Rotor :

$$V_{dr} = \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \varphi_{qr} + r_r \cdot i_{dr} \quad (2.27)$$

$$V_{qr} = \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + \frac{d\theta_r}{dt} \varphi_{dr} + r_r \cdot i_{qr} \quad (2.28)$$

b- Equations magnétiques

Au Stator :

$$\varphi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + M \cdot i_{dr} \quad (2.29)$$

$$\varphi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + M \cdot i_{qr} \quad (2.30)$$

Au Rotor :

$$\varphi_{dr} = L_r \cdot i_{dr} + M \cdot i_{ds} \quad (2.31)$$

$$\varphi_{qr} = L_r \cdot i_{qr} + M \cdot i_{qs} \quad (2.32)$$

Sous forme matricielle

$$\begin{bmatrix} \varphi_{ds} \\ \varphi_{qs} \\ \varphi_{dr} \\ \varphi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Avec

$L_s = l_s - M_s$: inductance cyclique statorique.

$L_r = l_r - M_r$: inductance cyclique rotorique.

$M = (3/2)M_{rs}$: inductance cyclique mutuelle.

C. Equations mécaniques et le couple électromagnétique

L'équation mécanique reste inchangée dans le repère (d, q)

$$C_m - C_{em} = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad (2.34)$$

Par contre le couple électromagnétique est concerné par la transformation, son expression est donnée par :

$$C_{em} = p \frac{M}{L_r} (\varphi_{dr} \cdot i_{qs} - \varphi_{qr} \cdot i_{ds}) \quad (2.35)$$

Cette dernière expression est obtenue à l'aide d'un bilan de puissance.

2.3.4 -Choix de référentiel :

L'étude analytique d'une machine asynchrone à l'aide des composantes de Park nécessite l'utilisation d'un référentiel qui permet de simplifier au maximum les expressions analytiques.

Trois types de référentiels seront intéressants en pratique ; le choix se fait en fonction du problème étudié.

2.3.4.1 Référentiel immobile par rapport au stator

Ce référentiel est souvent nécessaire lors des études des variations importantes de vitesse de rotation. Dans ces conditions :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = -\omega_r \quad (2.36)$$

Les équations deviennent :

$$\begin{cases} v_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} \\ v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} \\ v_{dr} = r_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} + \omega_r \varphi_{qr} \\ v_{qr} = r_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} - \omega_r \varphi_{dr} \end{cases} \quad (2.37)$$

2.3.4.2 Référentiel immobile par rapport au rotor

Ce référentiel est intéressant dans les problèmes de régimes transitoires où la vitesse de rotation est considérée comme constante (exemple cas de court-circuit).

On aura donc

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_r \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = 0 \quad (2.38)$$

Les équations deviennent :

$$\begin{cases} v_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_r \varphi_{qs} \\ v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_r \varphi_{ds} \\ v_{dr} = r_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} \\ v_{qr} = r_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} \end{cases} \quad (2.39)$$

2.3.4.3 Référentiel immobile par rapport au champ tournant

C'est le seul référentiel qui n'introduit pas de simplification dans les équations de la machine. Il est utilisé lorsque la fréquence d'alimentation est constante et à fréquence variable lors des petites perturbations autour d'un régime donné. Ce type de référentiel est caractérisé par ces relations :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega = g\omega_s \quad (2.40)$$

Les équations deviennent :

$$\begin{cases} v_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \\ v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} \\ v_{dr} = 0 = r_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ v_{qr} = 0 = r_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (2.41)$$

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (2.42)$$

$$C_{em} = p(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds})$$

D'où

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{(\varphi_{ds} - M i_{dr})}{L_s} \\ i_{qs} = \frac{(\varphi_{qs} - M i_{qr})}{L_s} \\ i_{dr} = \frac{(\varphi_{dr} - M i_{ds})}{L_r} \\ i_{qr} = \frac{(\varphi_{qr} - M i_{qs})}{L_r} \end{cases} \quad (2.43)$$

2.3.4.4 Modèle de la machine en représentation d'état

La représentation d'état consiste à exprimer le modèle de la machine sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{X} = f(X, U, t) \\ Y = g(X, U, t) \end{cases}$$

Où :
 X : vecteur d'état
 U : vecteur d'entrée
 Y : vecteur de sortie

Diverses possibilités sont offertes pour le choix du vecteur d'état, qui traduit l'établissement d'autres expressions du couple électromagnétique. On trouve ainsi :

$$\left\{ \begin{array}{l} X = (\varphi_{ds} \ \varphi_{qs} \ i_{ds} \ i_{qs} \ \Omega)^t \\ X = (\varphi_{ds} \ \varphi_{qs} \ i_{dr} \ i_{qr} \ \Omega)^t \\ X = (\varphi_{dr} \ \varphi_{qr} \ i_{dr} \ i_{qr} \ \Omega)^t \\ X = (\varphi_{dr} \ \varphi_{qr} \ i_{ds} \ i_{qs} \ \Omega)^t \\ X = (\varphi_{ds} \ \varphi_{qs} \ \varphi_{dr} \ \varphi_{qr} \ \Omega)^t \\ X = (i_{ds} \ i_{qs} \ i_{dr} \ i_{qr} \ \Omega)^t \end{array} \right. \quad (2.44)$$

Dans notre étude nous choisissons :

$X = (\varphi_{dr} \ \varphi_{qr} \ i_{ds} \ i_{qs} \ \Omega)^t$: Comme variable d'état.

$U = (V_{ds} \ V_{qs})$: Comme variable de commande.

C_r : Comme perturbation.

La représentation d'état est donnée par la figure suivante :

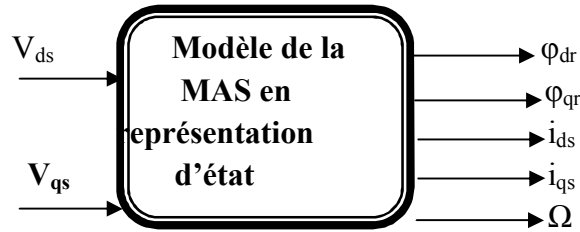


Figure 2.3 : schéma du modèle de la machine asynchrone en représentation d'état

Dans ce cas, le modèle de la machine se traduit dans l'espace d'état par les équations suivantes :

a) Equations électriques :

$$\frac{dX}{dt} = AX + BU$$

Où :

$$A = \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{T_s\sigma} + \frac{1}{T_r} \frac{1-\sigma}{\sigma}\right) & \omega_s & \left(\frac{1-\sigma}{\sigma} \frac{1}{MT_r}\right) & \left(\frac{1-\sigma}{\sigma} \frac{1}{M}\right) \omega_r \\ -\omega_s & -\left(\frac{1}{T_s\sigma} + \frac{1}{T_r} \frac{1-\sigma}{\sigma}\right) & -\frac{1-\sigma}{\sigma} \frac{1}{M} \omega_r & \frac{1-\sigma}{\sigma} \frac{1}{MT_r} \\ \frac{M}{T_r} & 0 & -\frac{1}{T_r} & \omega_r \\ 0 & \frac{M}{T_r} & -\omega_r & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Avec :

$$\begin{aligned} T_r &= \frac{L_r}{R_r} && \text{Constante de temps rotorique} \\ T_s &= \frac{L_s}{R_s} && \text{Constante de temps statorique} \\ \sigma &= 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} && \text{Coefficient de dispersion} \end{aligned}$$

b) l'équation mécanique et l'expression du couple électromagnétique restent inchangées.

$$C_m - C_{em} = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega$$

$$C_{em} = p \frac{M}{L_r} (\varphi_{dr} \cdot i_{qs} - \varphi_{qr} \cdot i_{ds})$$

2.4 Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation nous a permis de représenter le comportement de la turbine ainsi que celui de la machine asynchrone à étudier sous forme d'équations mathématiques (électriques, mécaniques). En ce qui concerne celles de la machine asynchrone, elles dépendent du choix du référentiel (notre choix s'est porté sur le référentiel liée au champ tournant) afin de pouvoir les exprimées sous forme des schémas blocs dans le chapitre qui suit.



CHAPITRE 3

Développement du Modèle Simulink de l'Aérogénérateur

3. Développement du Modèle Simulink de l'Aérogénérateur

3.1 Introduction :

La simulation est un moyen efficace et économique, utilisé pour faire des études préliminaires et comparatives ; tant au stade du développement (conception), qu'au cours du fonctionnement normal des systèmes. Plusieurs outils (spécialisés ou non) de simulation sont utilisés dans le domaine de l'électronique de puissance ou de l'électrotechnique dont Matlab-Simulink. La difficulté de simulation de la génératrice asynchrone provient de sa structure fortement non linéaire. Le modèle contient plusieurs blocs non linéaires. Ainsi, ce chapitre sera consacré, à la présentation sommaire de MATLAB/SIMULINK en tant que logiciel de modélisation et de simulation qui sera suivi par les schémas blocs représentatifs du système étudié (Turbine, Machine électrique).

3.2 Outils de simulation MATLAB/SIMULINK

3.2.1 MATLAB

Un système interactif et convivial de calcul numérique et de visualisation graphique, destiné aux ingénieurs et scientifiques. Il possède un langage de programmation à la fois puissant et simple d'utilisation. Il permet d'exprimer les problèmes et solutions d'une façon aisée, contrairement à d'autres langages de programmation. Il intègre des fonctions d'analyse numérique de calcul, de calcul matriciel, de traitement de signal, de visualisation graphique 2D et 3D, etc. il peut être utilisé de façon interactive ou en mode programmation. En mode interactif, l'utilisateur a la possibilité de réaliser rapidement des calculs sophistiqués et d'en présenter les résultats sous forme numérique ou graphique. En mode programmation, il est possible d'écrire des scripts (programmes) comme avec d'autres langages. L'utilisateur peut aussi créer ses propres fonctions pouvant être appelées de façon interactive ou par des scripts. Ces fonctions fournissent à MATLAB un atout inégalable : son extension. Ainsi, l'environnement MATLAB peut facilement être étendu. Dans MATLAB l'élément de base est la matrice. L'utilisateur ne s'occupe pas des allocations de mémoire ou de redimensionnement comme dans les langages classiques. Les problèmes numériques peuvent être résolus en un temps record. MATLAB s'est imposé dans les milieux universitaires et industriels comme un outil puissant de modélisation, de simulation et de visualisation de problèmes numériques. Dans le monde universitaire, MATLAB est utilisé pour l'enseignement de l'algèbre linéaire, le traitement de signal, l'automatique etc., ainsi que dans la recherche scientifique. Dans le domaine industriel, il est utilisé pour la résolution et la simulation des problèmes d'ingénierie et de prototypage.

3.2.2 SIMULINK

SIMULINK est un programme pour la simulation des systèmes dynamiques linéaires et non linéaire ; une extension de MATLAB, dans laquelle la définition des modèles se fait par schémas blocs (diagrammes structurel). Le diagramme structurel permet la représentation graphique d'un système d'équations linéaires et non linéaires.

Il met en évidence la structure du système et permet de visualiser les interactions entre les différentes grandeurs internes et externes. On distingue alors particulièrement bien les contre-

3. Développement du Modèle Simulink de l'Aérogénérateur

réactions, les couplages réciproques, les non linéarités, etc. Les éléments qui composent le diagramme structurel représentent les opérations mathématiques, à savoir addition, soustraction, multiplication et la division de deux variables et la fonction non linéaire d'une variable. SIMULINK, possède une interface graphique pour visualiser les résultats sous forme de graphique ou de valeurs numériques en cours de simulation. Les paramètres régissant le fonctionnement des systèmes peuvent être modifiés en ligne, c'est-à-dire en cours de simulation, et l'on peut observer leur effet immédiatement. SIMULINK est bâti autour d'une bibliothèque de blocs classés par catégories. Les principales librairies sont montrées dans le tableau ci dessous :

Librairie	Contenu
Sources	Différents types de signaux d'entrée
Sinks	Appareils virtuels de visualisation
Continuous	Systèmes et opérateurs continus
Discrete	Blocs représentant les systèmes discrets
Math	Opérateurs mathématiques
Function & tables	Fonctions et tables de valeurs
Nonlinear	Systèmes et opérateurs non linéaires
Signals & systems	Blocs de connexion et sous systèmes

Tableau 3.1 Les principales librairies SIMULINK

3.3 Développement du modèle SIMULINK de l'aérogénérateur

3.3.1 Modèle Simulink de la turbine

Le schéma bloc de la turbine (figure 3.2) a été développé, sous MATLAB/SIMULINK, moyennant les relations (1.6) et (1.7), le modèle du coefficient aérodynamique de puissance C_p modélisé dans le chapitre précédent ainsi que les caractéristiques mécaniques données en ANNEXE G.

3. Développement du Modèle Simulink de l'Aérogénérateur

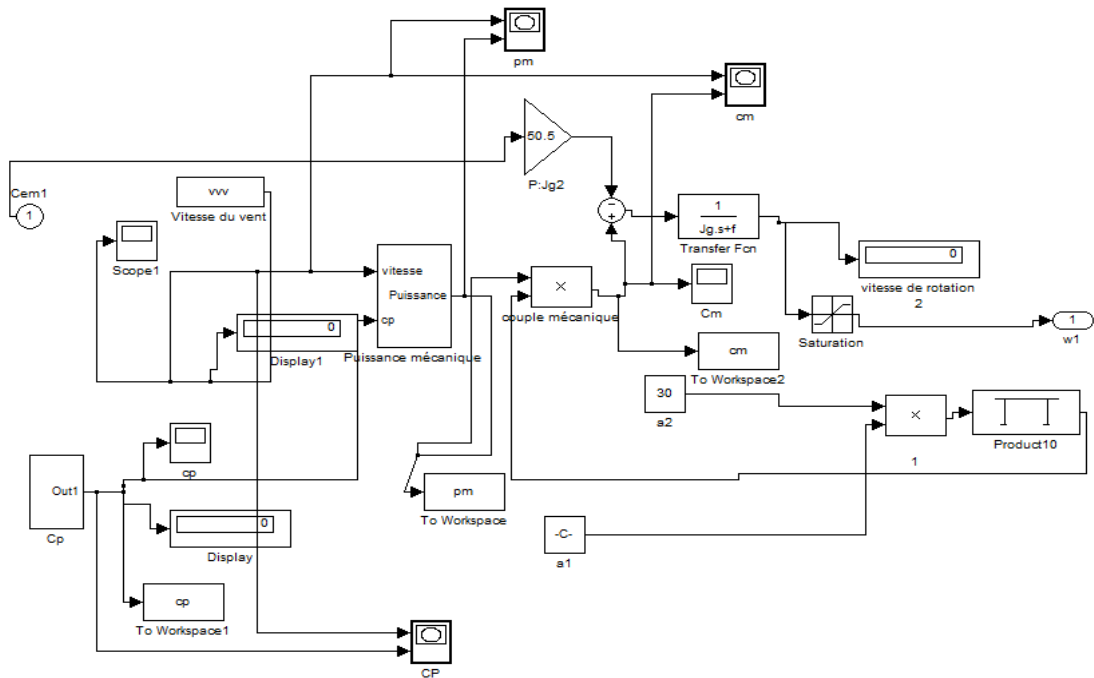


Figure 3.2 : Simulation de la turbine

3.3.2 Modèle Simulink de la génératrice asynchrone

Le bloc « Transformation abc \rightarrow dq » est réalisé à partir de l'équation (2.23) représentée à la figure (3.3). Ainsi que la figure (3.4) représente le modèle Simulink de la génératrice asynchrone décrite par les équations (2.39) à (2.42) du chapitre précédent et dont les caractéristiques mécaniques et électriques sont données en ANNEXE E. Chaque bloc de la figure est issu d'une équation.

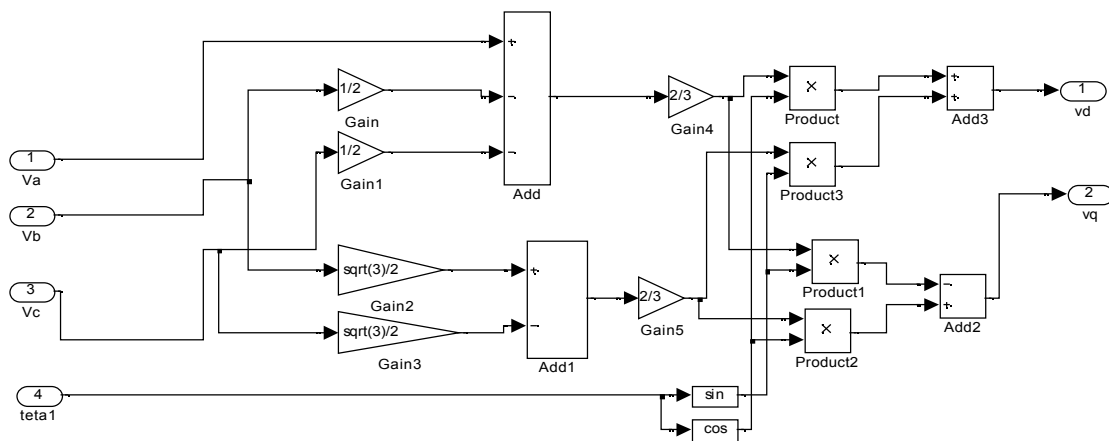


Figure 3.3 : Bloc de transformation Triphasé Biphase

3. Développement du Modèle Simulink de l'Aérogénérateur

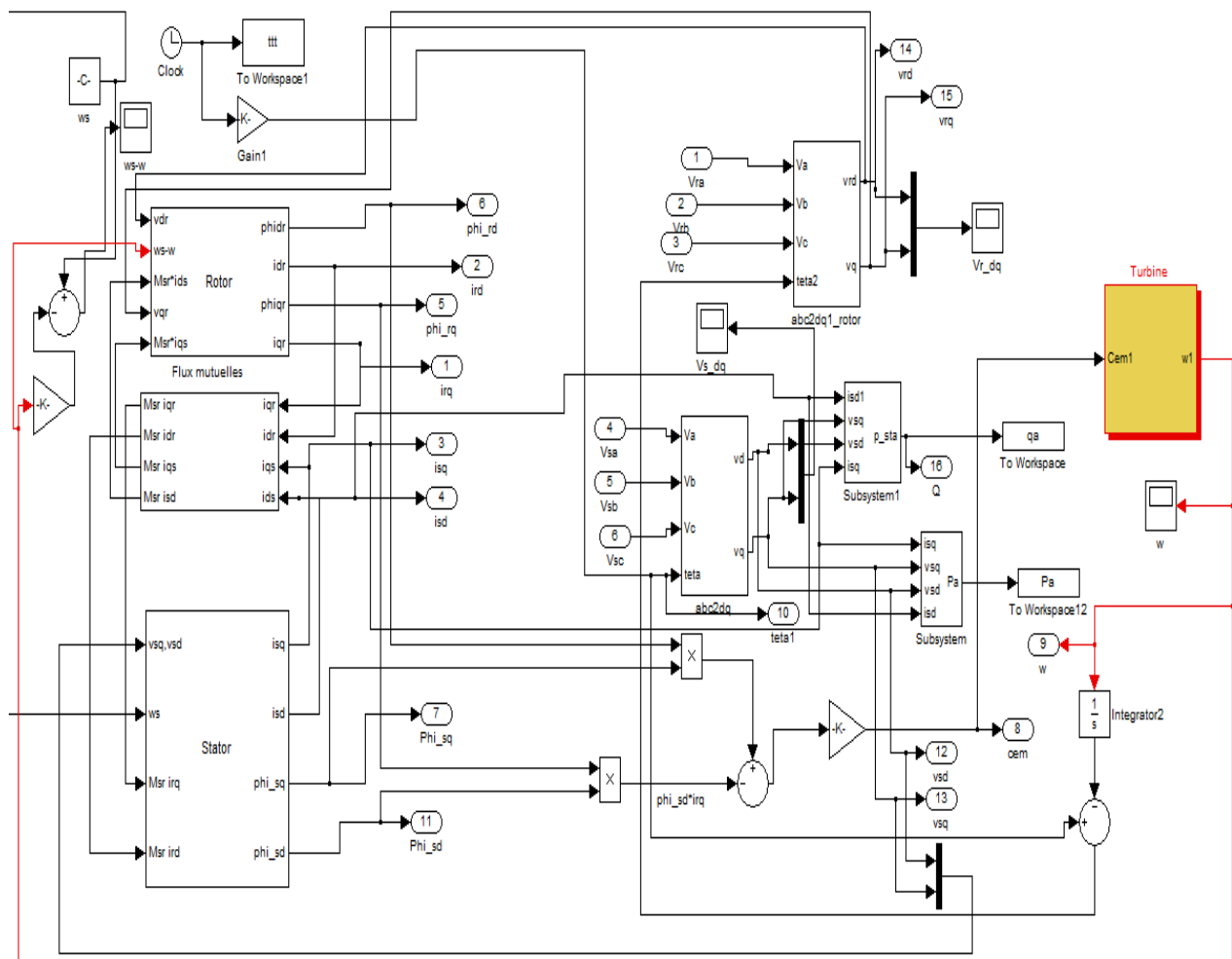


Figure 3.4 : Modèle Simulink de la génératrice asynchrone

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pu construire des schémas blocs représentatifs du système étudié (Turbine, Machine électrique) tout en exploitant les équations mathématiques régissant le comportement de notre système définie dans le chapitre précédent, afin de visualiser les grandeurs électriques et mécaniques du système durant les différentes phases de son fonctionnement (à vide et en charge).

A decorative graphic of a scroll with a black outline and grey shading on the left and right edges, containing the chapter title and subtitle.

CHAPITRE 4

Résultats et Discussions

4.1 Introduction

Ce chapitre est une synthèse des deux précédents chapitres (Modélisation et simulation) dans lequel nous observerons les différents résultats obtenus suite à l'exécution de la simulation, et cela tout en comparant et interprétant ces résultats que ça soit à vide ou en charge.

4.2 Résultats de la simulation

4.2.1 La turbine

Les figures ci-dessous représentent les résultats de la simulation de la turbine.

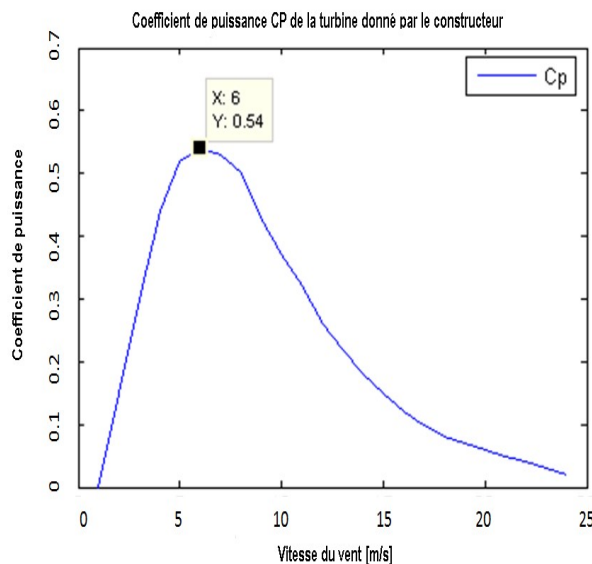


Figure 4.1 : Coefficient de puissance donné par le constructeur en fonction de la vitesse du vent

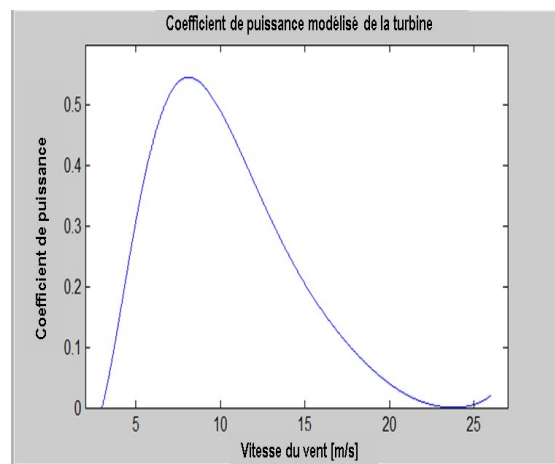


Figure 4.2 : Coefficient de puissance modélisé en fonction de la vitesse du vent

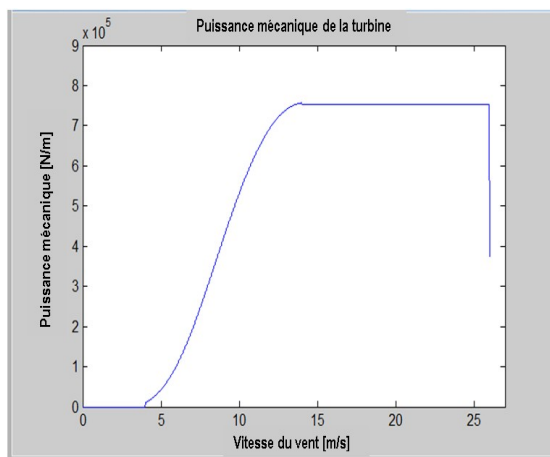


figure4.3 : Puissance mécanique de la turbine en fonction de la vitesse du vent

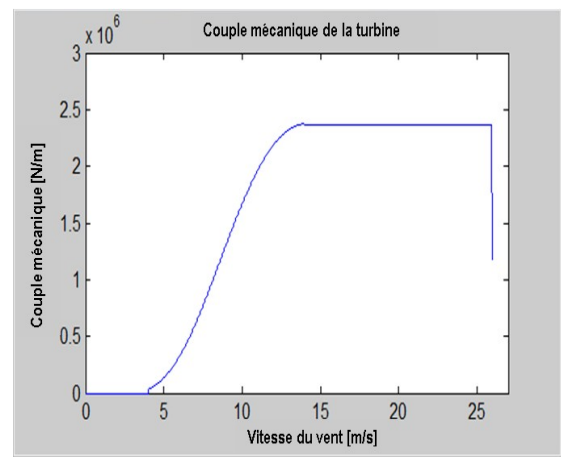


figure 4.4 : Couple mécanique de la turbine en fonction de la vitesse du vent

- **Interprétations des courbes de la partie mécanique**

- **Evolution du coefficient de puissance (C_p)**

Les figures (4.1 et 4.2) représentent la courbe du coefficient de puissance C_p donné par le concepteur ainsi que le C_p modélisé, ces deux courbes ont été réalisées afin de valider cette modélisation pour laquelle nous constatons qu'il existe une très bonne concordance entre la caractéristique donnée par le concepteur et celle modélisée.

- **Evolution du couple mécanique et de la puissance mécanique**

La puissance mécanique et le couple mécanique représentée respectivement sur les figures (4.3 et 4.4) varient dans le même sens ; ce qui nous permet de dire que le couple mécanique est l'image de la puissance mécanique.

4.2.2 La génératrice.

Les figures ci-dessous représentent les résultats de la simulation du processus de fonctionnement de la génératrice asynchrone à vide suivi de la variation de la charge.

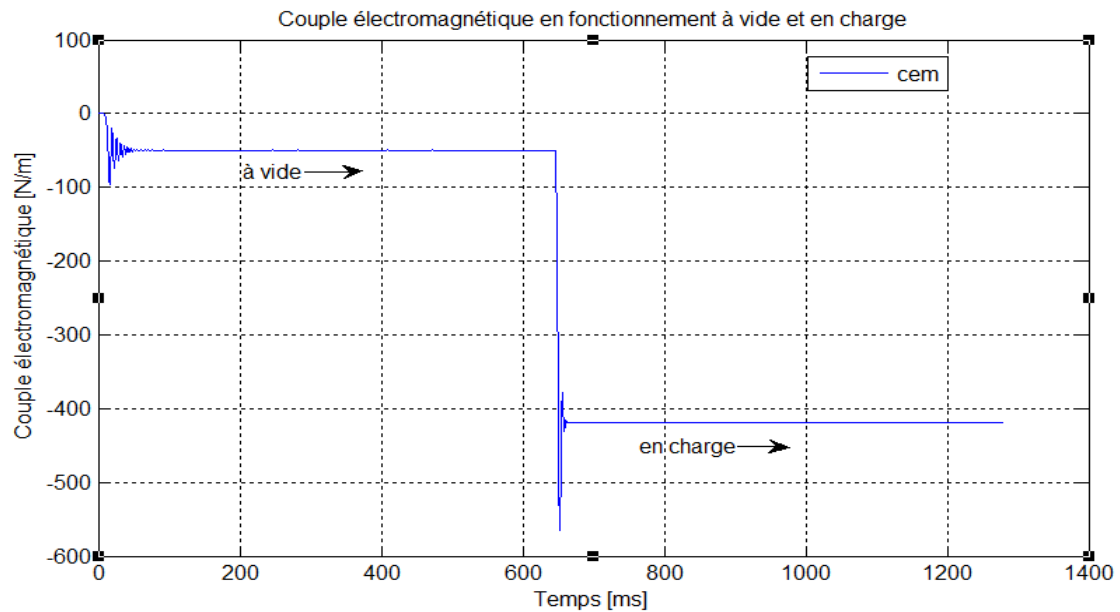


Figure 4.5 : Couple électromagnétique en fonction du temps

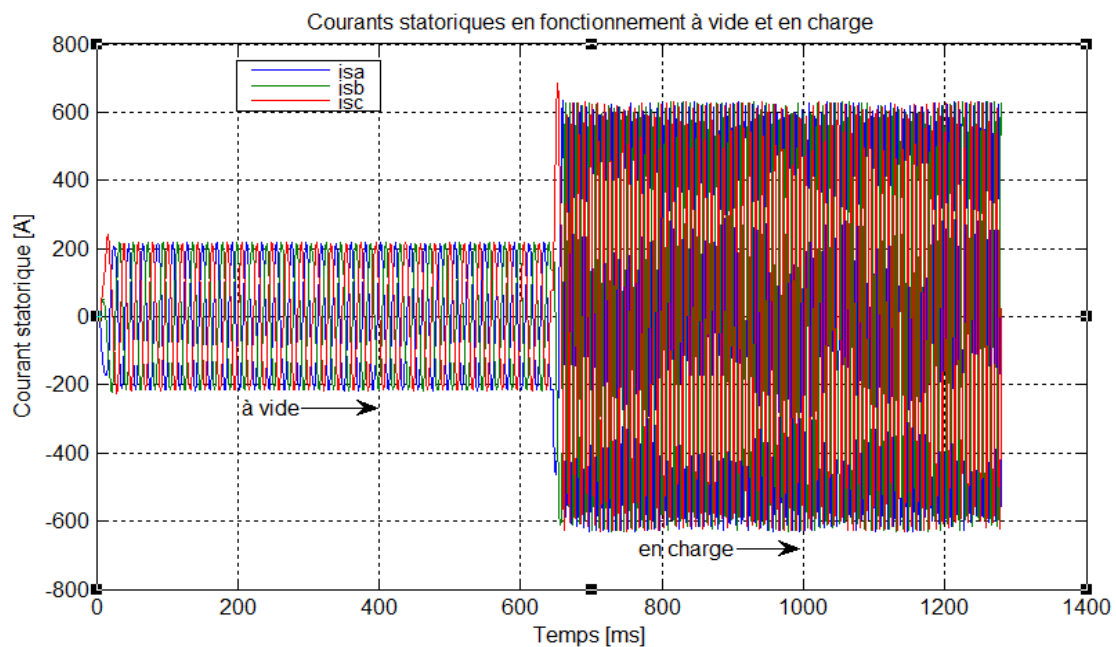


Figure 4.6 : Courants statoriques en fonction du temps.

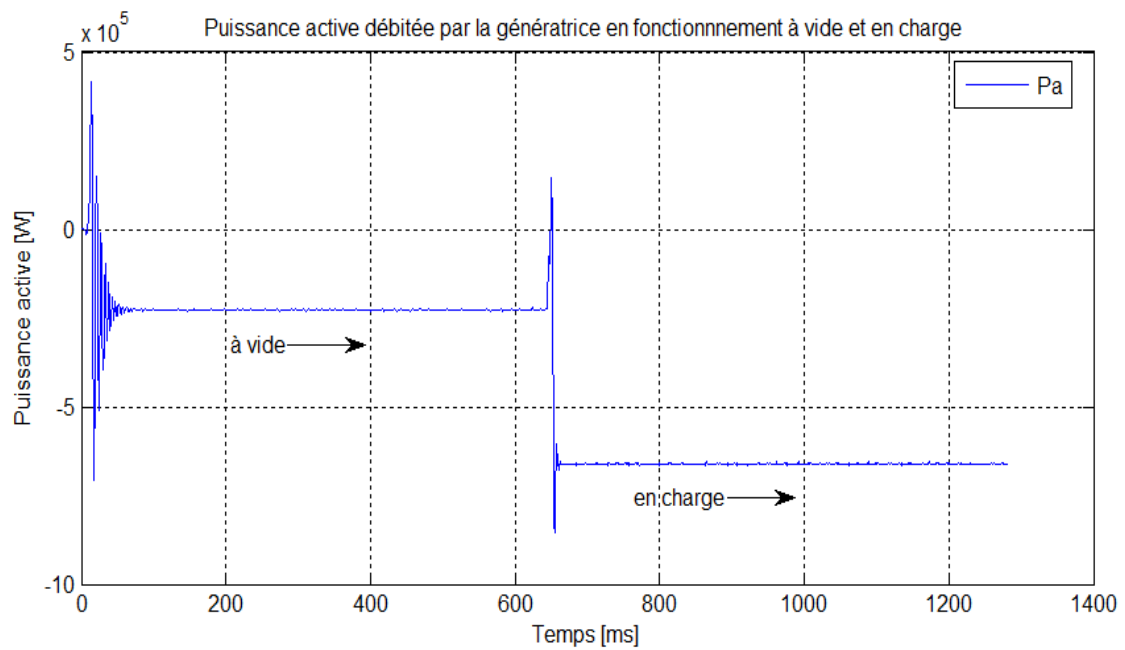


Figure 4.7 : Puissance active en fonction du temps

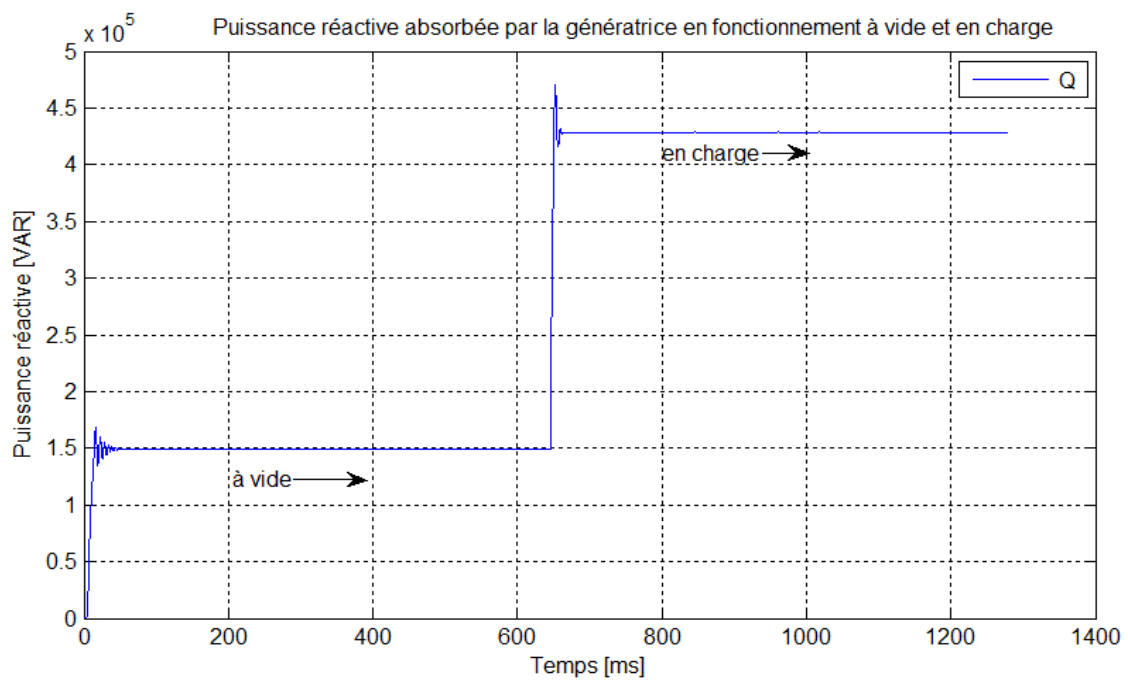


Figure 4.8 : Puissance réactive en fonction du temps

- **Interprétation des courbes de la partie électrique**

- **Evolution du couple électromagnétique (Cem)**

La figure (4.5) décrit l'allure du couple électromagnétique durant ces deux phases de fonctionnement (à vide et en charge), lors du fonctionnement à vide ; le couple subit des oscillations (perturbations) qui atteignent une valeur maximal de -96.38 N/m avant qu'il se stabilise à la valeur de 49.49 N/m afin d'assurer le démarrage.

A l'instant « t » on applique une variation de charge, le couple passe à la valeur -418.9 N/m pour vaincre les couples résistants, après avoir subit des variations brusques jusqu'à atteindre une valeur de -564.6 N/m .

- **Evolution des courants statoriques**

La figure (4.6) représentant l'évolution du courant, met en évidence un appel important du courant au démarrage qui atteint la valeur de 242.4 A correspondant au couple électromagnétique nécessaire pour vaincre les couples résistants dans la machine (inertie, pertes par frottement visqueux et ventilation).Après disparition du régime transitoire, le courant oscille avec une amplitude de 216.4 A correspondant au régime permanent.

Suite à la variation de la charge à l'instant « t », le courant s'emballe jusqu'à atteindre une valeur de 686.1 A , avant de reprendre une allure sinusoïdale d'amplitude de 628.5 A .

- **Evolution de la puissance active (Pa)**

L'étude de l'allure représentant l'évolution de la puissance active en fonction du temps figure (4.7) est caractérisée par des oscillations lors du démarrage ayant un pic de 415.5 KW (extraite du réseau) nécessaire à son amorçage, avant qu'elle fournisse et se stabilise à la valeur 225.5 KW .

Lors de la variation de la charge à l'instant « t », le fonctionnement de la machine est de nouveau perturbé avec un pic de 14.5 KW , puis elle se maintient à la valeur 658.4 KW .

- **Evolution de la puissance réactive (Q)**

Lors de démarrage en fonctionnement à vide figure (4.8), la machine absorbe une énergie magnétisante de 138.9 KVAR afin d'assurer la magnétisation du rotor. Une fois l'amorçage est garanti, la puissance réactive se stabilise à 122.7 KVAR .

A l'instant « t », on fait varier la charge ce qui provoque une augmentation brusque de la puissance qui atteint une valeur de 390.6 KVAR . Suite à cette perturbation la machine absorbe une énergie magnétisante constante égale à 355.9 KVAR

4.3 Bilan de puissance de la génératrice

On utilise les notations suivantes :

- P_a : puissance absorbée = puissance mécanique fournie à la machine,
- P_u : puissance utile = puissance électrique transmise au réseau.

Les pertes sont généralement notées en minuscule :

- p_{Js} : pertes par effet Joule dans le bobinage du stator
- p_{fs} : pertes dans le fer du stator
- p_{Jr} : pertes par effet Joule dans le cuivre du rotor
- p_{fr} : pertes dans le fer du rotor. Très souvent, on fait l'hypothèse qu'elles sont négligeables car ces dernières dépendent de la fréquence des courants qui induisent le champ magnétique dans le fer. Or la fréquence des courants dans le rotor, lors du fonctionnement normal de la machine alimentée en régime sinusoïdal de courant, est très faible. Néanmoins il faut parfois en tenir compte lorsque la machine est alimentée par un onduleur ou dans certains types de fonctionnement à fort glissement.
- p_m : pertes mécaniques

Le schéma ci-dessous représente la transmission de la puissance à travers la machine :

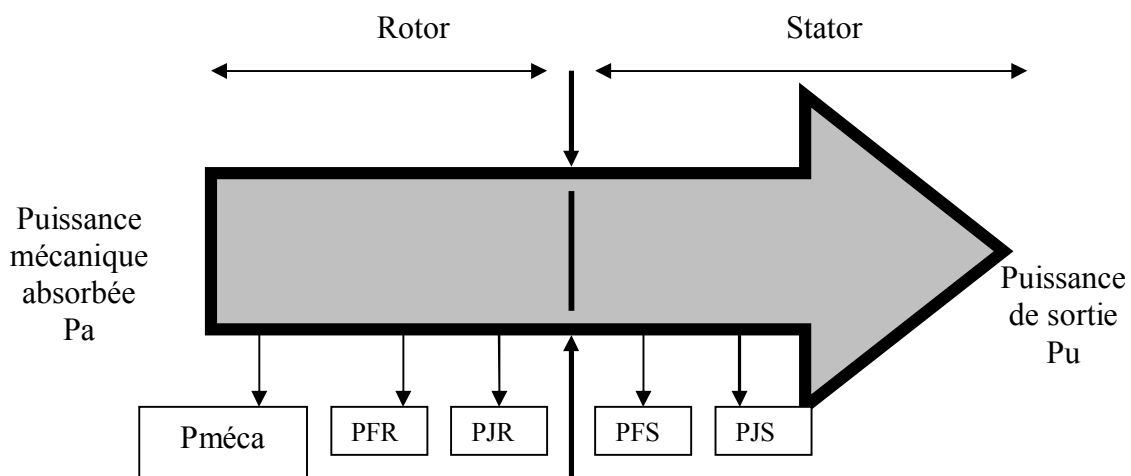


Figure 4.11 : Bilan de puissance

Les pertes fers sont proportionnelles à la fréquence. Au rotor la fréquence qu'est égale à $g \cdot f_s$ sera très faible ($g=0.01$). Nous pouvons donc négliger les pertes fers au rotor.

4.3.1 Détermination de la vitesse du vent de compensation des pertes

Les résultats des différentes pertes calculées se résument dans le tableau ci dessous (voir ANNEXE G) :

Pertes joules statoriques (w)	1078.74
Pertes totales de la machine asynchrone (w)	8078.74
Pertes dans le multiplicateur (w)	807.874
Pertes totales de l'aérogénérateur (w)	8886.6

Tableau 4.2 : Les différentes pertes du système

Ainsi, après avoir déterminé les pertes totales de l'aérogénérateur et qui représentent la puissance que doit débiter la génératrice pour les pertes, nous avons pu déduire la valeur minimale de la vitesse du vent pour laquelle l'éolienne va commencer à débiter sur le réseau. Cette dernière est donnée par la relation suivante :

$$V_{\min} = \sqrt[3]{\frac{P_{T0}}{281.2355}} = 3.16 \text{ m/s}$$

4.4 Conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique.

Parmi les conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique de moins d'un mégawatt citons ces quelques unes qui obligent le producteur d'énergie électrique quant à la fourniture de l'énergie réactive nécessaire au fonctionnement des générateurs :

- Dans le cadre général de la fourniture d'énergie électrique au réseau national, la fourniture de l'énergie réactive indispensable au fonctionnement incombe au producteur.
- Le producteur doit fournir une puissance réactive nominale $Q_n = 0.4P_n$, formule dans laquelle P_n représente la puissance active de l'installation.
- Dans le cas des génératrices asynchrones, l'installation des batteries de condensateurs est obligatoire en vue de production de puissance réactive.
- Enfin, afin d'éviter le risque de surtensions lors du découplage du réseau, il impose que les génératrices asynchrones ne restent jamais isolées sur des condensateurs sans charge.

4.5 Compensation d'énergie réactive

Afin de pouvoir compenser l'énergie réactive Nous devons effectuer les calculs suivants et ceci à partir des caractéristiques techniques de la génératrice.

- Calcul de la puissance active (P_a) débitée par la génératrice :

$$P_a = U \times I \times \sqrt{3} \cos \varphi = 660kW$$

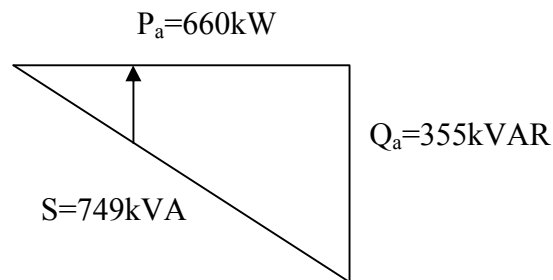
- Calcul de la puissance réactive (Q_a) absorbée par la génératrice :

$$Q_a = U \times I \times \sqrt{3} \sin \varphi = 355kVAR$$

A partir des équations précédentes nous déduisons la valeur du rapport Q_a/P_a , tel que :

$$\frac{Q_a}{P_a} = \frac{355}{660} = 0.537$$

Ainsi le triangle des puissances pour le point nominal de fonctionnement est donné par :



4.5.1 Puissance réactive à fournir

D'après la seconde condition technique de raccordement au réseau public (citée ci dessus) des installations de production autonome d'énergie électrique qui obligent le producteur d'énergie électrique quant à la fourniture de l'énergie réactive nécessaire au fonctionnement des générateurs. Nous avons :

$$Q'_a = P_a \times 0.4 = 660 \times 0.4 = 264kVAR \Rightarrow \cos \varphi = 0.93$$

Il faut donc fournir :

$$Q_c = Q_a - Q'_a = 355 - 264 = 91kVAR$$

4.5.2 Compensation de la génératrice

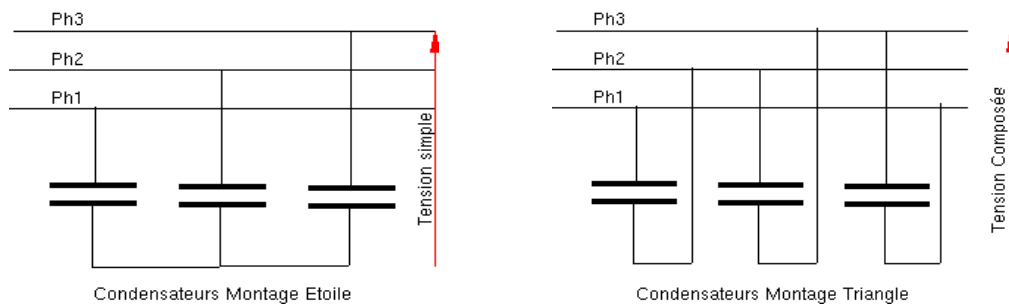
Le constructeur a équipée ses génératrices d'une batterie de condensateurs de 250 kVA(voir DT D3 en ANNEXE H). Donc le rapport Q_a/P_a de l'ensemble génératrice/batterie de condensateurs ainsi constitué est égal a :

$$\frac{Q_a}{P_a} = \left(\frac{(355 - 250)}{660} \right) = 0.16 \Rightarrow \cos \varphi = 0.987$$

La batterie de condensateur permet de relever le $\cos \varphi$ bien au delà de la valeur 0.93 imposée d'après la seconde condition technique ci-dessus.

4.5.3 Détermination de la valeur des capacités

Après avoir calculé l'énergie réactive absorbée par la machine, nécessaire à la magnétisation et sachant qu'elle détériore le facteur de puissance du réseau ; il est indispensable de compenser cette énergie à l'aide de capacités, qui peuvent être connectées en étoile ou en triangle.



Couplage étoile :

$$Q_{unitaire} = \frac{Q_{batterie}}{3} = \frac{250000}{3} = 83kVAR \Rightarrow C = \frac{Q_{unitaire}}{V^2 \omega} = \frac{83000}{400^2 \times 2 \times \pi \times 50} = 1.65 * 10^{-3} F$$

$$C = 1.65 * 10^{-3} F$$

Couplage triangle :

$$Q_{unitaire} = \frac{Q_{batterie}}{3} = \frac{250000}{3} = 83kVAR \Rightarrow C = \frac{Q_{unitaire}}{V^2 \omega} = \frac{83000}{690^2 \times 2 \times \pi \times 50} = 0.555 * 10^{-3} F$$

$$C = 0.55 * 10^{-3} F$$

Remarque :

400V correspond à la tension requise pour câbler le récepteur en étoile

690V correspond à la tension requise pour câbler le récepteur en triangle (figure sur la plaque signalétique de la génératrice DT D3 (ANNEXE H)).

Choix du couplage

Couplage étoile : Tension plus faible mais capacité trois fois plus grande qu'en triangle → augmentation du volume de la batterie

Couplage triangle : Tension plus importante d'où un diélectrique plus important qu'en étoile mais capacité beaucoup plus faible → gain de place

Les résultats trouver ci-dessus justifient le choix du constructeur qui a opté pour le couplage triangle.

4.5.4 Détermination des courants :

a- Intensité du courant absorbée par la charge capacitive :

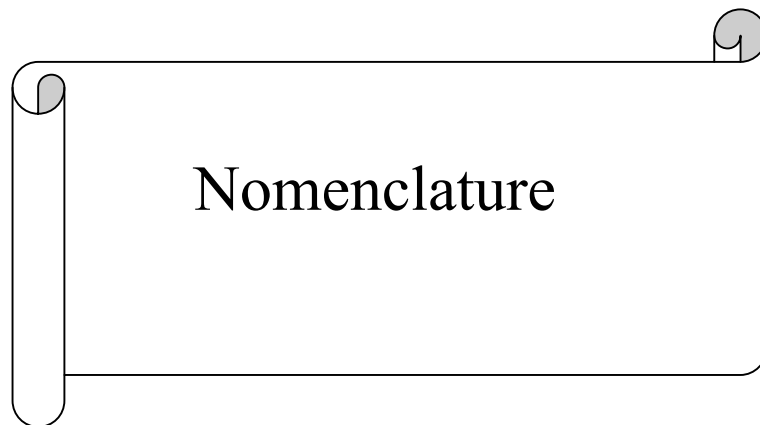
$$I_c = \frac{Q_c}{U \times \sin \varphi_c \times \sqrt{3}} = \frac{250000}{690 \times 1 \times \sqrt{3}} = 209 A$$

b- Intensité du courant absorbée au réseau :

$$I_{\text{res}} = \frac{P_a}{U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{660000}{690 \times 0.987 \times \sqrt{3}} = 560 A$$

4.6 Conclusion

Ce chapitre a permis de dresser un bilan de performance d'un aérogénérateur constitué d'une turbine et d'une machine asynchrone connectée au réseau en fonctionnement génératrice. Afin de pouvoir mener cette étude, nous avons développé un outil permettant de simuler le comportement de cette machine connectée au réseau à vide et en charge. Malgré un développement analytique complexe, cet outil s'est révélé performant dans les résultats qui nous a fournis vu qu'elles correspondent à notre attente.



LA NOMENCLATURE

N°	Symbole	Signification	Unité
01	$\overrightarrow{F_{ax}}$	composante de la force axiale sur la pale	/
02	$\overrightarrow{F_{rot}}$	composante de la force directionnelle	/
03	$\overrightarrow{V_{res}}$	composante de la force du vent sur la pale	/
04	$\overrightarrow{V_{rot}}$	composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur	/
05	\vec{v}	composante de la vitesse du vent face à la pale	/
06	$[I_r]$	matrice des courants rotoriques	/
07	$[I_s]$	matrice des courants statoriques	/
08	$[R_{ss}]$	matrice des résistances statoriques	/
09	$[R_{rr}]$	matrice des résistances rotoriques	/
10	$[V_r]$	matrice des tensions rotoriques	/
11	$[V_s]$	matrice des tensions statoriques	/
12	$[\phi_r]$	matrice des flux rotoriques	/
13	$[\phi_s]$	matrice des flux statoriques	/
14	i_{ds}	courant statorique dans l'axe d	A
15	i_{qs}	courant statorique dans l'axe q	A
16	C_{em}	couple électromagnétique	N.m
17	C_{mec}	couple mécanique	N.m
18	C_p	coefficient de puissance/performance	/
19	C_r	couple résistant	N.m
20	D	diamètre des pales	m
21	d	axe directe	/
22	E_r	force électromotrice dans le rotor	V
23	E_s	force électromotrice dans le stator	V
24	f	fréquence	Hz
25	f	frottement	
26	g	glissement	/
27	I	courant nominale	A
28	i_0	courant homopolaire	A
29	i_d	courant directe	A
30	i_q	courant inverse	A
31	i_r	courant dans le rotor	A
32	$I_{r_{bc}}$	Le courant des phases a,b,c au rotorique	A
33	i_s	courant dans le stator	A
34	$I_{s_{abc}}$	Le courant des phases a,b,c au stator	A
35	J	inertie	Kg.m ²
36	K_0	constante	/
37	l_r	inductance propre rotorique	wb

38	L_r	L'inductance cyclique rotorique	H
39	l_s	inductance propre statorique	wb
40	L_s	L'inductance cyclique statorique	H
41	m	masse d'air	Kg
42	M	inductance cyclique mutuelle	wb
43	M_r	inductance mutuelle entre phases rotoriques	wb
44	M_{rs}	maximum de l'inductance mutuelle entre phase de stator et celle de rotor correspondante.	H
45	M_s	inductance mutuelle entre phases statoriques	wb
46	M_{sr}	Maximum l'inductance mutuelle entre une phase statorique et celle correspondante au rotor	H
47	N_r	nombre de spires des bobinages rotoriques	/
48	N_s	nombre de spires des bobinages statoriques	/
49	p	nombre de paires de pôles	/
50	$P(\theta)$	transformée de Park	/
51	$P(\theta)^{-1}$	transformée inverse de Park	/
52	P_a	puissance active	W
53	P_{fr}	pertes fer rotoriques	W
54	P_{jr}	pertes par effet joule rotoriques	W
55	P_{js}	pertes par effet joule statoriques	W
56	P_m	puissance mécanique de la turbine	W
57	P_{mg}	la puissance disponible sur l'arbre de la génératrice	N.m
58	P_{mt}	puissance totale théorique	W
59	P_n	puissance nominale de la turbine	W
60	P_r	puissance active débitée par le rotor	W
61	P_s	puissance active absorbée par le stator	W
62	P_u	puissance utile	W
63	q	axe en quadrature	/
64	Q_a	puissance réactive	VAR
65	R	rayon de la turbine	m
66	R_r	résistance rotorique	Ω
67	R_s	résistance statorique	Ω
68	S	surface des pales	m^2
69	s_r	puissance rotorique	VA
70	s_r	puissance statorique	VA
71	β	angle de calage des pales	$^\circ$
72	T_s	constante du temps statorique	/
73	T_s	constante du temps rotorique	/
74	U	vecteur d'entrée	/
75	U	tension nominale	V
76	V_1	vitesse du vent en amont	m/s
77	V_2	vitesse du vent en aval	m/s

78	V_{ar}	tension rotorique de la phase a	V
79	V_{as}	tension statorique de la phase a	V
80	V_{br}	tension rotorique de la phase b	V
81	V_{bs}	tension statorique de la phase b	V
82	V_{cr}	tension rotorique de la phase c	V
83	V_{cs}	tension statorique de la phase c	V
84	V_d	vitesse de démarrage de la turbine	m/s
85	V_{ds}	Tension statorique dans l'axe d	V
86	V_M	vitesse maximale de la turbine	m/s
87	V_{min}	vitesse minimale du vent	m/s
88	V_n	vitesse nominale de la turbine	m/s
89	V_{qs}	Tension statorique dans l'axe a	V
90	V_{rabc}	Tension des phases a,b,c rotorique	V
91	V_{sabc}	Tension des phases a,b,c statorique	V
92	w_{mec}	pulsation mécanique	rad/s
93	w_s	pulsation de synchronisme	rad/s
94	X	vecteur d'état	/
95	Y	vecteur de sortie	/
96	α	angle entre une phase statorique et rotorique	rad
97	θ_r	angle entre deux phases rotoriques	rad
98	θ_s	angle entre deux phases statoriques	rad
99	λ	vitesse spécifique	/
100	λ_{opt}	vitesse spécifique optimale	/
101	ξ_0	la force électro homopolaire	V
102	ξ_{abc}	la force électromotrice des 3 phases a b c	V
103	ξ_d	la force électromotrice dans l'axe d	V
104	ξ_q	la force électromotrice dans l'axe q	V
105	ρ	densité volumique de l'air	Kg/m ³
106	σ	coefficient de dispersion	/
107	φ_{abcr}	flux aux phases rotoriques a,b,c	Wb
108	φ_{abcs}	flux aux phases statoriques a,b,c	Wb
109	φ_q	flux rotorique dans l'axe d	Wb
110	φ_{ds}	flux statorique dans l'axe d	Wb
111	φ_q	flux rotorique dans l'axe q	Wb
112	φ_{qs}	flux statorique dans l'axe q	Wb
113	Ω_1	vitesse de rotation avant le multiplicateur	rad/s
114	Ω_2	vitesse de rotation après le multiplicateur	rad/s
115	Ω_m	vitesse de rotation de la MADA	rad/s
116	Ω_{opt}	vitesse de rotation optimale	rad/s
117	ω_r	pulsation rotorique	rad/s
118	ω_s	pulsation statorique	rad/s



Conclusion Générale

Conclusion générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent les systèmes de production d'électricité par énergie éolienne. Ces dispositifs semblent amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement.

Ainsi, nos travaux ont donc portés sur la modélisation et la simulation d'un aérogénérateur de type VESTAS V47-660 moyennant le logiciel Matlab /Simulink. Le type de la génératrice de l'aérogénérateur étudié s'est imposé grâce à son faible coût et à sa standardisation ; par contre sa simulation est difficile, car le modèle est fortement non linéaire. Actuellement, la disponibilité de puissants outils informatiques de calcul nous a permis de surmonter cette difficulté.

La partie mécanique ainsi que le processus de fonctionnement de la génératrice à vide suivi de la variation de charge ont été modélisés et simulés. Les résultats obtenus démontrent la justesse du modèle développé.

L'application de ce modèle développé pour différents sites algériens peut être facilement envisagée afin d'apporter plusieurs améliorations et de répondre aux besoins locaux en énergie électrique.

Nous espérons par ce travail avoir donné un aperçu concernant le domaine des énergies renouvelables et de l'éolienne en particulier et avoir apporté un plus à cette filière.

ANNEXE A

Les masses d'air

A.1 Introduction

Une masse d'air est une portion de la troposphère.

La troposphère n'est pas un tout aux propriétés physiques homogènes, comme le démontre sa segmentation horizontale.

Une masse d'air, qui occupe un volume à grande échelle, se caractérise par une certaine uniformité horizontale de température et d'humidité.

Elles sont séparées par des fronts qui forment une zone de transition entre deux masses, zone où varient sensiblement et rapidement les champs horizontaux de température et d'humidité.

A.2 Formation des masses d'air

Une masse d'air se définit comme une importante section de la troposphère dont les caractéristiques vont de pair avec les vastes régions terrestres dont elle subit l'influence.

Les masses d'air s'étendent souvent sur plusieurs milliers de kilomètres.

Par exemple, en hiver, les hautes latitudes ne reçoivent que très peu d'ensoleillement, l'hémisphère nord étant incliné à l'opposé du soleil. L'air de ces régions devient alors très froid. Par contre, l'air au dessus du golfe du Mexique est plus chaud et très humide grâce à la présence du golfe. La masse d'air du nord et celle du golfe du Mexique ont des caractéristiques opposées.

Bien que l'air froid soit graduellement réchauffé dans sa descente vers le Sud, il y a un contraste marqué entre les deux masses d'air lorsqu'elles sont côte à côte dans la zone tempérée.

Comme les masses d'air ne se mélangent habituellement pas, la zone de transition entre l'air chaud et l'air froid, le front polaire, est relativement étroite.

Si la surface de la Terre était uniforme, il pourrait n'y avoir que deux masses d'air : une chaude et une froide. Or, elles seraient justement séparées par un front polaire.

Mais, la présence des continents et des océans vient changer les choses. Les échanges de chaleur et d'humidité entre l'atmosphère et la surface étant bien différents, il en résulte la formation d'autres masses d'air.

A.3 Classification des masses d'air

Au sud du front polaire, l'air tropical très chaud et humide est constamment nourri par de la vapeur d'eau en provenance des océans équatoriaux.

Au nord, il y a l'air polaire et l'air glacial de l'Arctique, originant des champs de neige et de glace. L'air polaire se situe entre l'air arctique et l'air tropical. Il est constitué d'une partie de l'air arctique réchauffé au cours de sa descente vers le Sud.

En résumé, la planète est entourée d'air arctique et antarctique, d'air polaire et d'air tropical.

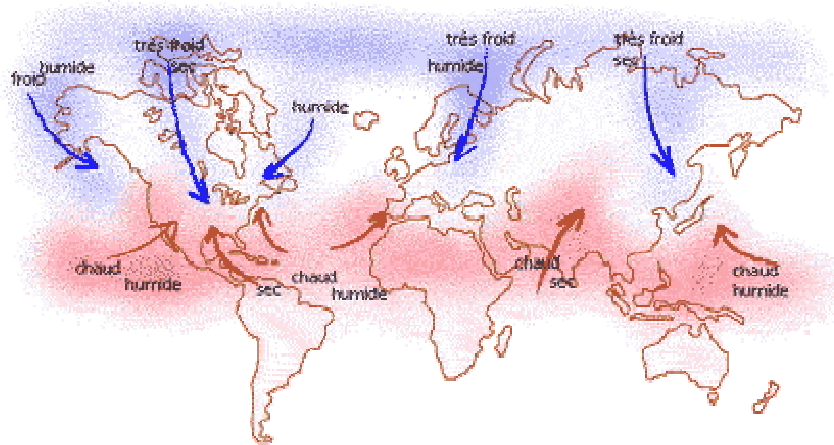
En plus de diviser l'air selon un régime de température, on le divise aussi selon son humidité spécifique.

Une masse d'air sec portera un nom composite dont le dénominateur sera l'expression " continental ", pour laisser entendre que son passage au-dessus du continent ne lui a rapporté que peu d'humidité.

D'autre part, le mot " maritime " identifie des masses d'air humide arrivant des grandes étendues d'eau ou des grandes sources d'humidité que sont les océans ou les grands espaces où la végétation est abondante.

En combinant les deux types de classification, on obtient un total de six masses d'air :

- continentales polaires (cP),
- continentales arctiques (cA),
- continentales tropicales (cT),
- maritimes polaires (mP),
- maritimes arctiques (mA),
- maritimes tropicales (mT).



A.4 Mouvements des masses d'air

Les masses d'air ne sont pas statiques. Elles voyagent en fonction des vents. Tout au long de leur trajet, les caractéristiques des masses d'air seront modifiées. Une masse d'air polaire, lorsqu'elle voyage vers le sud, se réchauffera au fur et à mesure et pourra s'humidifier si elle passe au-dessus d'un océan. Ce genre de modification peut faire en sorte qu'une masse d'air puisse perdre au long de son voyage beaucoup de ses caractéristiques initiales, la rendant difficile à reconnaître.

A.5 Modification des masses d'air

Bien que la masse d'air soit par définition une entité dont la température et l'humidité sont horizontalement quasi uniformes, il peut y avoir des variations importantes de ces propriétés, variations sont souvent localisées.

Leur importance n'est cependant pas assez grande pour provoquer la formation de zones de transition que sont les fronts.

Sur une carte de surface, pour une même masse d'air, on note régulièrement que des stations ont enregistré des températures ou des points de rosée qui divergent radicalement de l'ensemble des données.

Ce phénomène est dû à la topographie, qui crée localement un microclimat propre aux caractéristiques du terrain : lac, montagne, vallée...

Si l'air passe au-dessus d'un lac, d'une forêt, d'un terrain humide ou d'une neige fondante, l'humidité qu'il y absorbe fait grimper localement le point de rosée des couches inférieures.

Ces différences sont toutefois moins perceptibles à 850 hPa, où la masse d'air est nettement dominante.

Si les différences deviennent nombreuses et atteignent une grande échelle, tant à l'horizontale qu'à la verticale, la masse d'air changera carrément de type.

A.6 Facteurs déterminant le temps

Pour comprendre la raison pour laquelle une masse d'air provoque certaines conditions, on doit tenir compte de la combinaison des facteurs qui déterminent le temps.

Ces facteurs de formation ou de dissipation des nuages générateurs de précipitations, sont au nombre de trois : humidité spécifique, refroidissement et stabilité.

Certaines masses sont très sèches et produisent très peu de nuages, contrairement à l'air maritime tropical dont l'humidité spécifique élevée donne souvent lieu à des nuages, des précipitations et du brouillard.

La formation de nuages ou de précipitations se produit lorsqu'il y a saturation de l'humidité. On peut avoir saturation par un apport en vapeur d'eau ou encore par un abaissement de la température de la masse d'air.

Or, il y a trois processus bien distincts de refroidissement d'une masse d'air :

- contact avec une surface qui la refroidit par rayonnement
- advection au-dessus d'une surface plus froide
- expansion résultant d'une ascension à grande échelle.

Étant donné que la plupart des nuages et des précipitations résultent d'un refroidissement par expansion associé à l'air ascendant, il est clair que la stabilité est un facteur de première importance.

On détermine l'humidité spécifique et la stabilité d'une masse d'air, en partie par la nature de la surface au-dessus de laquelle la masse s'est formée, et en partie par le parcours emprunté par la masse sur le continent.

A.7 Le temps qu'il fait dans les masses d'air

L'identification d'une masse d'air ne suffit pas à prédire le temps qu'il fera, sauf dans les grandes lignes ; il est donc fondamental d'en référer aux données recueillies en altitude par radiosondages, observations des pilotes et photos prises par satellites.

Mais ce sont les nombreuses données pointées sur téphigramme qui garantissent les meilleures indications sur la stabilité et l'humidité de l'air.

Si l'air continental arctique est modifié, il peut donner du temps clair et froid dans une région, et ailleurs, des averses de neige et des nuages cumuliformes.

On ne peut se fier au seul fait qu'une masse d'air a été clairement identifiée pour en prévoir le temps qu'elle réserve.

C'est uniquement l'ensemble des données qui permettent avec certitude d'identifier et le type, le nombre et l'étendue des masses d'air simultanément présentes au-dessus du continent.

Type	Caractéristique	Saison
cP (continentale polaire)	air sec et stable	<p>Été: au départ cette masse d'air est sec mais au fur et à mesure qu'elle descend vers le sud, elle s'humidifie et devient instable. Ceci survient parce que durant les longues journées de l'été, le soleil réchauffe les terres qui réchauffe par la suite la masse d'air. Orages possibles.</p> <p>Hiver: très froid et sec. Pas de précipitation. Excellente visibilité.</p>
cA (continentale arctique)	très froid et très sec	<p>Été: pas en été.</p> <p>Hiver: très froid et très sec.</p>
cT (continentale tropicale)	chaud, sec et instable et peu de nuages	<p>Été: chaud, sec. Visibilité réduite à 7 et 8 km. Pas de précipitation.</p> <p>Hiver: chaud et sec. Visibilité réduite à 7 et 8 km. Pas de précipitation.</p>
mP (maritime polaire)	froid à son point de départ mais devient plus chaud et humide au fur et à mesure de son déplacement vers le sud. Apporte du temps pluvieux et frais. Instabilité.	<p>Été: pluvieux et frais, Averses et orages sur provinces de l'ouest. Bonne visibilité sauf si précipitations.</p> <p>Hiver: averses de neige et froid. Pluies abondantes sur la côte ouest. Temps plus doux et sec plus à l'est à l'intérieur du continent.</p>

		Bonne visibilité sauf si précipitations.
mA (maritime arctique)	masse d'air voyageant sur une grande distance au dessus d'un océan plus chaud et humide donc se réchauffe et se charge d'humidité en cours de route. Air humide et instable.	<p>Été: froid, Averses de pluie fréquentes. Temps frais et instable. Nuages cumuliformes disparaissent le soir.</p> <p>Hiver: très froid, Averses de neige fréquentes. Temps plus doux que dans une masse d'air continentale arctique puisque l'océan l'hiver garde plus chaud l'air que le continent peut le faire. Temps humide lorsque cette masse d'air entre dans la vallée du St-Laurent par le nord-est. Nuages la plupart du temps stratocumulus.</p>
mT (maritime tropicale)	très chaud et humide. Brouillard et brume sèche. Orages et averses.	<p>Été: très chaud et très humide. Délaisse beaucoup de pluie. Visibilité médiocre.</p> <p>Hiver: chaud et humide. Brouillard et stratus. Visibilité médiocre.</p>

ANNEXE B

DEFINITION DE LA DENSITE DE L'AIR

B.1 La densité de l'air

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Elle dépend donc de la densité de l'air, c.-à.-d. la masse de l'air par unité de volume. Ou autrement dit, plus l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'éolienne est importante.

A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 degrés Celsius, l'air pèse environ 1,225 kg par mètre cube. Cependant, la densité diminue un peu lorsque l'humidité de l'air augmente.

De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne.

TABLERAU B.1 La densité de l'air à la pression atmosphérique standard

La densité de l'air à la pression atmosphérique standard			
Température ° Celsius	Température ° Farenheit	Densité (masse d'air sec) kg/m ³	Contenu maximal d'eau kg/m ³
-25	-13	1,423	
-20	-4	1,395	
-15	5	1,368	
-10	14	1,342	
-5	23	1,317	
0	32	1,292	0,005
5	41	1,269	0,007
10	50	1,247	0,009
15	59	1,225 *)	0,013
20	68	1,204	0,017
25	77	1,184	0,023
30	86	1,165	0,030
35	95	1,146	0,039
40	104	1,127	0,051

* L'industrie éolienne utilise comme standard la densité de l'air sec à la pression atmosphérique standard au niveau de la mer, à 15° C.

ANNEXE C

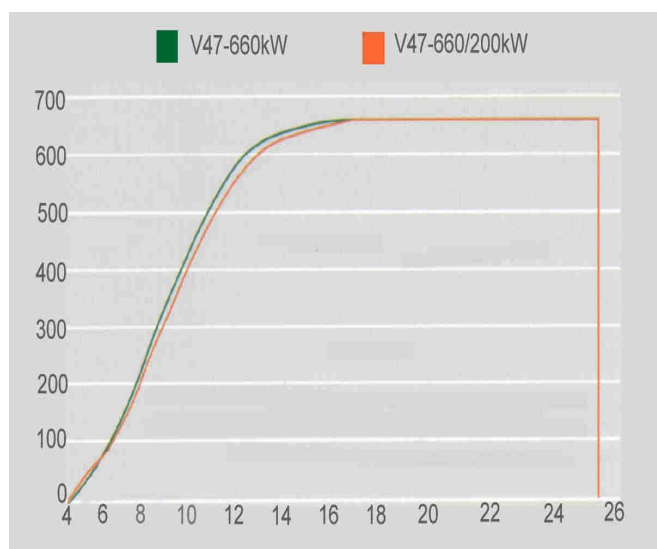
AÉROGÉNÉRATEUR VESTAS 47-660

Figure C.1 : Aérogénérateur VESTAS 47-660

PALES	V47-660kW
Diamètre:	47m
Surface balayée:	1.735m ²
Rotation par minute:	28.5rpm
Nombre:	3
Régulation de puissance:	Pitch+OptiSlip
Frein à air:	Vaanstand
Tour	fB
Hauteur de l'arbre(ca)	40-45-50-55m
Données opérationnelles	fB
Vitesse du vent à la mise en route :	4m/s
Puissance Nominale à (660kW):	15m/s
Vitesse de mise à l'arrêt:	25m/s
GENERATEUR	fB
Grand générateur:	Asynchroon met Optislip
Puissance nominale:	660kW
Type:	50Hz
Petit générateur:	690V
Puissance Nominale:	1.515-1650rpm
Type:	B
ENGRENAGE	
Type	Planeet/parallel



Tableau C.2 : Courbe de puissance



ANNEXE D

CARACTERISTIQUES TECHNIQUE DE LA MACHINE ASYNCHRONE

La génératrice de l'éolienne étudiée est une machine asynchrone de type **INDAR**, dont la construction s'apparente à celle d'une machine à rotor bobiné. Sa facilité d'accrochage sur le réseau, sa robustesse et l'absence de contact tournant lui confèrent des avantages déterminants pour ce type d'application.

D.1 Caractéristiques techniques :

Puissances	600kW
Indice de protection	IP54
Tension nominale	690V
Fréquence	50 Hz
Nombre de pôles	4
Facteur de puissance	0.88
Rendement	96.5%
Courant nominal	628 A
Courant à vide	215 A
Pertes fer	4000W
Pertes mécaniques	3000W
Vitesse de rotation	$1515 \text{ tr.mn}^{-1} < n < 1650 \text{ tr.mn}^{-1}$

Tableau D.1. Caractéristiques techniques de la machine asynchrone

D.2 Schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone

Le schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone est donné ci dessous :

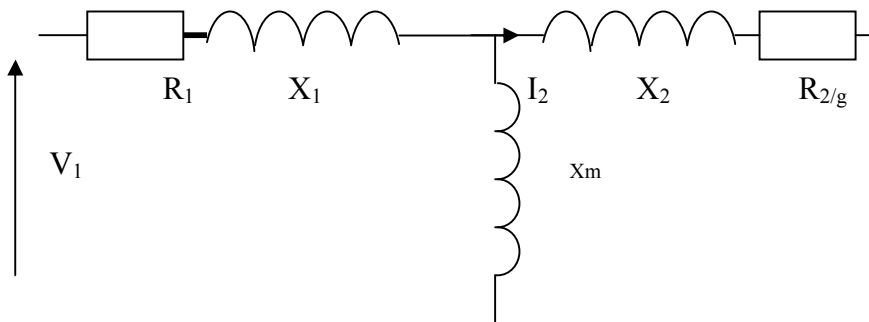


Figure D.2. Schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone

Avec :

R_1 : résistances des enroulements du stator ;

X_1 : réactance de fuite du stator ;

X_m : réactance magnétisante ;

R_2 : résistance des enroulements du rotor ;

X_2 : réactance de fuite du rotor ;

V_1 : tension simple ;

$$g : \text{glissement donné par : } g = \frac{\Omega_s - \Omega_n}{\Omega_s} \quad (\text{D.1})$$

Ω_s : vitesse de synchronisme.

ANNEXE E
DOCUMENTATION CONCERNANT LES PARAMETRES DE LA MACHINE
ASYNCHRONE A ROTOR BOBINE AINSI QUE LES PARAMETRES DE LA
TURBINE

a-les paramètres de la machine asynchrone à rotor bobiné sont :

$$R_r = 0.0238 \text{ ohm}$$

$$R_s = 0.0146 \text{ ohm}$$

$$L_r = 0.0303 \text{ H}$$

$$L_s = 0.0306 \text{ H}$$

$$M = 0.0299 \text{ H}$$

$$J_g = 28 \text{ kg m}^2$$

$$n_p = 2$$

$$V_n = 690 \text{ V}$$

$$P_n = 660 \text{ kw}$$

b- Les paramètres de la turbine sont :

$$R = 21.65 \text{ m}$$

$$\lambda_{opt} = 4$$

$$m = 43.165$$

$$C_{pmax} = 0.46$$

$$J_t = 238 \text{ kgm}^2$$

$$f = 0.01$$

ANNEXE F

DOCUMENTATION DETERMINATION DU COUPLE ELECTROMAGNETIQUE

F.1 Etude du glissement

Sur les figures (F.1 et F.2) ci-dessous, nous avons représenté respectivement la courbe représentative de l'expression du couple en fonction du glissement qui possède une symétrie par rapport à l'origine et le couple électromécanique en fonction de la vitesse de rotation qu'est plus habituelle et plus concrète, elle se déduit simplement de la courbe en fonction du glissement.

La relation entre le couple électromécanique et le glissement est donnée par la relation ci-dessous :

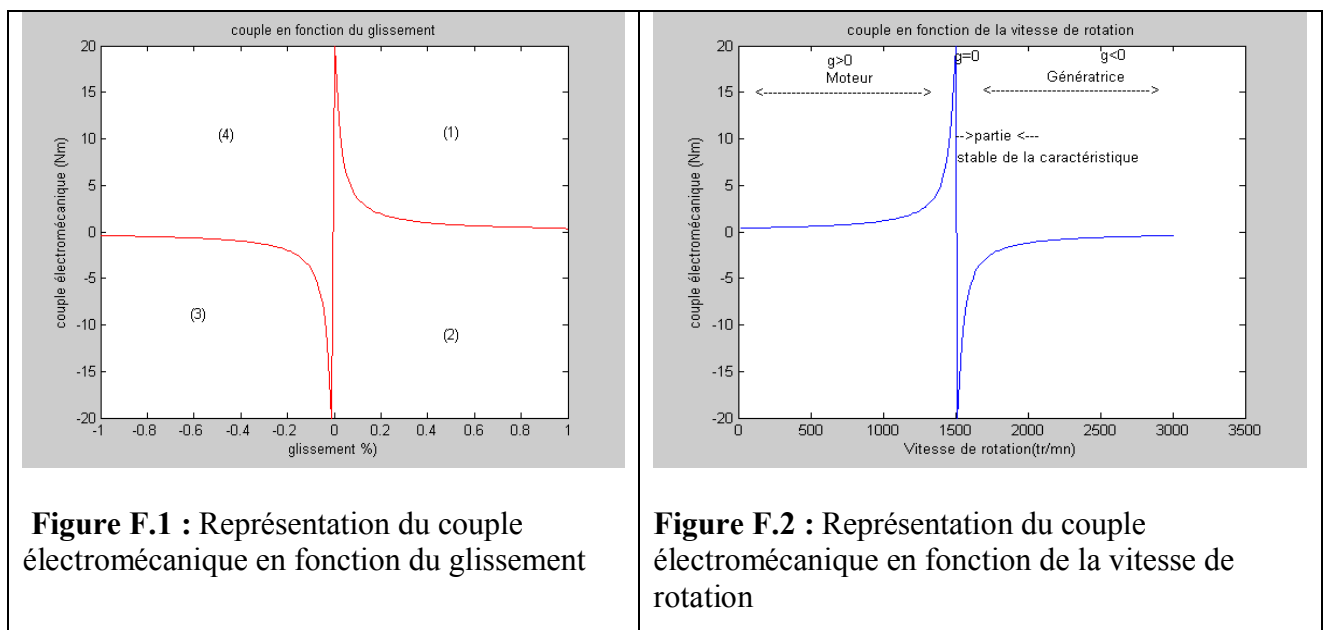
$$T_{em} = 2 * T_{max} * \frac{1}{\left(\frac{g_{max}}{g}\right) + \left(\frac{g}{g_{max}}\right)} \quad (F.1)$$

Avec :

T_{max} : couple maximal ;
 g_{max} : glissement maximal.

En ce qui concerne la courbe couple électromécanique en fonction de la vitesse de rotation est plus habituelle et plus concrète, elle se déduit simplement de la courbe en fonction du glissement grâce à la relation :

$$\Omega = (1 - g) \cdot \frac{\omega_s}{p} \quad (F.2)$$



ANNEXE G

CALCUL DES DIFFERENTES PERTES

G.1 Calcul des différentes pertes :

Pour déterminer la vitesse du vent qui permet à la génératrice de compenser ses propres pertes et celles du multiplicateur dont le rendement est égal à 90%. Il faut faire quelques hypothèses dont :

- PFR et PJR seront négligés ;

Où

PJR: pertes par effet Joule dans le cuivre du rotor

PFR : pertes dans le fer du rotor. Très souvent, on fait l'hypothèse qu'elles sont négligeables car ces dernières dépendent de la fréquence des courants qui induisent le champ magnétique dans le fer. Or la fréquence des courants dans le rotor, lors du fonctionnement normal de la machine alimentée en régime sinusoïdal de courant, est très faible. Néanmoins il faut parfois en tenir compte lorsque la machine est alimentée par un onduleur ou dans certains types de fonctionnement à fort glissement

- Considération de la puissance mécanique calculée dans le chapitre 1 et égale à 281.2355.V3.
- V=vitesse du vent.

- **Pertes joules statoriques :**

$$PJS = 3 \times R_1 \times (I)^2 \quad (G.1)$$

- Avec I : le courant à vide donné par les caractéristiques de la génératrice.
- R_1 : résistances des enroulements du stator donnée par les caractéristiques de la génératrice.

- **Pertes totales de la machine asynchrone :** Les pertes totales de la machine asynchrone se calcul par l'équation suivante :

$$P_t = PJS + PFS + P_{méca} \quad (G.2)$$

Avec :

- PJS : pertes par effet Joule dans le bobinage du stator
- PFS : pertes dans le fer du stator.
- $P_{méca}$: pertes mécaniques

- **Pertes dans le multiplicateur :** Le rendement du multiplicateur est de 90%. Cela veut dire qu'il y a 10% de pertes totales de la machine asynchrone.

- **Pertes totales de l'aérogénérateur :** les pertes totales de l'aérogénérateur sont la somme des pertes totales de la machine asynchrone et les pertes dans le multiplicateur.