

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Introduction générale

La production de l'énergie électrique dans le monde génère diverses pollutions. Ainsi, les centrales thermiques (charbon, gaz,..) sont responsables des rejets atmosphériques liés à la combustion d'énergies fossiles. A l'opposé, les centrales nucléaires, dont le développement s'intensifie suite à la crise du pétrole, n'ont pas d'influence néfaste sur la qualité de l'air. Par contre, elles produisent des déchets radioactifs qui engendrent d'importants problèmes de stockage, de traitement, ou de transport [1].

Aujourd'hui, la crainte de n'utiliser qu'une seule énergie avec tous ses risques, la prise de conscience des risques pour l'environnement, l'engouement pour les énergies dites renouvelables et l'ouverture du marché de la production d'énergie électrique sont autant de facteurs qui redonnent une place importante à ces énergies (hydraulique, éolienne, solaire, biomasse, ...) dans la production de l'électricité.

Parmi ces énergies renouvelables, celle provenant du vent et transformée en électricité par l'intermédiaire des turbines éoliennes, et qui est devenue compétitive grâce aux facteurs suivants:

La nature motivante de cette énergie, le développement de l'industrie des éoliennes, et l'évolution de la technologie des semi-conducteurs, ainsi que les nouvelles méthodologies de contrôle des turbines à vitesses variables. Néanmoins, plusieurs problèmes rencontrés, liés d'une part à la complexité des systèmes de conversion éolienne ; à savoir, la nécessité du multiplicateur de vitesse entre la turbine et la génératrice, et l'instabilité de la vitesse du vent d'une autre part.

Le recours à des structures éoliennes bien étudiées comme par exemple, la génératrice synchrone à aimants permanents à grand nombre de pôles, rend les systèmes de conversion éolienne à vitesses variables plus attractifs que ceux à vitesses fixes, à cause de la possibilité d'extraction de l'énergie optimale pour différentes vitesses de vent, de la réduction des contraintes mécaniques par l'élimination du multiplicateur, ce qui améliore la fiabilité du système, et de la réduction des frais d'entretien [3].

Le but de ce travail est de présenter un modèle global d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents basé sur une structure proposée, et des stratégies de contrôle permettant à la fois d'optimiser la puissance produite, de réguler la tension du bus continu, et de contrôler les puissances transmises au réseau. Tous les modèles développés au cours de cette étude sont simulés par le logiciel Matlab-simulink.

Structure du mémoire.

Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté dans le premier chapitre. Il comprend des données et perspectives qui montrent l'importance et l'évolution dans le temps de ce processus de production d'énergie au niveau mondiale. Des notions de base de la technologie éolienne ont été abordées et développées.

Introduction générale

Le second chapitre est dédié à l'étude du système de conversion aérodynamique comportant essentiellement les caractéristiques et stratégies de fonctionnement de l'éolienne. La modélisation de la turbine éolienne est faite avec, et sans asservissement de vitesse.

Le troisième chapitre est consacré à la description et la modélisation de la machine synchrone à aimants permanents. Un modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents est établi et appliqué pour différents modes de fonctionnement.

Le dernier chapitre porte sur la modélisation d'une chaîne de conversion éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents, et constituée d'un redresseur à contrôle vectoriel par MLI, et un bus continu; l'ensemble est relié au réseau via un onduleur à MLI, et un filtre. La modélisation globale de la chaîne de conversion éolienne et le dispositif de commande associé sont développés sous forme d'un modèle continu équivalent qui prend en compte les composantes utiles des courants et tension au niveau de la génératrice, du bus continu et du réseau. Ce type de modélisation est bien adapté aux systèmes de conversion éolienne, parce qu'il facilite l'intégration numérique et réduit le temps de simulation, notamment, des convertisseurs de puissance. Ceci permet de simuler le comportement global de l'éolienne sur une grande période de temps et de dimensionner les différents correcteurs intervenant dans les dispositifs de contrôle.

- En annexe A, une synthèse des correcteurs utilisés au cours de ce travail est détaillée.
- Les paramètres de simulation du modèle globale sont présentés en annexe B.

CHAPITRE I
ETAT DE L'ART SUR L'ENERGIE
EOLIENNES

I.1. Introduction

Des intérêts considérables ont été offerts au domaine des énergies renouvelables ces dernières années à cause principalement des inquiétudes sur la pénurie énergétique au niveau mondial compte tenu de l'industrialisation massive, et la forte pollution environnementale engendrée par la combustion des matières fossiles.

La génération de l'énergie éolienne représente une solution importante qui pourrait participer à la résolution de ces problèmes grâce essentiellement à ces impacts insignifiants sur l'environnement, et le fait que cette énergie est renouvelable et pourrait contribuer au développement dans le monde. Ce chapitre présente en première partie une vue générale sur les perspectives d'offre d'énergie, la génération des énergies renouvelables et particulièrement, l'énergie éolienne. La deuxième partie est consacrée à la description de la turbine éolienne, ces éléments constitutifs, ces différents types, et les stratégies de fonctionnement (vitesse fixe, vitesse variable) [1].

Un état de l'art de la conversion électromécanique est présenté en dernière partie, comportant les différents types de machines électriques utilisées dans les aérogénérateurs, ainsi que leurs

I.2. Perspectives d'offre d'énergie

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé par L'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis à vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. En effet, la consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître (Figure I-1 données selon) [1].

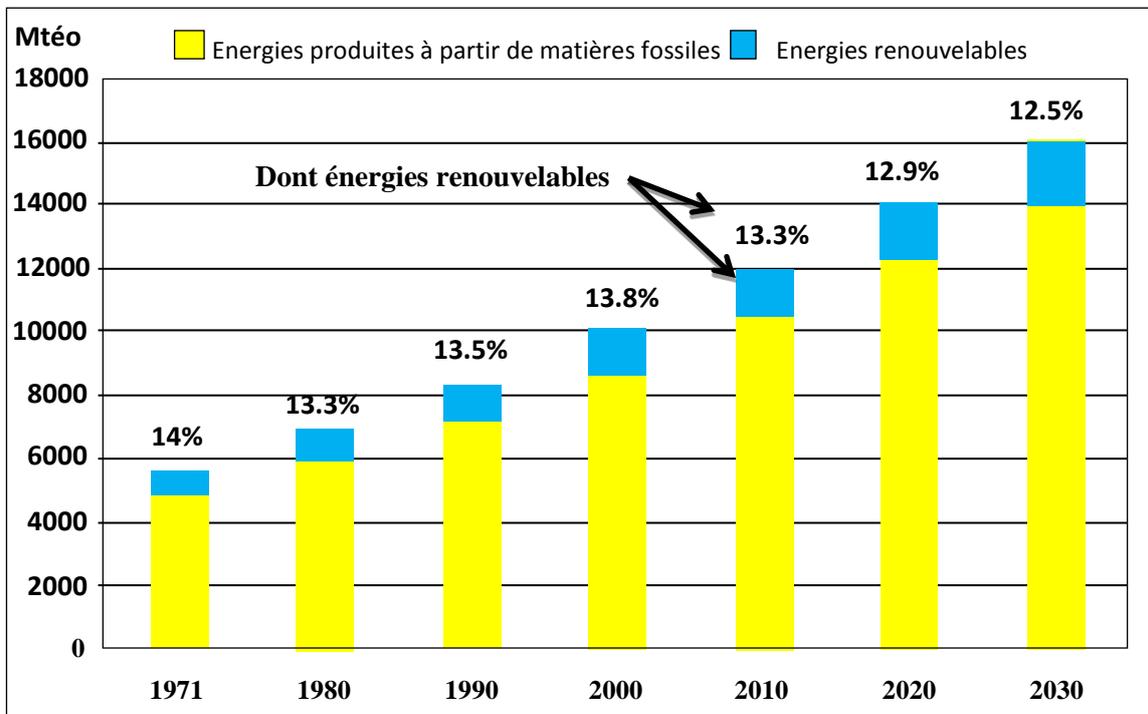


Figure I- 1: Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions de 1971à 2030[1].

Aujourd'hui presque 70% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou de l'énergie nucléaire. La Figure (I-2) montre la répartition en termes d'énergie primaire dans le monde pour toutes les ressources actuelles.

Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution Environnementale par rejet des gaz à effet de serre qui provoque un changement climatique, ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui pose le problème, du stockage des déchets radioactifs.

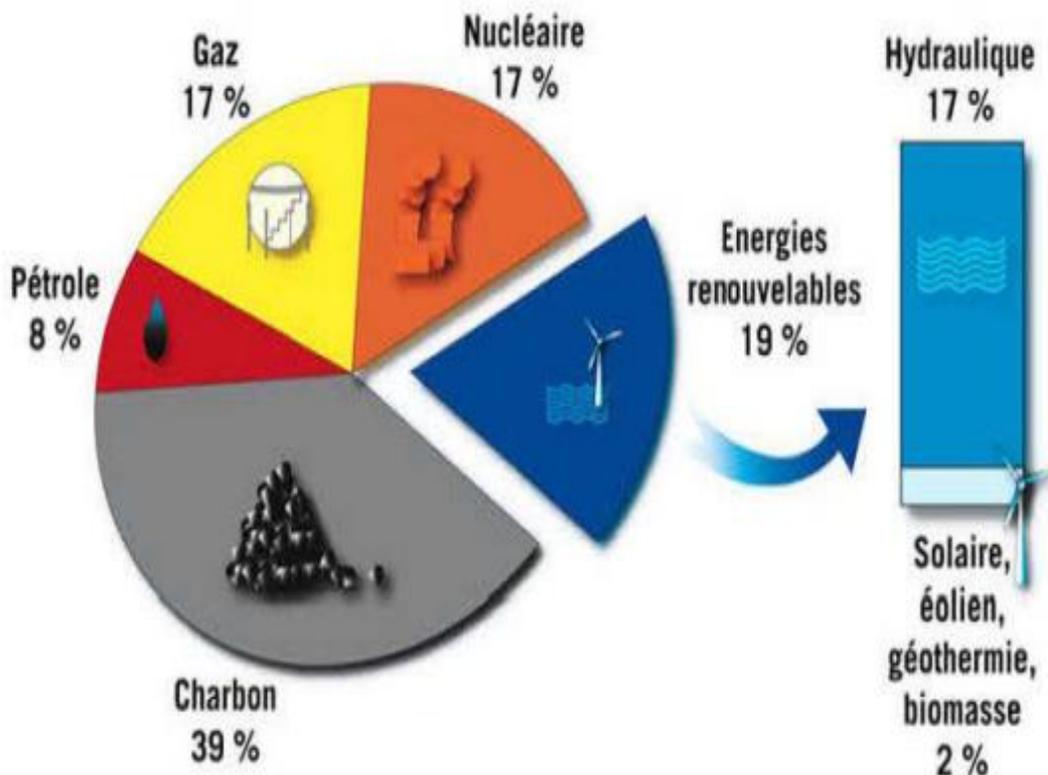


Figure I - 2: Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde [2].

L'autre argument qui milite à l'avantage des sources renouvelables est lié à la pérennité des ressources en énergies. Dans le courant 21ème siècle, le paysage énergétique va radicalement changer car plusieurs ressources fossiles risquent de disparaître. De nouvelles ressources associées à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour « tenter » de maintenir le niveau de la production énergétique mondiale [1].

Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres dans le contexte économique actuel, les installations à énergie renouvelable peuvent avoir un coût important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays

développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement [1].

I.3. Génération d'énergie renouvelable

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau de la terre, de la biomasse, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité, ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle, elles ont été exploitées par l'homme depuis l'aube de l'humanité, bois de feu, traction animale, bateau à voile, moulin à vent ...

Malheureusement, ces énergies furent délaissées au profit d'autres sources d'énergies que l'on pensait à l'époque plus intéressantes [3].

Ce n'est que dernièrement, suite à la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique dû à l'effet de serre, les risques du nucléaire et les limites des ressources (pétrole, gaz, charbon et uranium) qu'il y a eu prise de conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement est absolument nécessaire [3].

Les énergies dites renouvelables et propres constituent une alternative aux énergies fossiles sur plusieurs points :

- Elles respectent l'environnement (sont propres) ne dégagent pas de gaz à effet de serre, ni de déchets toxiques.
- Elles sont comme leurs noms l'indiquent « inépuisables ».
- Elles permettent une production décentralisée adaptée aux besoins locaux.

I.4. Production éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air, qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 40 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers.

Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, À la fin 2015, le total mondial de la puissance installée éolienne atteignait 432,4 GW (369,7 GW fin 2014), en augmentation de 62,7 GW en un an (+17 % après +16,2 % en 2014 et +12,4 % en 2013). La Chine a installé à elle seule 30,5 GW, soit 48,4 % du

total 2015 (45,2 % en 2014), et représente 33,6 % du parc mondial fin 2015 contre 31 % fin 2014 [4].

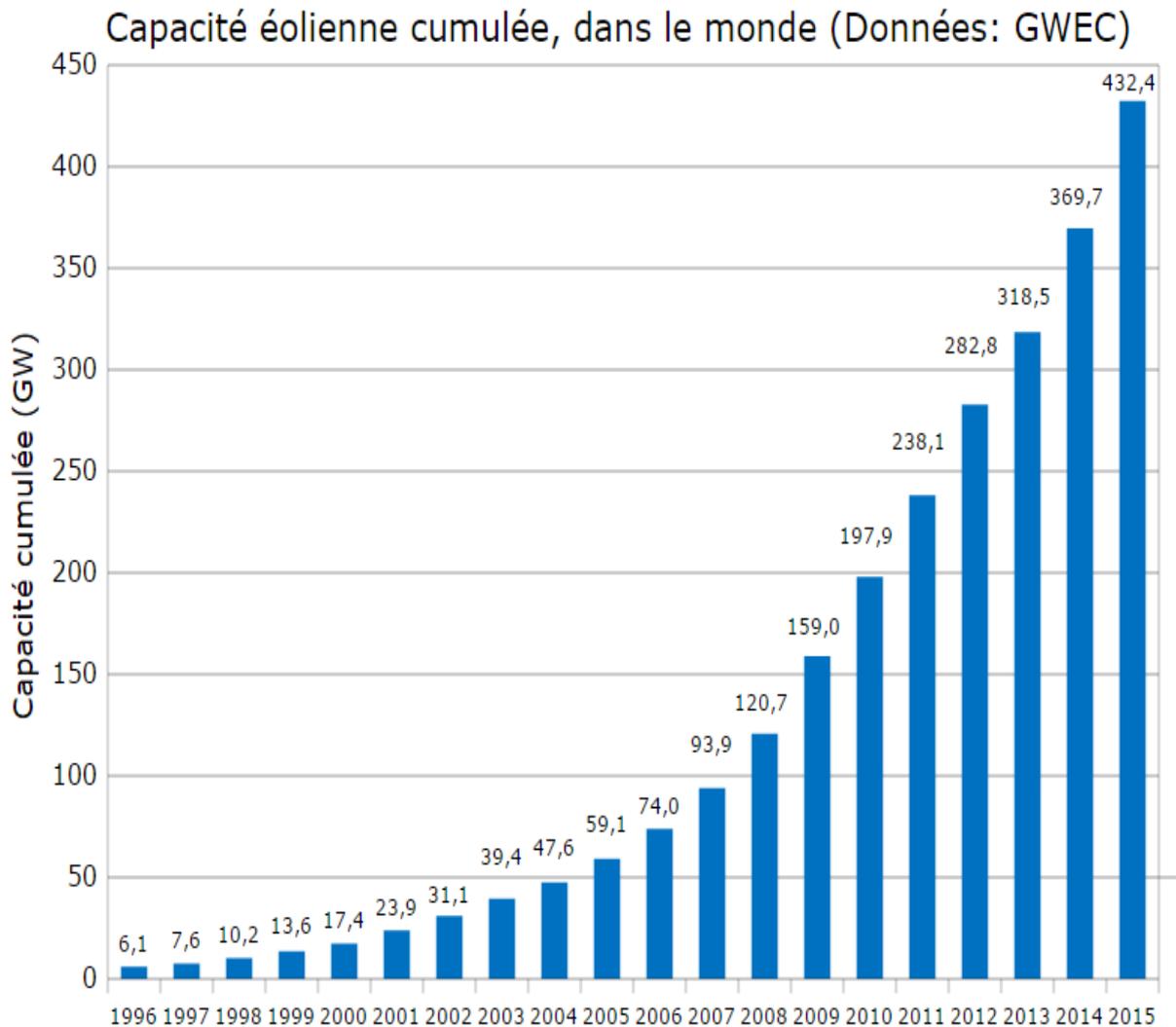


Figure I - 3: Production de l'énergie éolienne dans le monde [4].

I.4.1. Historique de l'éolien

Depuis des siècles le vent a été exploité pour en extraire de l'énergie mécanique, en effet depuis 3000 ans environ, il fût utilisé pour la propulsion des navires, pour les moulins à blé, ainsi que pour le pompage, Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait dans ce domaine conçu un projet d'irrigation à partir de la puissance du vent [3].

Les premiers moulins à vent firent leurs apparition au milieu du XIXème siècle, utilisés tout d'abord pour moudre les grains d'où leurs noms de moulin, ils furent aussi utilisés aux pays bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés, il y avait alors environ 200 000 moulins à vent en Europe, et c'est l'arrivée des machines à vapeur qui fût la cause de leur déclin et de leur disparition progressive [3].

L'arrivée de l'électricité a donn'a l'idée à Poule La Cour en 1891, d'associer une turbine éolienne à une génératrice [3].

Dès lors les recherches allèrent bon train, et les aérogénérateurs firent une apparition massive, 1million dans le monde vers les années 60 [3].

La crise pétrolière de 1973, relança les études et les expériences cette fois ci à grande échelle [3].

Actuellement, l'éveil et la prise de conscience du danger du réchauffement climatique dû aux gaz à effet de serre vont de nouveau relancer la recherche, dans le domaine des énergies renouvelables en général et de l'énergie éolienne en particulier[3].

I.4.2. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement [5].

a. Avantages

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement.
- L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas d'émission de CO2.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs.
- Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- peut être rentable dans les régions éloignées et ventée (sites isolés).
- peut-être complémentaire des filières traditionnelles.
- La période de haute productivité se situe en hiver (vent plus forts), ce qui correspond à la période de l'année où la demande est plus importante.

b. Les inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques inconvénients :

- Le bruit des pales.
- L'impact sur les oiseaux (les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux).
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante.

I.4.3. Etat de l'art, principes et descriptif de la turbine éolienne

I.4.3.1. 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 I-4)[5],[6].

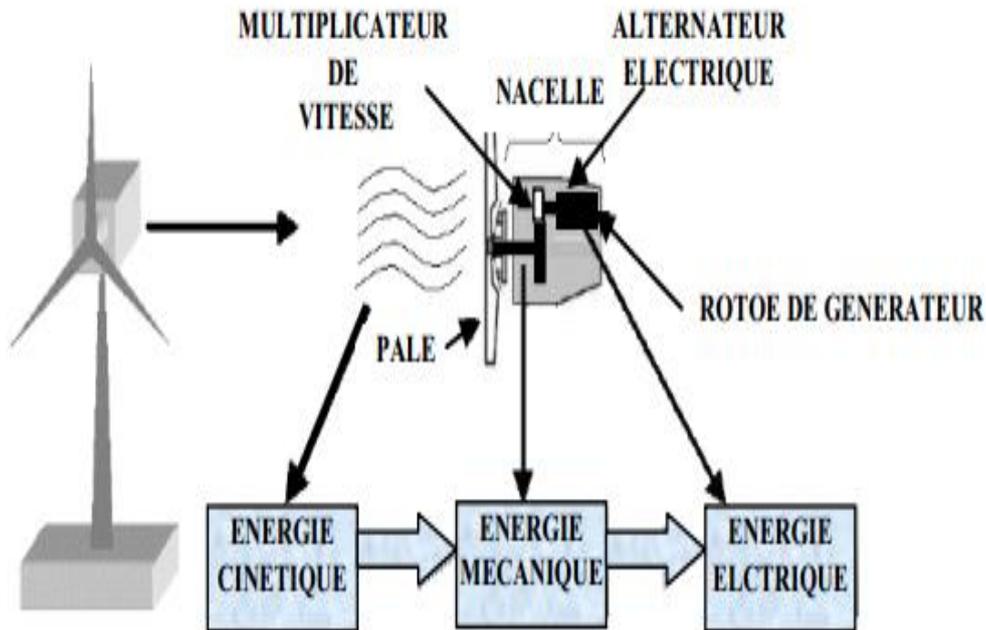


Figure I - 4: Conversion de l'énergie cinétique du vent [5].

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffusée, 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). 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.

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[6].

I.4.3.2. Architecture d'une éolienne à axe horizontal

Les aérogénérateurs les plus courants sont à axe horizontal (figure I-5). ils sont composés d'un mât, d'un rotor, d'une nacelle, du système de régulation, et du poste de transformation moyenne tension [7].

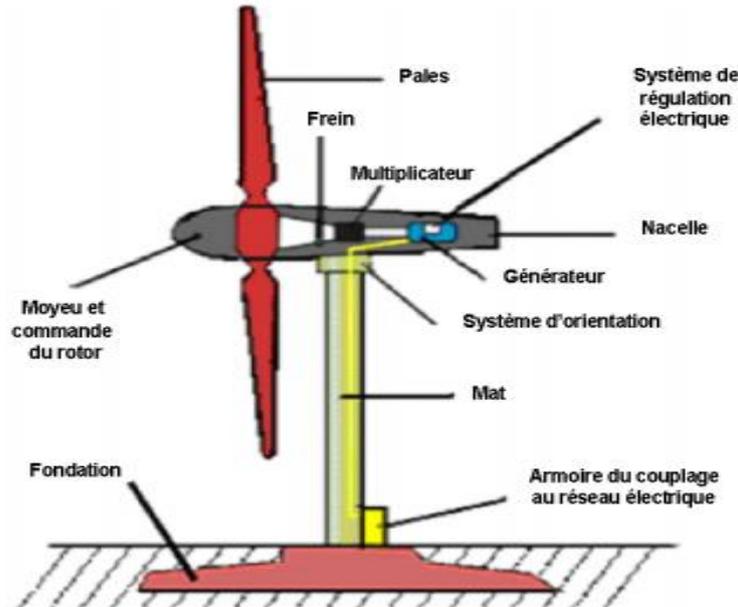


Figure I - 5: Composants d'une éolienne a axe horizontal [8].

Le rotor fait tourner le mécanisme d'entraînement et le générateur. Les pales doivent être légères, solides et durables, pour résister à l'action des éléments. On les construit habituellement en matériaux composites à base de fibre de verre, en plastique renforcé ou en bois.

L'éolienne doit aussi être conçue de manière à ce que, par grand vent, le rotor ne tourne pas trop vite. C'est le diamètre des pales qui détermine la quantité d'électricité produite par le système. L'éolienne compte habituellement deux ou trois pales. Le rotor à trois pales réduit les contraintes mécaniques que subit le système, mais son coût est plus élevé.

Les rotors à pas variable: le mécanisme est presque idéal, car on optimise la vitesse de rotation et la puissance, en fonction du vent disponible. Mais un tel dispositif est complexe et coûteux [7].

Les rotors à pas fixe peuvent néanmoins ralentir automatiquement à partir d'une certaine vitesse. La conception des pales conduit à un effet aérodynamique qui réduit l'efficacité du rotor. Cette technologie entraîne néanmoins une variation plus importante des vitesses du rotor et exige de réguler davantage le courant de sortie. En outre, par vents forts, et bien que la turbine ralentisse, les pales, toujours face au vent, exercent de fortes pressions sur la nacelle et le mât [7].

La Nacelle Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (1-6) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants :

- a- **Le multiplicateur de vitesse:** sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique [8].
- b- **unité de refroidissement:** se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour Refroidir la génératrice, et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur [8].
- c- **La génératrice :** c'est l'élément principal de la conversion mécano électrique qui est généralement une machine synchrone (GS) ou asynchrone (GAS) avec le rotor bobiné ou à cage (GOS) à aimant permanent (GS) [8].
- d- **Le système de contrôle:** qui contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et qui intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter [8].
- e- **Un arbre:** qui relie le moyeu au multiplicateur, il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin [8].
- f- **Un système d'orientation des pâles:** qui sert à la régulation de la puissance (réglage aérodynamique). En plus de ces éléments la turbine est munie des pâles fixes ou orientables et qui tournent à des vitesses nominales inférieures à 40 tr/mn [8].

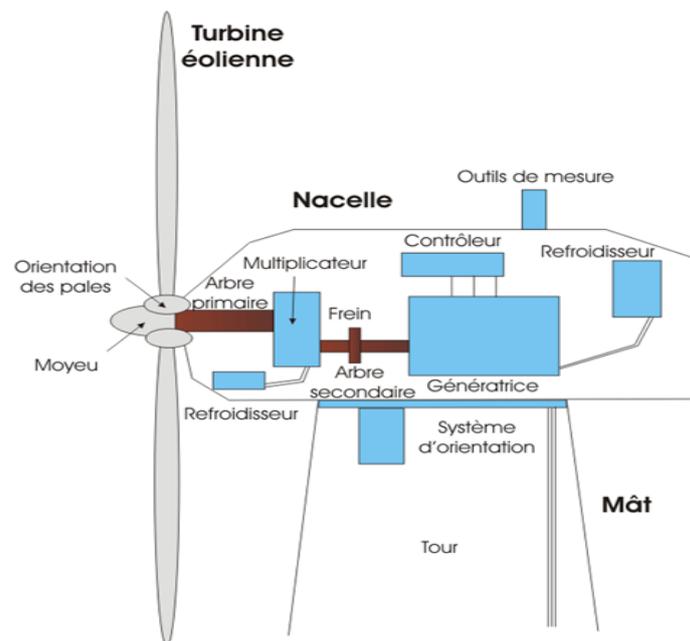


Figure I - 6: Eléments d'une nacelle [8].

La tour : son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor + nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à faire sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. La tour cylindrique est une structure en acier d'une hauteur comprise entre 60 et 100 mètres, à l'intérieur de laquelle se trouvent l'échelle d'accès et les câbles électriques de raccordement au réseau [7].

I.4.3.3. Différents types d'éoliennes

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes [1] :

- Turbines à axe horizontal.
- Turbines à axe vertical.

I.4.3.3.1. Turbines à axe horizontal

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables, elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent et les multi pales figure (I-7) [9].



Figure I - 7: technologie éolienne à axe horizontal [9].

La turbine éolienne peut être placée avant la nacelle (Eolienne « amont ») et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de tout dispositif mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (Eolienne « aval »). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des

vibrations importantes sont à noter qui sont dues au passage des pales derrière le mat. La figure (I-8) montre les deux procédés [1].

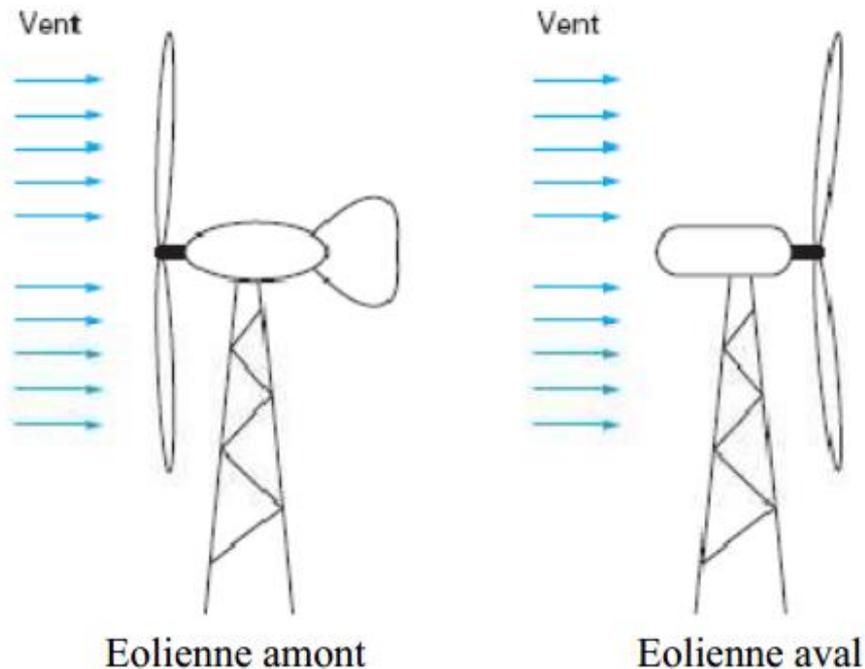


Figure I - 8: Configurations à axe horizontal [10].

I.4.3.2. Turbines à axe vertical

Le caractère omni directionnel des éoliennes modernes à axe vertical constitue leur principal avantage de capter le vent, quelle que soit sa direction. Cette caractéristique permet d'obtenir des systèmes simples, et d'éliminer le problème des forces extérieures sur le rotor. L'axe verticale de rotation permet également d'installer le générateur au niveau du sol [11].

Ce type d'éoliennes est très peu répandu. Elles peuvent avoir un intérêt dans certains secteurs d'application. Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieux classique ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius, comme montré à la figure (I-9), toutes ces voilures sont à deux ou plusieurs pales [9], [11].

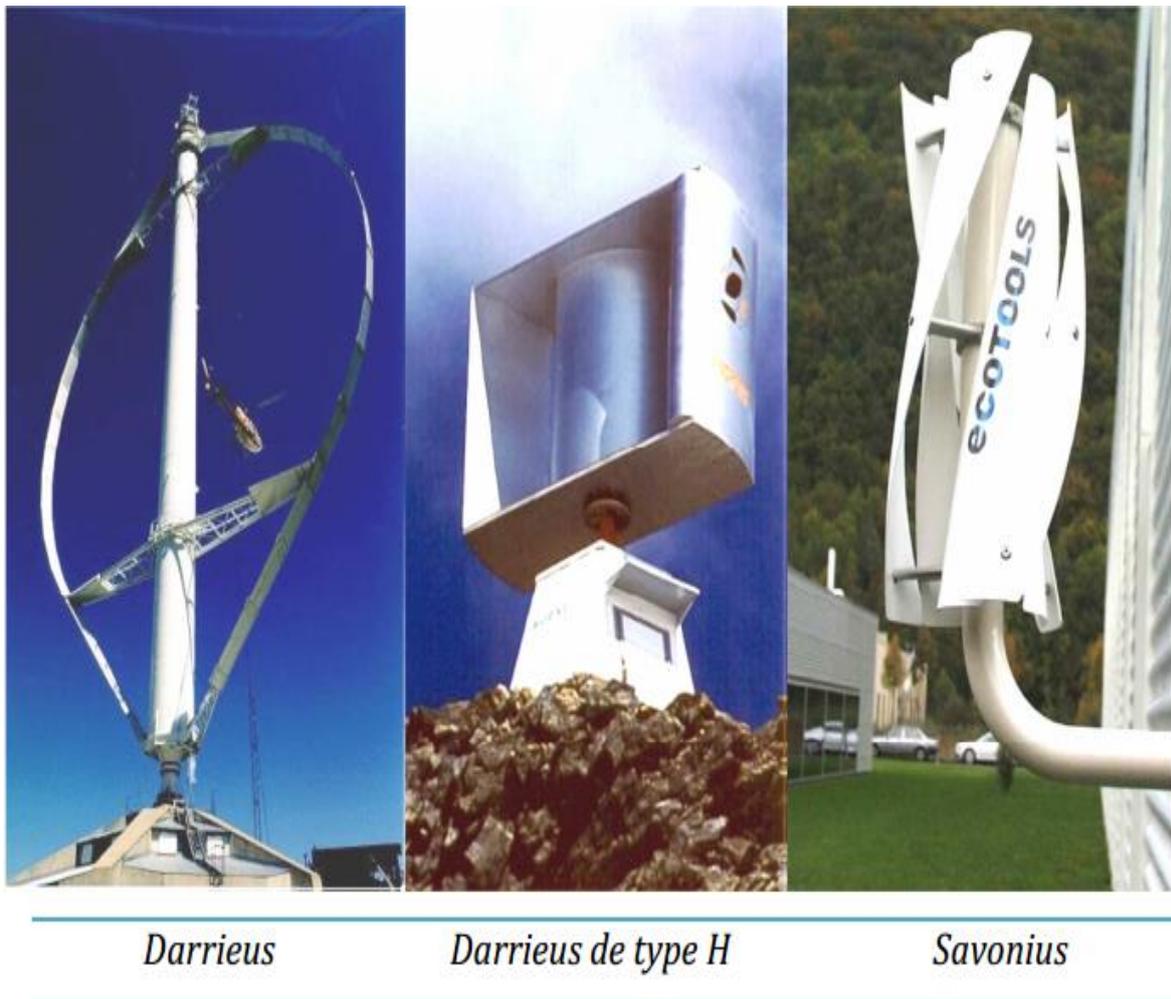


Figure I - 9: technologie éolienne à axe vertical [9].

I.4.3.4. Conception des pales

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus répandues grâce à leur rendement élevé. Les ingénieurs évitent aujourd'hui de construire de grandes éoliennes avec un nombre pair de pales, surtout pour des raisons de stabilité. Dans le cas d'une éolienne à structure rigide, il y'aura des problèmes de stabilité si le rotor a un nombre pair de pales : au moment où la pale supérieure fléchit légèrement vers l'arrière, atteignant le point le plus extrême et captant ainsi la puissance maximale du vent, la pale inférieure traverse la zone d'abri créée juste devant la tour [12].

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8m. Leurs coefficients de puissance (figure I-10) 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 dans la production de l'énergie électrique et possèdent généralement entre 1 et 3 pales[13].

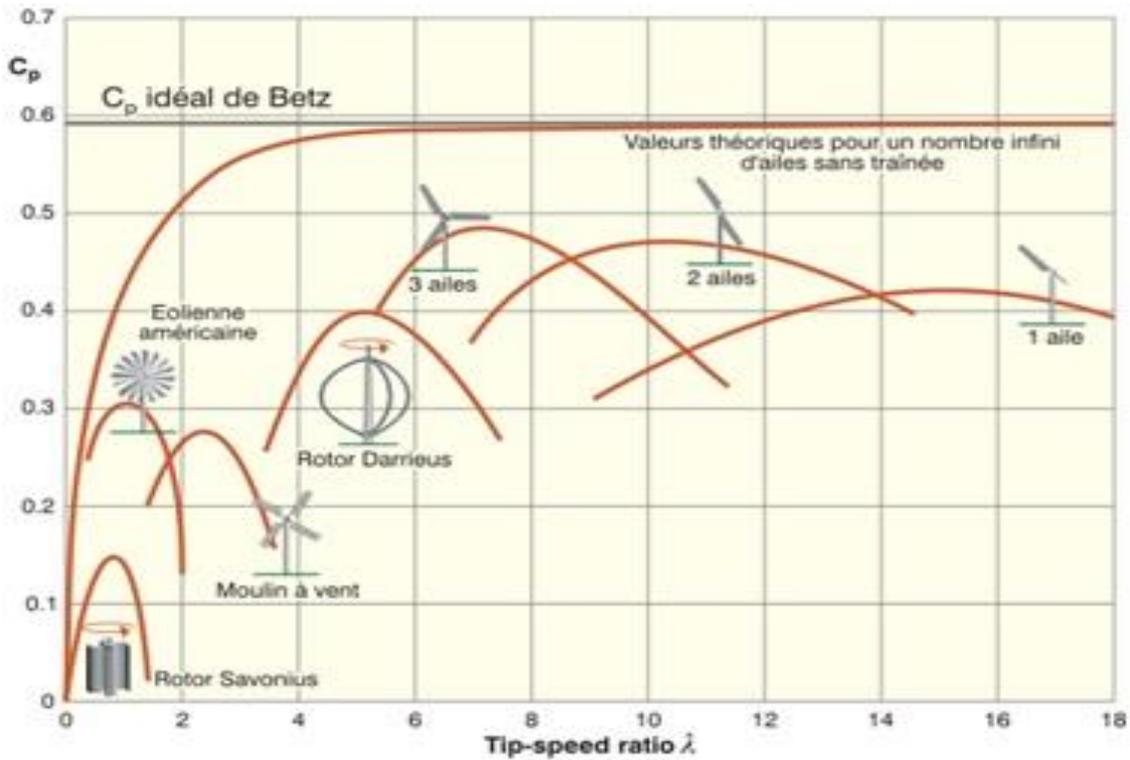
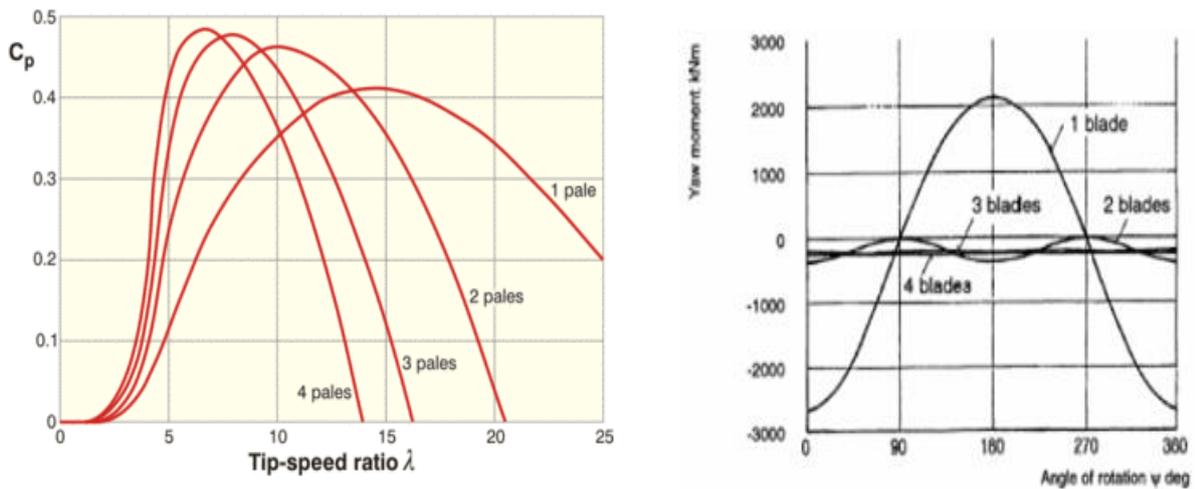


Figure I - 10: Courbes caractéristiques des aérogénérateurs [8].

Théoriquement, plus le nombre de pales est élevé, meilleur est le rendement dynamique.

On augmente alors le coefficient de puissance de 10% en passant d'une pale à deux, de 3% en passant de deux à trois, de 1% en passant de trois à quatre (Figure I-11)[12],[13].



(a) Coefficient de puissance

(b) Coefficient de couple

Figure I - 11: Allure des coefficients de puissance et de couple [13].

A-Conception tripale

L'utilisation de rotor à trois pales est prédominante dans l'ensemble des machines de moyennes et grandes puissances, exploitées ou construites dans le monde soit environ 80 % du marché. Ceci à

cause de leur stabilité dynamique et impact visuel, de plus, leur coefficient de puissance (Figure I-11-a) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente [1],[12]et[13].

B-Conception bipale

Les éoliennes bipales ont certains inconvénients, entre autres parce qu'il leur faudra une vitesse de rotation plus élevée pour produire la même quantité d'énergie qu'une éolienne tripales, ainsi, les vibrations cycliques importantes qui peuvent apparaître lorsque la nacelle cherche à suivre le vent et que les pales sont à l'horizontale, ce qui exige une conception très complexe vu qu'elle doit être munie d'un rotor basculant pour éviter ces chocs [1].[13].

C-Conception mono pale

Les éoliennes mono pales sont assez rares, les problèmes étant encore plus prononcés que dans le cas des éoliennes bipales. Outre une vitesse de rotation plus élevée, et des problèmes de bruit et d'impact visuel, l'inconvénient de ce type d'éolienne est le couple de torsion important appliqué sur l'arbre, ainsi pour équilibrer le rotor, il faudra munir l'éolienne d'un balancier du côté du moyeu opposé à la pale [12],[13].

I.4.3.5. Matériaux de la pale

La plupart des pales modernes des grandes éoliennes sont fabriquées en plastique (polyester ou époxy) renforcé par des fibres de verre. L'utilisation de fibres de carbone ou d'aramide comme matériaux de renforcement est une autre possibilité, mais en général, une telle solution s'avérera trop chère pour les grandes éoliennes [1].

Les matériaux composites de bois, bois-époxy ou bois-fibres-époxy n'ont pas encore pénétré le marché des pales, bien qu'on explore toujours les possibilités de leur utilisation pour la fabrication des pales. Les alliages d'acier et d'aluminium posent des problèmes de poids et de fatigue du métal, respectivement. Par conséquent, ces alliages sont actuellement seulement utilisés pour les pales très petites [12], [14].

I.4.4. Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

I.4.4.1. Bilan des forces sur une pale

Les modes de fonctionnement d'une hélice peuvent être représentés de la façon suivante (Figure I-12) [1], [12].

La vitesse du vent arrivant face à un élément de pale, situé à un rayon de r est représentée par le vecteur \vec{V}_a . Le vecteur \vec{V}_t représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée vent apparent ou vent relatif \vec{W} . Celui-ci engendre un moment M et une force résultante \vec{R} . Cette force peut se décomposer en une force de traction \vec{F}_{ax} suivant l'axe de l'hélice directement compensée par la résistance mécanique du mat, et une force dans le plan rotor \vec{F}_{rot} , responsable d'un couple [12].

$$C = F_{ax} \cdot r \tag{I.1}$$

Le domaine (A) correspond à celui d'une hélice tractrice où l'énergie est fournie au fluide par l'élément de pale (avion). Lorsque la résultante \vec{R} se situe dans le domaine (C), c'est le fluide qui fournit de l'énergie à la pale; on se trouve alors dans le cas d'un fonctionnement aéromoteur caractéristique des éoliennes. [1],[12].

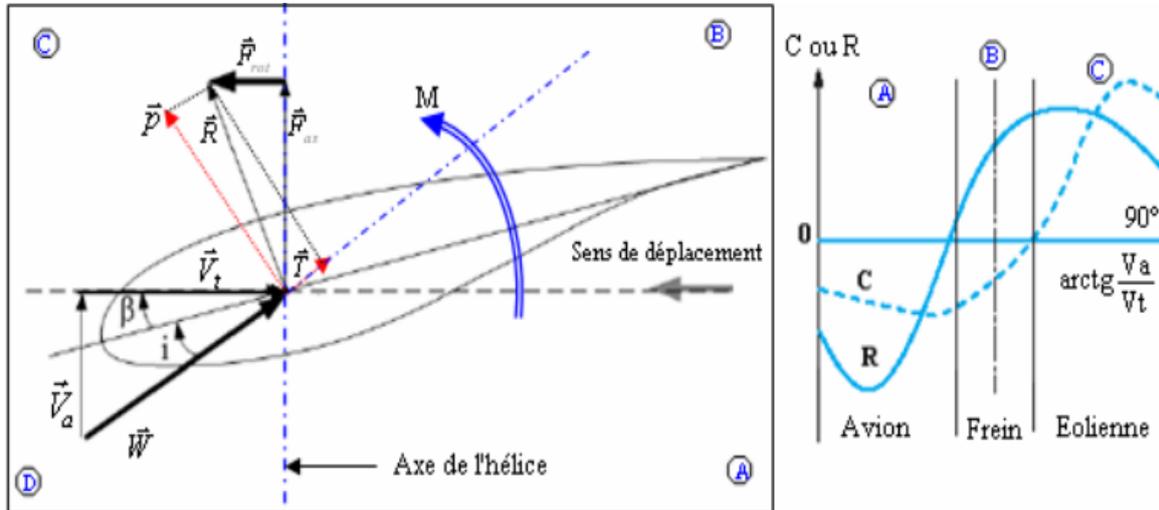


Figure I - 12: Comportement d'une pale dans un flux [12].

On définit les angles suivants:

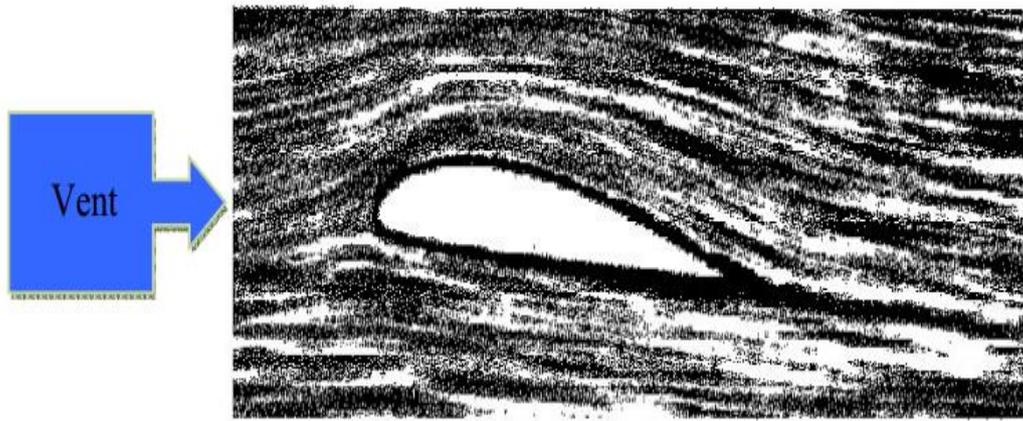
- l'angle d'incidence « i » celui que fait la surface de la pale avec la direction du vent apparent [12].
- L'angle de calage « β » est l'angle formé par la pale et le plan de rotation [1].

I.4.4.2. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

Les éoliennes sont en générale construites de manière à atteindre leurs performances à une certaine vitesse de vent $\vec{V}n$. En cas de vitesse de vent supérieur à $\vec{V}n$, il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire contenue dans le vent afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne. Toutes les éoliennes sont donc conçues avec un système de régulation de la puissance. Il y'a deux manières différentes de contrôler en toute sécurité la puissance extraite à sa valeur nominale [14] :

A-Système de décrochage aérodynamique (Stall control)

Consiste à concevoir la géométrie de la pale de façon à mettre à profit, en cas de vitesses de vent trop élevées, le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent (figure I-13), ce qui empêche la portance d'agir sur le rotor. Ce système est utilisé généralement dans les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances [12].



(a) Ecoulement d'air sur une pale en régime « normal ».



(b) Ecoulement d'air sur une pale en situation de décrochage.

Figure I - 13: Système de décrochage aérodynamique [12].

B- système d'orientation des pales (pitch control)

La régulation consiste à conserver la force F_{ax} constante, donc une fréquence de rotation constante de l'hélice pour toute une gamme de vitesse de vent comprise entre la vitesse dite vitesse nominale V_{net} et la vitesse maximale admissible par la machine.

Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage, et par suite l'angle d'incidence en pivotant les pales face aux fortes vitesses de vent par un dispositif de commande appelé «Pitch control» (Figure I-14). Ceci ajuste la portance des pales à la vitesse du vent, et limite ainsi la puissance générée en modifiant le coefficient de puissance à des valeurs relativement faibles. A la vitesse maximale du vent, les pales atteignent leurs positions extrêmes et se disposent « en drapeau ». Inversement, les pales seront pivotées de manière à pouvoir mieux capter de nouveau l'énergie du vent, dès que le vent aura baissé d'intensité [15].

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède les avantages suivants:

- 1- L'énergie produite est plus importante dans la plage de fonctionnement correspond aux grandes vitesses de vent par rapport au premier système.
- 2- Il offre un contrôle actif de puissance dans une large variation de la vitesse du vent.
- 3- Il facilite le freinage de l'éolienne.
- 4- Il réduit les efforts mécaniques pour un fonctionnement à puissance nominale.

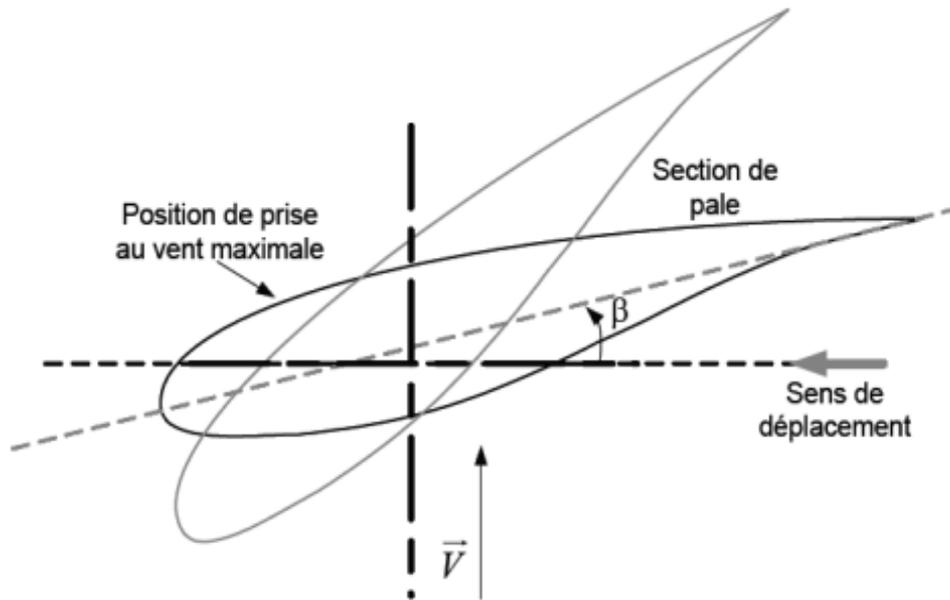


Figure I - 14: Variation de l'angle de calage d'une pale [6].

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage de pales. Le pas peut être variable tout le long de la pale, ou uniquement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques. Le système hydraulique est le plus utilisé dans les aérogénérateurs de petites et moyennes puissances, alors que le système électrique est utilisé uniquement pour les grandes éoliennes [1], [16].

I.5. Etat de l'art sur la conversion électromécanique

L'énergie cinétique du vent est convertie en énergie mécanique par l'éolienne. Ensuite, la vitesse de rotation de l'éolienne (de 10 à 200tr/min) est adaptée à celle de la génératrice classique (typiquement de 750 à 3000 tr/min) avec un multiplicateur de vitesse. La génératrice a pour rôle de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Le générateur peut en suit être lié directement ou indirectement au réseau. S'il est lié directement au réseau, alors il tourne à vitesse «fixe» ou très faiblement variable en jouant sur le glissement de la machine asynchrone. Si le générateur est lié indirectement au réseau, L'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le

réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique.

Ce convertisseur autorise le fonctionnement à vitesse variable de ce type de chaîne permettant d'utiliser une machine synchrone, asynchrone ou encore machine spéciale. Ceci entraîne une amélioration du rendement énergétique du système [7].

I.5.1. Fonctionnement à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse Ω_{mec} est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice figure (I-15) [17].

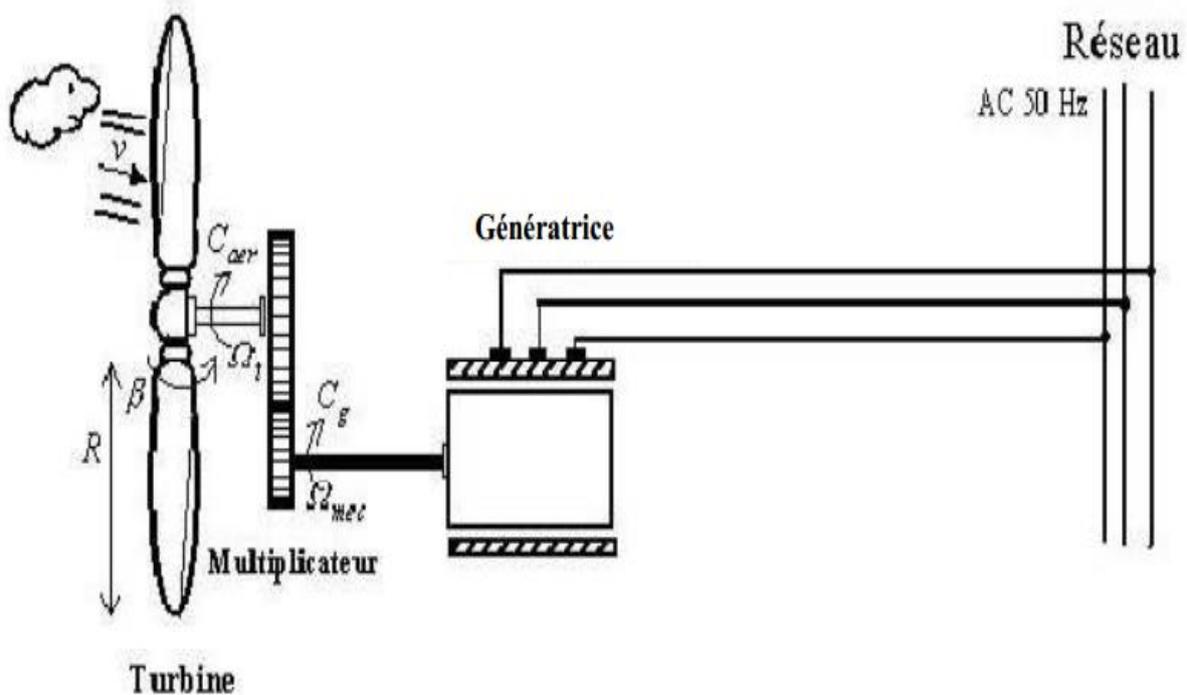


Figure I - 15: Eolienne directement connectée au réseau [10].

Le couple mécanique entrainant (produit par la turbine) tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau. Pour une génératrice standard à deux paires de pôles, la vitesse mécanique Ω_{mec} est légèrement supérieure à la vitesse du synchronisme $\Omega_s = 1500 \text{tr/min}$, ce qui nécessite l'adjonction d'un multiplicateur pour adapter la génératrice à celle du rotor de l'éolienne figure (I-16) [17].

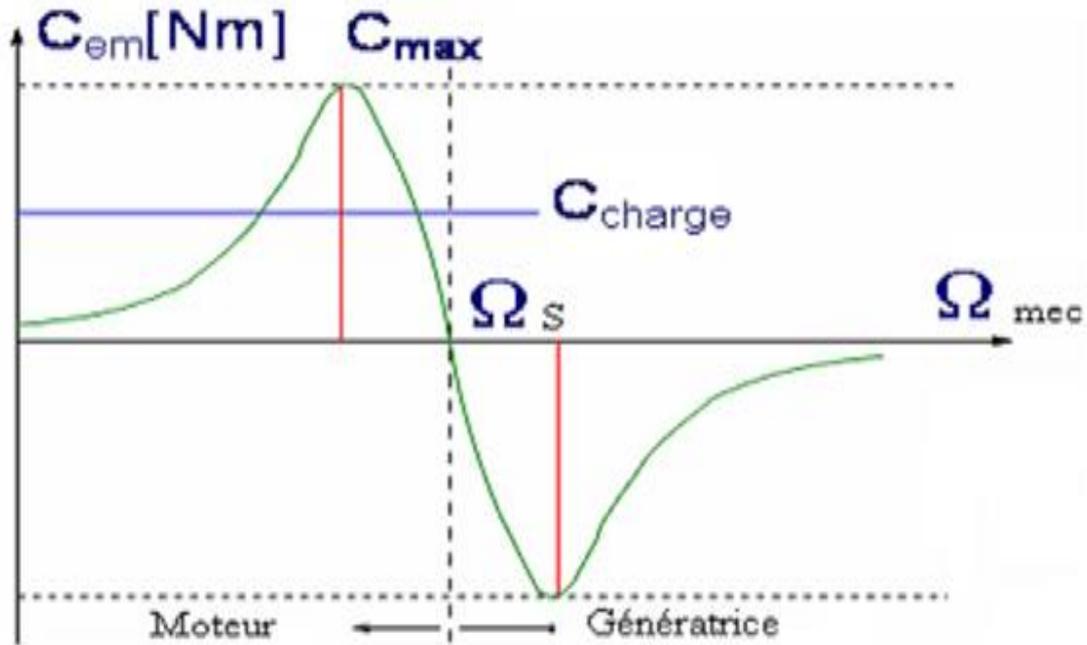


Figure I - 16: Caractéristique couple-vitesse d'une machine asynchrone [17].

Avantage

Les avantages principaux de ce type :

- 1- système électrique plus simple.
- 2- moins cher.
- 3- pas besoin de système électronique.
- 4- plus fiable (moins d'entretien).

Inconvénients

- 1- l'énergie captée n'est pas forcément optimale.
- 2- difficulté de contrôler la puissance transitée au réseau.
- 3- présence des efforts et oscillations du couple dans le train de puissance.

I.5.2. Fonctionnement à vitesse variable

Les deux structures existantes de l'éolienne à vitesse variable à base des générateurs asynchrones sont présentées sur la figure. (I-17). La configuration de la figure (I-17.a), est basée sur une machine asynchrone à cage, pilotée au stator de manière à fonctionner à vitesse variable, par des convertisseurs statiques. La configuration de la figure (I-17.b), est basée sur une machine asynchrone à double alimentation à rotor bobine.

La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance, situés au circuit rotorique [10].

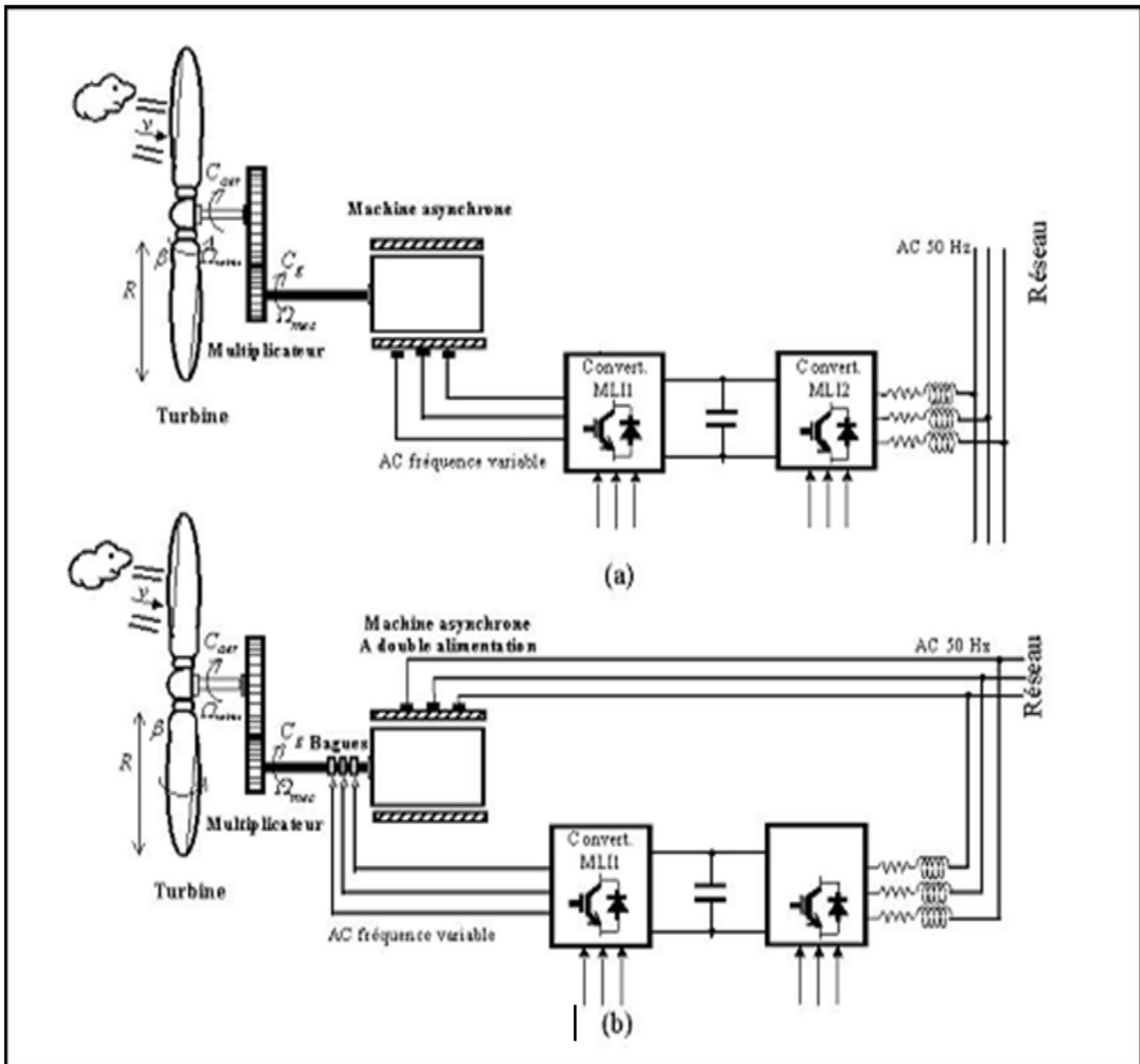


Figure I - 17: Eoliennes à vitesse variable [10].

Avantages

- 1- Optimisation de l'énergie captée grâce à la possibilité de contrôler la vitesse du rotor.
- 2- Contrôle du transfert de puissance et énergie propre envoyée au réseau.
- 3- Réduction des contraintes mécaniques subites par le train de puissance. Les turbulences et rafales de vent peuvent être absorbées, l'énergie absorbée du vent est donc emmagasinée dans l'inertie mécanique de la turbine, réduisant ainsi les oscillations de couple [12].
- 4- Génération d'une puissance électrique de meilleure qualité.
- 5- Ce type de machines offre une constante de temps plus grande du système de contrôle de l'angle de calage, ce qui réduit sa complexité [1].
- 6- Réduction des bruits acoustiques.

Inconvénients

- 1- Utilisation de machines spéciales.
- 2- Coûts supplémentaires plus importants (convertisseur, commande,...).
- 3- Complexité des convertisseurs de puissance utilisés.
- 4- Gestion du transfert de puissance entre les convertisseurs, et placement au point de puissance optimum de l'éolienne. [1] , [12].

I.5.3. Générateurs synchrones et topologies

Les deux types de machines utilisées dans les systèmes éoliens sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes [12].

On se limite dans cette section aux topologies importantes utilisant les machines synchrones et leurs caractéristiques principales

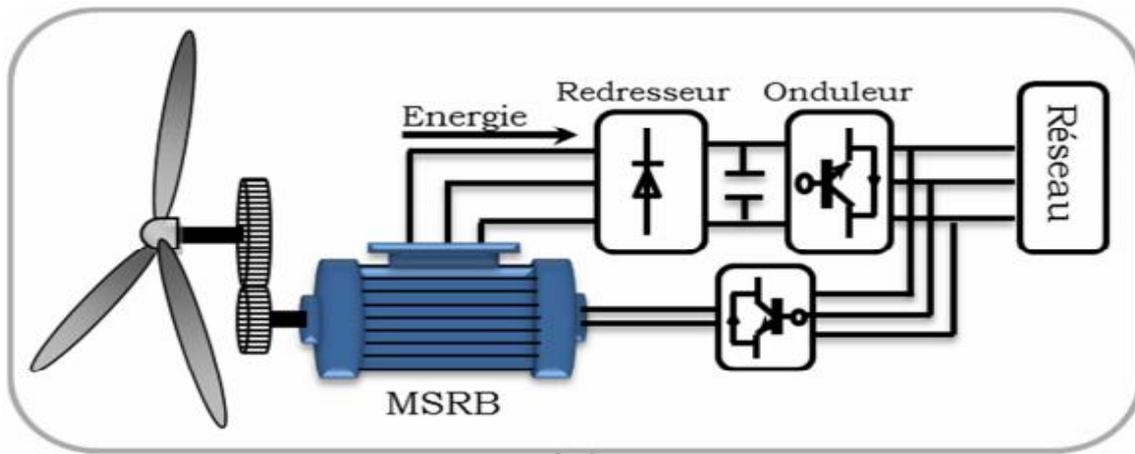
I.5.3.1. Générateur Synchrone à Rotor Bobiné

Ce type de machine est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité . Le champ créé par la rotation du rotor qui tourne à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si la génératrice est directement connectée au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement proportionnelle à la fréquence du réseau.

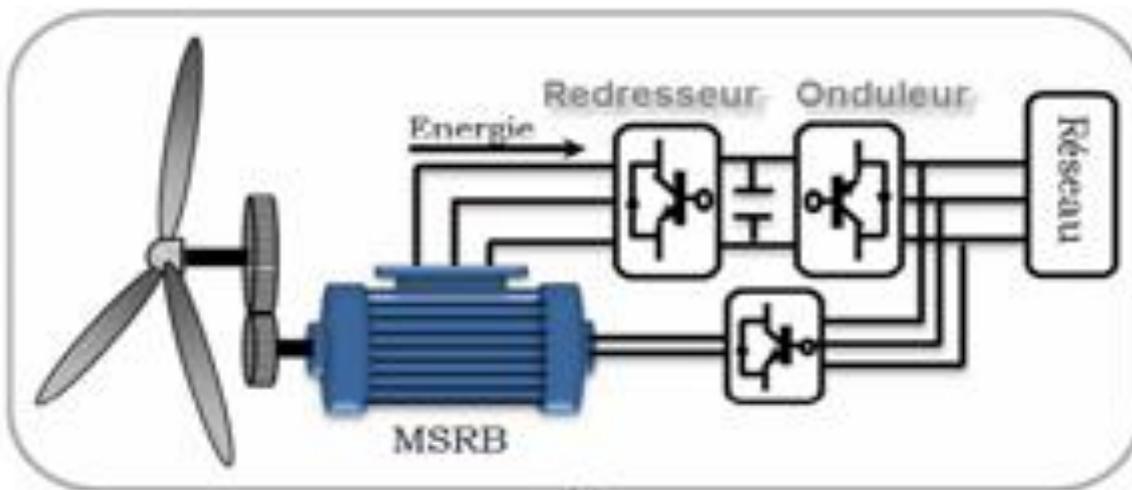
Ces machines présentent aussi le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur la turbine. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables.

Elles peuvent donc être utilisées avec un entraînement direct sur les turbines éoliennes. Ceci pose le problème d'adaptation de ce type de machines avec le système éolien pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion génératrice -réseau, les fluctuations du couple capté par l'aérogénérateur se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau, et nécessitent une interface d'électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau (figure I-18) ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation .

Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier du système de contacts glissants au rotor. Le circuit d'excitation est assuré par l'intermédiaire d'un redresseur connecté au réseau [9].



(a)



(b)

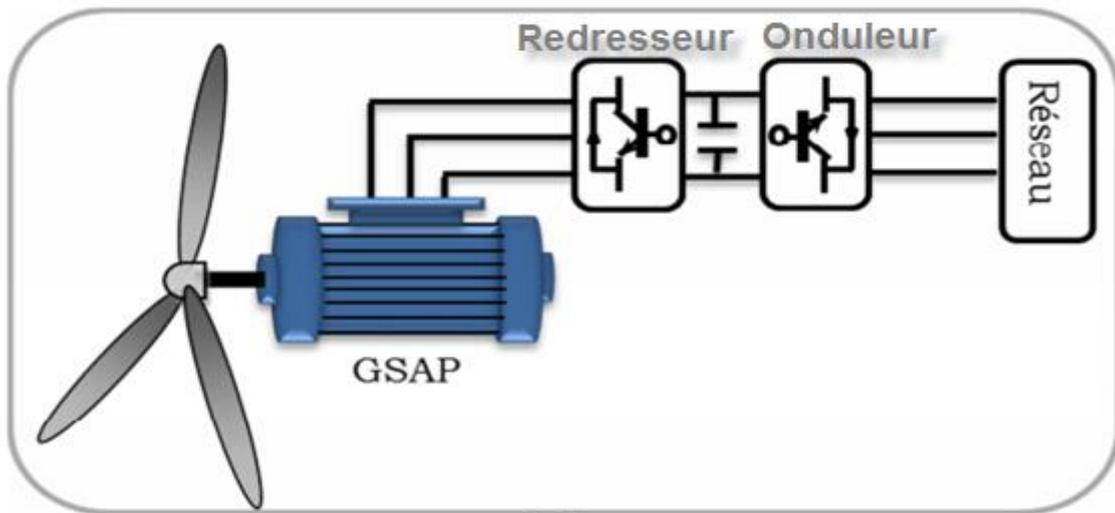
Figure I - 18: système éolien basé sur la machine synchrone à rotor bobiné. (a) avec redresseur à diodes, (b) avec convertisseurs commandés [9].

I.5.3.2. Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)

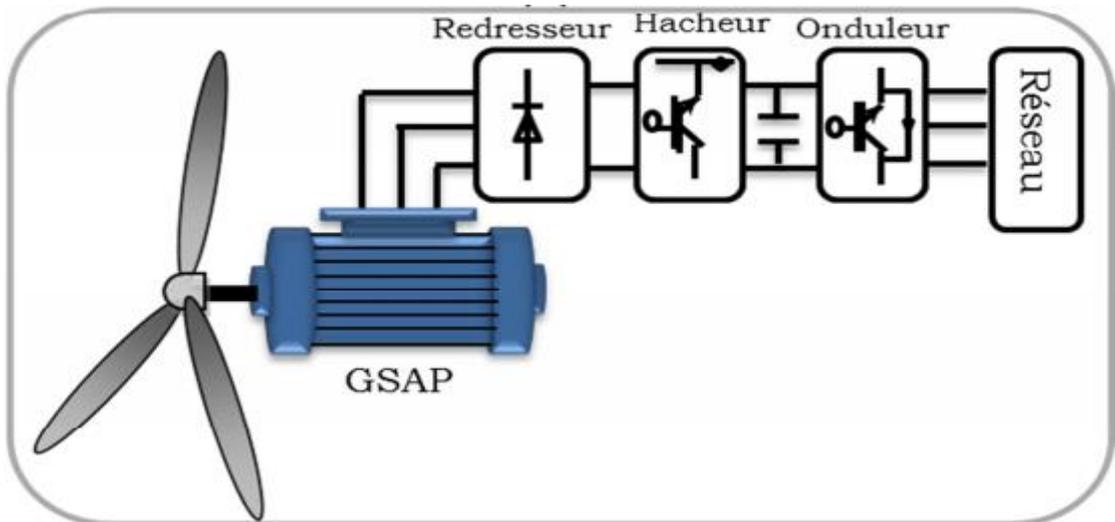
Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction des machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur.

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bague et balais (figure I-19). Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles

(offshore par exemple). La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace [9].



(a)



(b)

Figure I - 19: systèmes éoliens basés sur la Machine Synchrone à Aimants Permanents (a) GSAP avec convertisseurs MLI (b) GSAP avec redresseur, hacheur et convertisseur [9].

L'inconvénient majeur de l'utilisation de la GSAP est le coût des aimants utilisés. Toutefois certains d'entre eux sont réalisés à l'aide de terres rares et sont par conséquent très coûteux, bien que leur utilisation de plus en plus fréquente tende à faire baisser leur prix. De plus, les variations importantes de couples électromagnétiques qui peuvent avoir lieu dans un système éolien risquent d'entraîner une démagnétisation des aimants lorsqu'ils sont constitués de matériaux classiques. Ceci contribue largement à la diminution de leur durée de vie [9].

Dans la configuration de la GSAP de la (figure I-19 –b), la génératrice est connectée à un redresseur triphasé suivi d'un hacheur, qui a pour rôle de contrôler le couple électromagnétique.

La liaison au réseau est assurée par un onduleur MLI qui assure la régulation de la tension du bus continu aussi bien qu'il contrôle le facteur de puissance [9].

L'inconvénient de cette configuration est l'utilisation du redresseur, ce qui augmente l'amplitude du courant et la déformation de la tension. En conséquence, cette configuration a été considérée pour les petites puissances (inférieures à 50KW) [9].

Dans la configuration de la figure(I-19-a), un redresseur MLI est placé entre la génératrice et le bus continu, et la liaison au réseau est assurée par un onduleur MLI.

L'avantage de cette configuration par rapport à la configuration précédente est l'utilisation de la commande vectorielle ce qui permet à la génératrice de fonctionner au voisinage du point optimal. Cependant, ces performances dépendent de la bonne connaissance des paramètres de la génératrice qui dépendent de la température et la fréquence [11].

En choisissant judicieusement les paramètres du système représenté sur la figure (I-20), un système à vitesse « Non constante », à coût minimum et énergétiquement assez performant peut être obtenu [9].

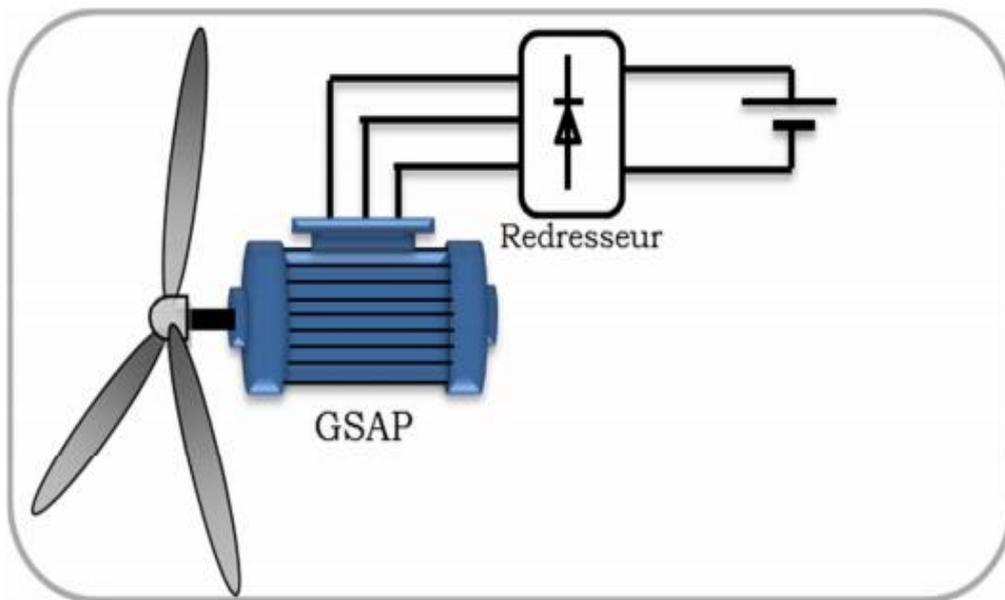


Figure I - 20: Système éolien à coût minimum basé sur GSAP [9].

I.5.3.2.1. Différents types de machines à Aimants permanents

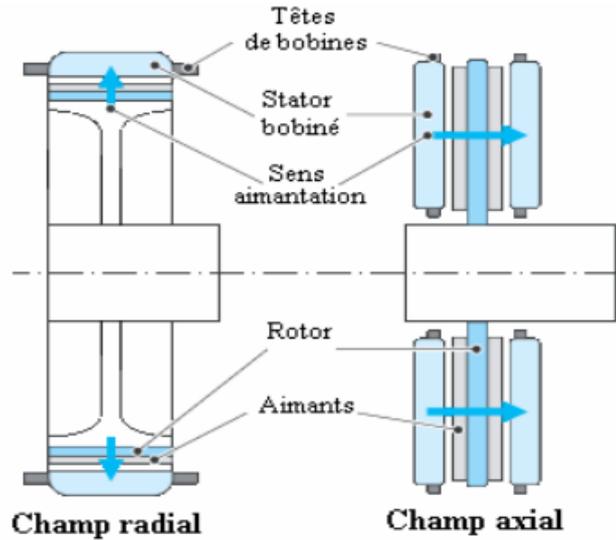


Figure I - 21: MSAP classique et discoïde [1].

A- la machine synchrone à aimants permanents à flux radial

Historiquement, la machine synchrone à flux radial est la première machine à aimants permanents apparue dans l'industrie. Grâce aux progrès de l'électronique de puissance et de la performance des aimants permanents, elle commence à supplanter la machine asynchrone. La première machine synchrone à flux radial à avoir été développée est une machine dont le bobinage est reparti et les aimants placés en surface (Figure I-22). Dans la littérature, il est possible de la retrouver pour équiper un turbo compresseur (50 kW, 70000 tr/min, 8 pôles) ou pour des applications dans le domaine de l'automobile (40 kW, 6000 tr/min, 4 pôles) (6 kW, 6000 tr/min, 12 pôles). Ces études ont permis de mettre en avant l'augmentation significative du rendement et de la puissance massique par rapport aux machines asynchrones. A l'heure actuelle, cette structure à aimants et simple entrefer sert fréquemment de moteur de référence dans l'optique d'une comparaison avec des moteurs innovants. L'inconvénient majeur de cette machine est l'emplacement des aimants. En effet, en les mettant en surface, les applications à haute vitesse sont difficiles [9].

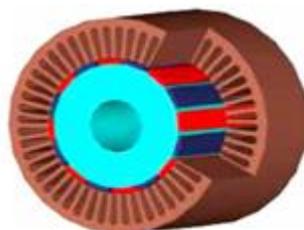


Figure I - 22: Machine synchrone à aimants avec rotor intérieur [9].

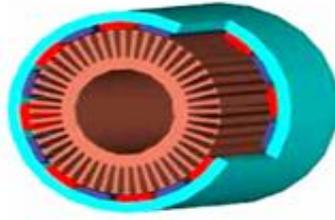


Figure I - 23: Machine synchrone à aimants avec rotor extérieur [9].

C'est pourquoi, pour diminuer le risque de décollement des aimants, le rotor de la machine peut être placé à l'extérieur du stator (Figure I-23).

Dans certains cas, le rotor à l'extérieur permet d'incorporer le système électrique dans le système mécanique. Il permet également de fixer des pales directement sur le rotor pour des applications à la ventilation. L'application éolienne (20 kW, 210 tr/min, 36 pôles) et ascenseur en sont également de bons exemples. Néanmoins, l'encombrement de ces machines augmente et les problèmes mécaniques sont plus nombreux [9].

B- la machines synchrones à aimants permanents à flux axial

Parmi les machines synchrones à aimants permanents à flux axial, on trouve :

B-1 MSAP discoïde avec deux stators et un rotor

La structure de cette machine est illustrée sur la figure (I-24). Elle est composée d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques. Le disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants permanents 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 [1], [12].

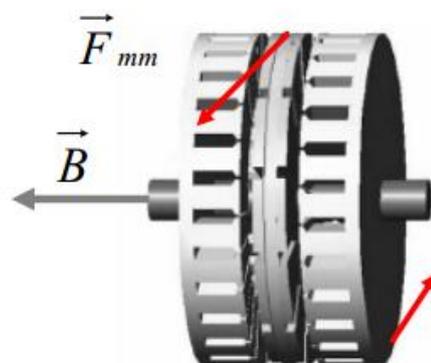


Figure I - 24: MSAP à rotor discoïde et double stator [1].

B-2 MSAP discoïde avec deux rotors et un stator

Cette configuration consiste à un disque statorique entouré par deux disques rotoriques comme le montre la Figure (I-25) [1].

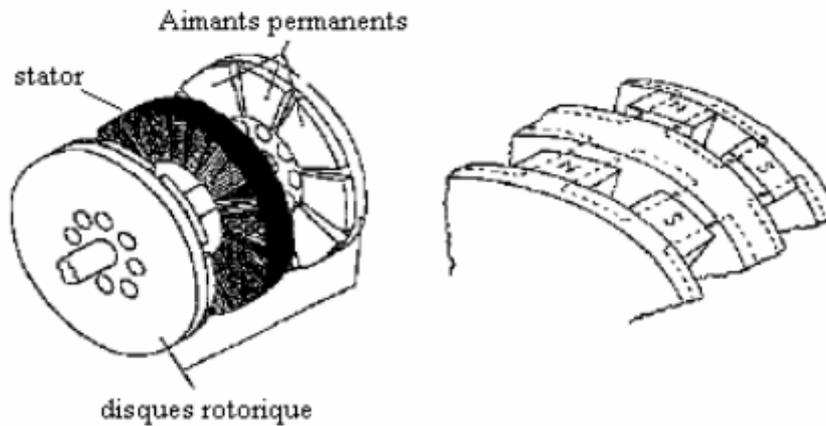


Figure I - 25: MSAP discoïde avec stator et double rotor [1].

B-3 MSAP discoïde unilatérale avec contreponds du côté rotor

Dans cette configuration simple, on ne trouve qu'un seul stator et un seul rotor. Cependant, une grande force d'attraction est appliquée entre le stator et le rotor. Pour créer une force de contre réaction et éviter ainsi le déplacement axial du rotor, il est nécessaire de placer un contreponds de l'autre côté du rotor (Figure I-26) [12].

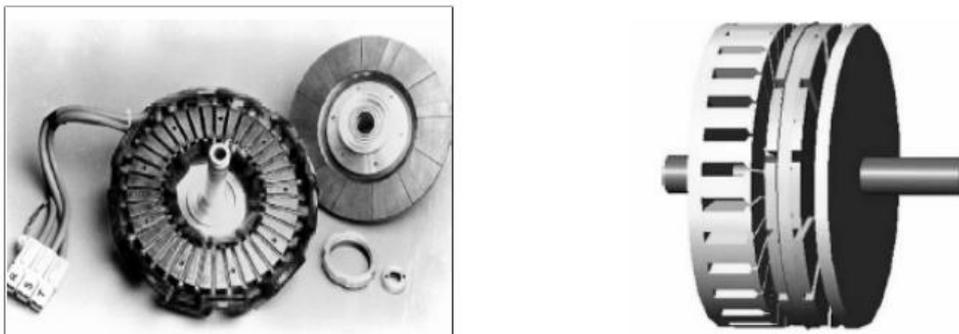


Figure I - 26: MSAP discoïde unilatérale avec contreponds du côté rotor [12].

C-MSAP discoïde unilatérale avec contre poids du côté stator

Cette configuration est similaire à la précédente, à l'exception que dans ce cas, le contreponds est remplacé par un rotor additif [1].

D-Machine synchrone à aimants permanents à rotor extérieur

Comme illustré sur la figure (I-27), le bobinage statorique est fixé dans le centre de la machine, tandis que les aimants du rotor sont placés régulièrement le long de la circonférence interne du tambour rotatif, et sont ainsi exposés directement au vent, ce qui améliore leur refroidissement [1].

Les pales de la turbine éolienne sont bien boulonnées sur le tambour, ce qui réalise un accouplement direct entre la turbine et la génératrice. La périphérie étendue du rotor, offre la possibilité de prévoir des structures multi pôles [12].

Ces machines sont conçues spécialement pour être employées dans un ensemble éolien à axe vertical de type Savonius. Compte tenu de la gamme de vitesse de rotation de l'éolienne, le nombre élevé de pôles sert à obtenir une fréquence électrique suffisante sans avoir recours au multiplicateur mécanique, ce qui permet de réduire les pertes mécaniques et d'augmenter la durée de vie du système. La génératrice est conçue pour un fonctionnement vertical; elle est équipée d'un jeu de roulements internes adaptés [12].

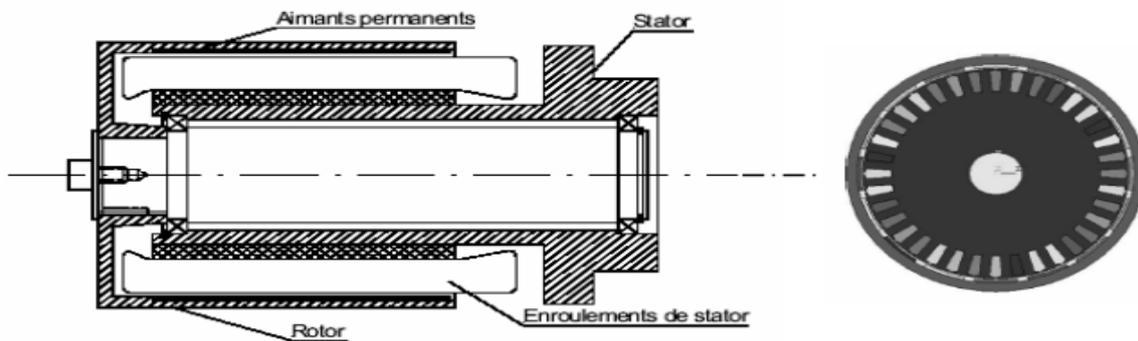


Figure I - 27:MSAP à rotor extérieur [1].

I.6. Conclusion

Dans le contexte des énergies renouvelables, la production de l'énergie éolienne est de plus en plus importante et de nouvelles constructions apparaissent.

Cette évolution dynamique est sur tout visible dans le domaine du grand éolien grâce au développement des nouvelles technologies dans le champ des matériaux de construction et de l'électronique de puissance. a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, un soin particulier a été consacré à l'énergie éolienne dans le but de comprendre la situation actuelle et les chiffres réels renseignant la production totale du parc éolien dans le monde. Quelques notions principales sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, la conception des pales Quelques notions principales sur les différents types d'éoliennes dans le contexte de la génération électrique mais cette étude se limiter à uniquement à l'éolienne à axe horizontal. Nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne et les principales techniques adoptées pour la régulation de la puissance aérodynamique recueillie par la turbine (le calage variable ou le décrochage aérodynamique).

CHAPITRE II
MODELISATION DES TURBINES
EOLIENNES

II.1. Introduction

Une 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. Dans ce chapitre, On s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. Dans la première partie, une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ces principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance et de couple, et la limite de BETZ.

Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine, et limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée. Des modèles analytiques de la turbine éolienne seront réalisés et comparés en utilisant différentes méthodes d'optimisation de puissance. La dernière partie de ce chapitre sera consacrée à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage.

II.2. Conversion de l'énergie éolienne

II.2.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S , de masse volumique ρ , animée d'une vitesse v , (figure II-1) s'écrit :

$$dEc = \frac{1}{2} \rho S dx v^2 \quad (\text{II-1})$$

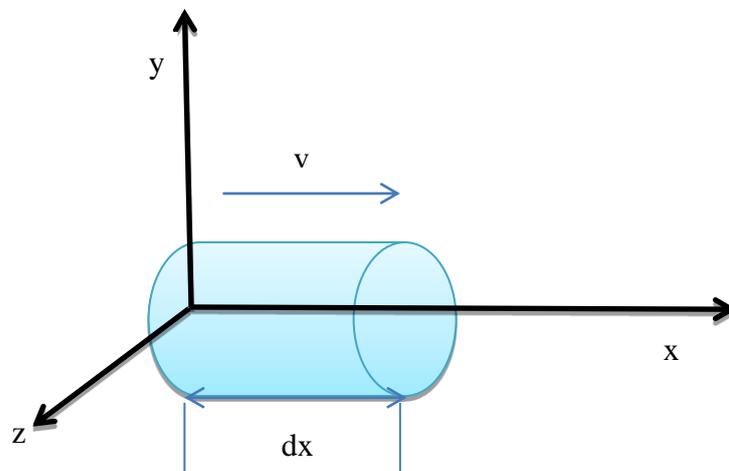


Figure II - 1: colonne d'air animée d'une vitesse v

La puissance Pm extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

En supposant $dx=vdt$, on déduit l'expression de Pm :

$$Pm = \frac{dEc}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_0 V^3 \quad (\text{II-2})$$

ρ : masse volumique de l'air (en Kg/m³) ; v : vitesse instantanée du vent (en m/s);

Ec : en joules ; S la surface utile traversée par le vent.

II.2.2. Loi de Betz

La loi de Betz détermine qu’une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de 16/27 (ou 59%) de l’énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l’Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de Betz pour la première fois [18], [19]. Considérons le système de la figure (II-2) qui représente un tube de courant autour d’une éolienne à axe horizontal. V_1 représente la vitesse du vent en amont de l’aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

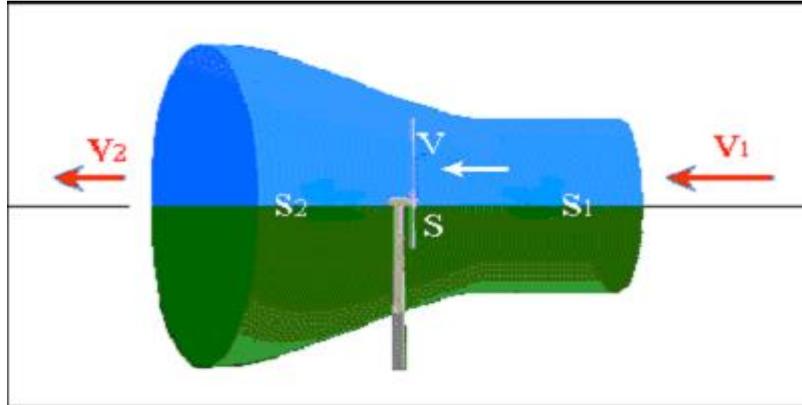


Figure II - 2: Tube de courant autour d’une éolienne.

La masse d’air en mouvement traversant ce tube en une seconde est donnée par le produit de la densité d’air, la surface, et la vitesse moyenne [13], [20].

$$m_0 = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \tag{II-3}$$

La puissance réelle extraite par le rotor des pales est la différence des puissances du vent en amont et en aval [13].

$$P_m = \frac{m_0(V_1^2-V_2^2)}{2} \tag{II-4}$$

Soit en remplaçant m_0 par son expression dans (II.4) :

$$P_m = \frac{\rho S(V_1+V_2)(V_1^2-V_2^2)}{2} \tag{II-5}$$

La puissance totale théoriquement disponible sur la surface S est extraite sans diminution de vitesse de vent en mettant $V_2=0$ dans l’expression (II-5) :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \tag{II-6}$$

II.2.3. La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio).

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d’une éolienne, on utilise la vitesse réduite (spécifique) λ qui est le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine $\Omega_t R_t$ sur la vitesse instantanée de vent V , soit [1]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \tag{II-7}$$

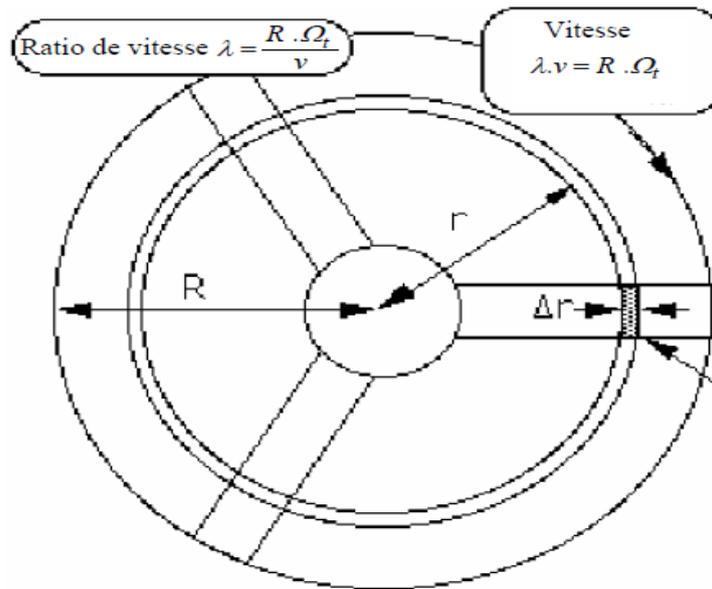


Figure II - 3: Vitesse de vent (v) et vitesse tangentielle de l'aubage ($\Omega_t R$)

R : Rayon de la surface balayée en m.

V : Vitesse de vent en m/s.

Ω_t : Vitesse de rotation avant multiplicateur en rad/s.

II.2.4. Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible [13], [16], [20]:

$$c_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \tag{II-8}$$

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage [13], [16], [20]. Il est souvent représenté en fonction de la vitesse spécifique λ . La valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance, appelée limite de Betz, est de $16/27$ soit 0.593 [13], [16], [20], [19], le rendement maximal de la turbine est donc :

$$\eta = \frac{16}{27} C_{pmax} \tag{II-9}$$

C_{pmax} étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale V_{net} et une vitesse de rotation nominale Ω_{tn} [13], [16], [20].

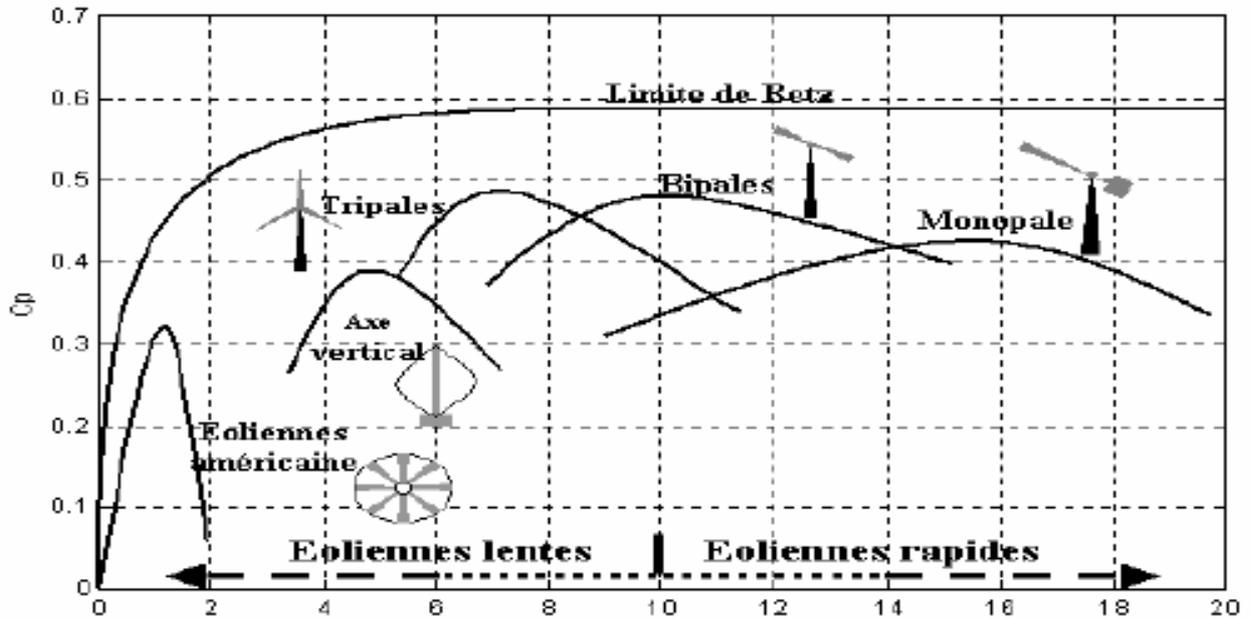


Figure II - 4: Coefficient de puissance pour les différents types d'aérogénérateurs [1]

II.2.5. Coefficient de couple

Le coefficient de couple C_m est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_m non nulle [21]. En combinant les équations (II.6), (II.7), et (II.8), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{II-10}$$

Avec: $\lambda = \frac{\Omega_t R}{V_1}$ (II-11)

D'où l'expression du couple est la suivante :

$$T_t = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda v} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2 \tag{II-12}$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

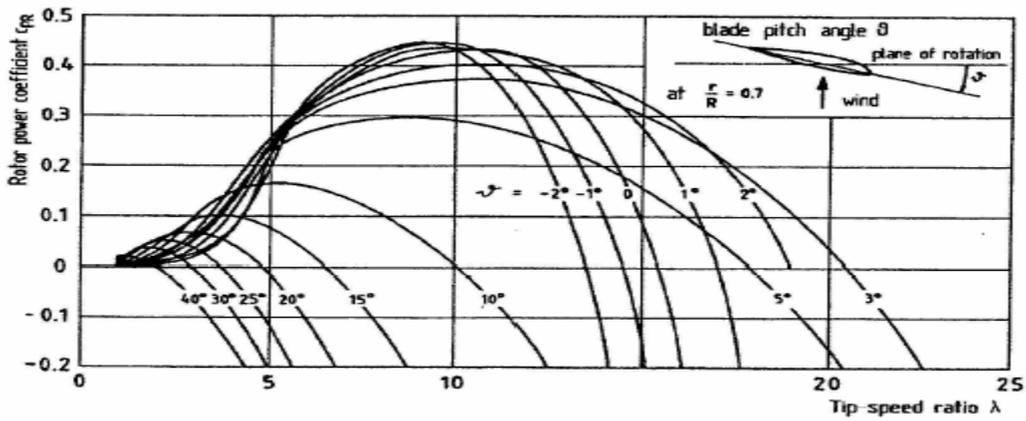
$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho S_t R_t V^2} \tag{2-13}$$

T_t : couple de la turbine éolienne.

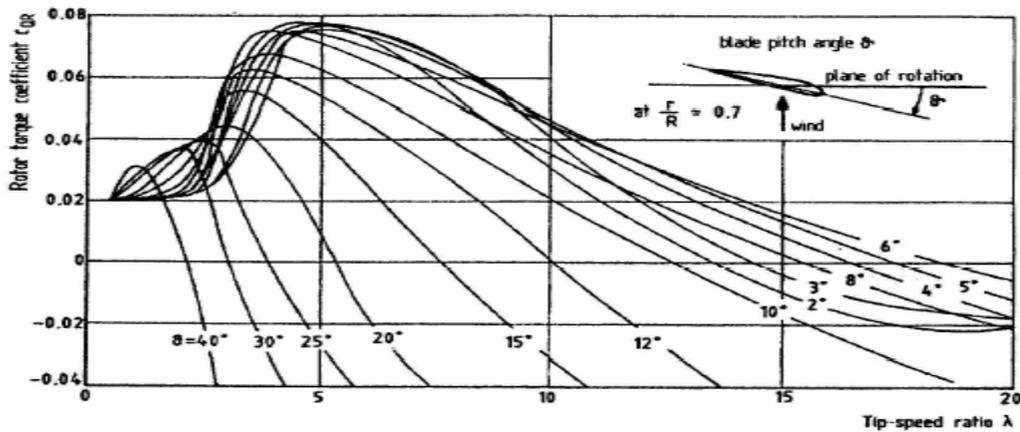
II.2.6. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

Les courbes essentielles caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les coefficients de puissance C_p et de couple C_m en fonction de la vitesse spécifique λ .

En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales destiné à limiter la vitesse de rotation. L'allure des coefficients C_p et C_m change donc pour chaque angle de calage β comme représenté à la figure (II.5) [21].



(a) $C_p = f(\lambda, \beta)$



(b) $C_m = f(\lambda, \beta)$

Figure II - 5 : Allures des coefficients C_p et C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l’angle de calage [21]

II.2.7. Production d’énergie mécanique

En tenant compte du rapport du multiplicateur G , et à partir des équations (II.10) et (II.11), l’expression de la puissance mécanique disponible sur l’arbre du générateur peut s’exprimer par:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_t R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{II-14}$$

Cette expression permet d’établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.

II.3. Modélisation du système éolien

II.3.1. Introduction

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne est une étape primordiale dans la compréhension du système éolien. Cette étape permet de comprendre le comportement dynamique et l’interaction électromécanique de la génératrice. Avec le modèle approprié, il sera possible de concevoir des commandes d’optimisations.

Un modèle dynamique rassemblant tous ces paramètres est nécessaire pour comprendre le comportement de la turbine, et le recours à la modélisation est devenu une nécessité pour contrôler ces performances et satisfaire les caractéristiques opérationnelles voulues.

Le système mécanique de l'éolienne est composé de quatre organes et peut être représenté comme illustré sur la figure (2-6), [15].

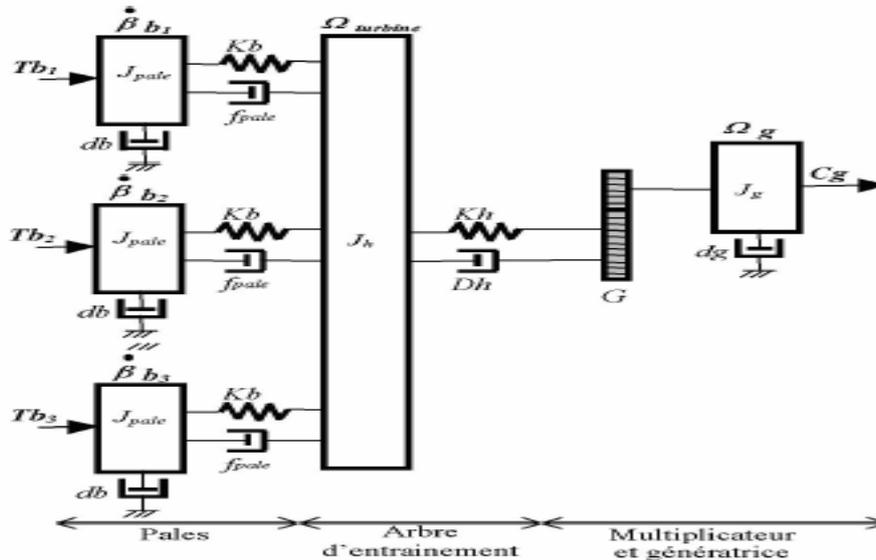


Figure II - 6 : Représentation du système éolien [15]

1- Trois pales considérées de conception identique et ayant les mêmes paramètres à savoir l'inertie J_{pale} , élasticité Kb , et coefficient de frottement db . Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées $\beta b1$, $\beta b 2$, $\beta b 3$.

Chaque pale reçoit une force $Tb1$, $Tb2$, $Tb3$ qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée [15].

2- L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- son inertie Jh
- son élasticité Kh
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur Dh

3- le multiplicateur de vitesse, de gain G .

4- Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie Jg
- un coefficient de frottement dg

Ce rotor transmet un couple Cg à la génératrice électrique et tourne à une vitesse Ω_{mec} .

II.3.2. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes [21], [15], [22] :

- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.
 - Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré.
 - Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté génératrice.
- On peut ainsi aboutir à un modèle mécanique plus simple figure (II-7) [15].

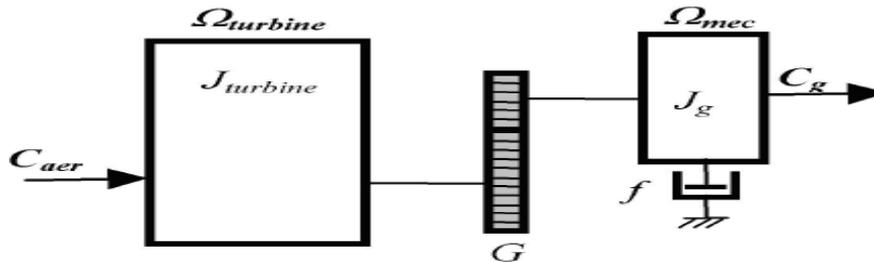


Figure II - 7: schéma mécanique équivalent simplifié de la turbine éolienne [23]

Le système étudié est composé d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un réducteur de vitesse de gain G . Figure (II-8).

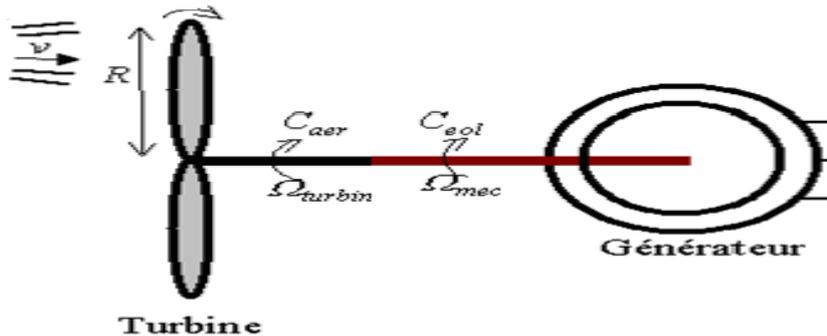


Figure II - 8: synoptique du montage éolien étudié [23]

II.3.3. Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit :

- 1- La vitesse du vent qui détermine l'énergie primaire à l'admission de la turbine.
- 2- Les quantités spécifiques de la machine, résultantes particulièrement de la géométrie du rotor et la surface balayée par les pales de la turbine.
- 3- La vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales, et l'angle de calage.

Les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlées en variant les quantités d'entrée précédentes.

II.3.4. Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II-15)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II-16)$$

Avec: G le gain du multiplicateur de vitesse

II.3.5. Equation dynamique de l'arbre de transmission

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor:

$$J = \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II-17)$$

J : l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice, comprenant l'inertie de la turbine, de la génératrice, des deux arbres, et du multiplicateur.

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Le couple mécanique déduit de cette représentation simplifiée est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor:

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II-18)$$

C_{em} : Le couple électromagnétique développé par la génératrice.

C_g : Le couple issu du multiplicateur.

C_f : Le couple résistant dû aux frottements.

$$C_f = f \cdot \Omega_{mec} \quad (II-19)$$

Les variables d'entrée de l'arbre de transmission sont donc: le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} .

L'organigramme de simulation de la turbine peut se représenter comme suit :

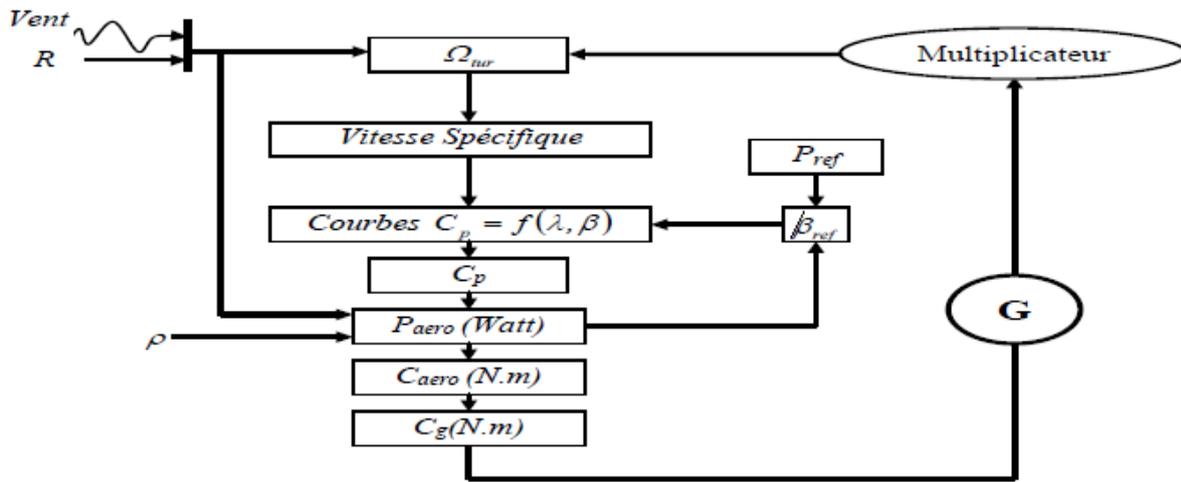


Figure II - 9: organigramme de simulation de la turbine éolienne [22]

II.4. Stratégies de commande de la turbine éolienne

Les stratégies de commande des systèmes de génération éoliens de moyenne et grande puissance à vitesses variables et à régulation de puissance « pitch » utilisées notamment pour les aérogénérateurs Vestas et Gamesa de dernière génération sont basées sur les deux courbes illustrées sur la figure 2-10, qui sont déduites des données aérodynamiques de la turbine [24],[25].

- (a) Puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.
- (b) Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation de la turbine.

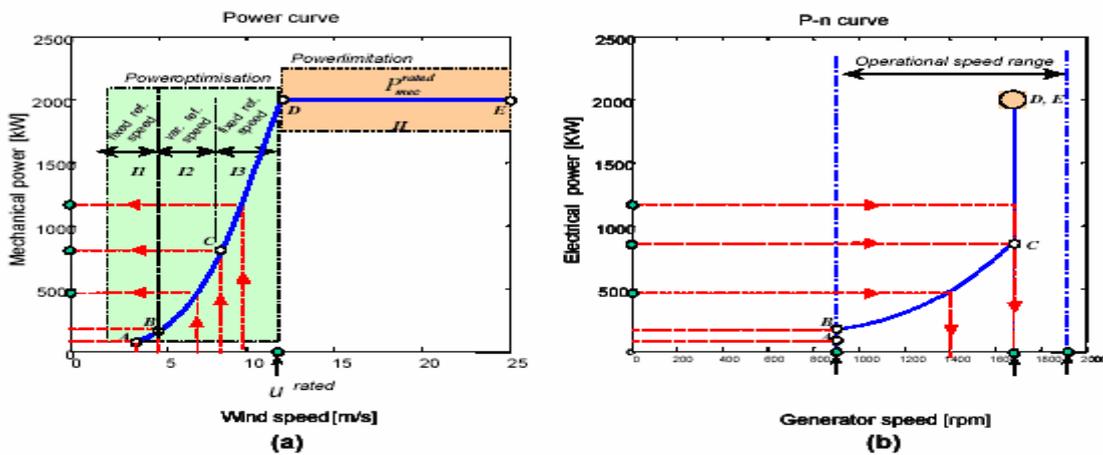


Figure II - 10: caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation [26]

- (a) puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent
- (b) puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation

La figure (II-11) représente une autre caractéristique de la turbine éolienne, qui est la vitesse de rotation de l'aérogénérateur en fonction de la variation de vitesse de vent

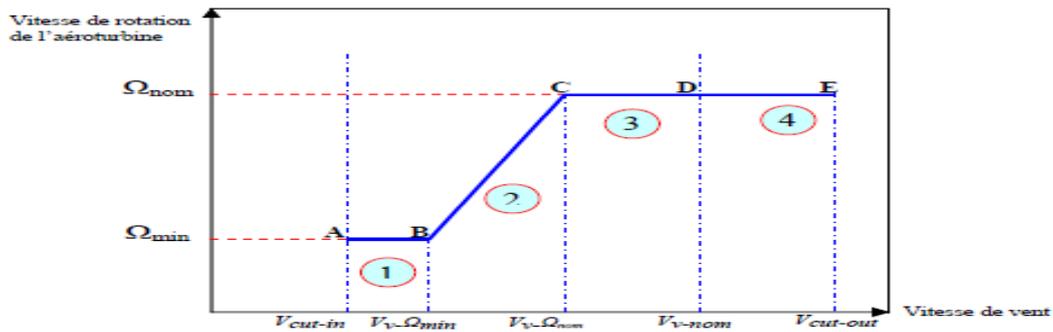


Figure II - 11: Caractéristiques vitesse de rotation, vitesse de vent

Deux stratégies de commande de la turbine à vitesses variables sont indiquées sur la figure (II-11)

- I. Stratégie d'optimisation de puissance : Dans cette stratégie représentée par les séquences « A-B-C-D », l'énergie capturée est optimisée au-dessous de la vitesse nominale du vent.
- II. Stratégie de limitation de puissance : Le but de cette stratégie est de limiter la puissance nominale de la turbine au-dessus de la vitesse nominale du vent « D-E ».

Quatre zones de fonctionnement de la turbine peuvent être distinguées sur les figures (II-10) et (II-11)

- zone1 « A-B » : L'éolienne commence à fonctionner à la vitesse du vent de connexion V_{cut-in} , à une vitesse de rotation Ω_{t-min} .
- zone2 « B-C » : Lorsque la vitesse de la génératrice est comprise entre les vitesses Ω_{min} et Ω_{nom} , un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale du vent. Le coefficient de puissance maximum correspond dans ce cas à un angle de calage optimal et constant.
- Zone3 « C-D » : Cette zone correspond au cas où la vitesse de rotation nominale est atteinte, tandis que la puissance générée arrive à des valeurs importantes mais inférieures à la puissance nominale.
- Zone4 « D-E » : Arrivée à la puissance nominale, un système d'orientation des pales « pitch control » est appliqué afin de limiter la puissance générée.
- Au-delà de la vitesse $\Omega_{cut-out}$, un dispositif de protection est actionné pour éviter des ruptures mécaniques.

II.5. Système de contrôle de l'aéroturbine

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [15], [26]:

1. Boucle de régulation de vitesse.
2. Boucle de régulation de puissance.

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent.

Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale de vent, la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine [15]. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone 3 [15], [26].

II.6. Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La puissance capturée par la turbine éolienne peut être se maximiser en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine a sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (Représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique (figure II.12).

$$P_{elec} = P_{aer} - P_{pertes} \tag{II-20}$$

La puissance mécanique stockée dans l'inertie totale J et apparaissant sur l'arbre de la génératrice P_{mec} est exprimée comme étant le produit entre le couple mécanique C_{mec} et la vitesse

Mécanique Ω_{mec} :

$$P_{mec} = C_{mec} * \Omega_{mec} \tag{II-21}$$

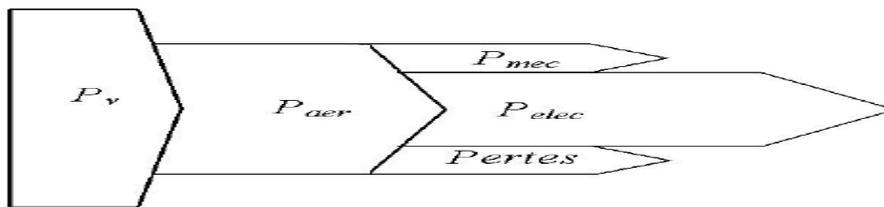


Figure II - 12: Diagramme de conversion de puissance [1].

Dans cette partie, nous présenterons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée.

Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T.) et correspond à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne. On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées [27],figure (II.13) :

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique.

– Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

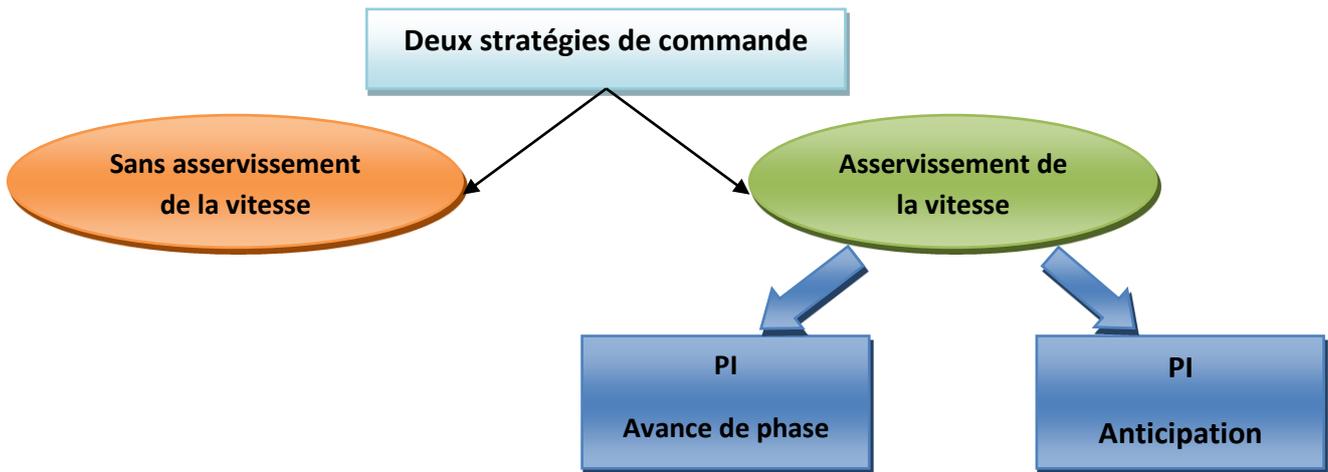


Figure II - 13: Stratégies de commande de la turbine étudiée

II.6.1. MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne.

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux [28].

Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche:

II.6.1.1. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

Principe général:

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le modèle de la turbine montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour cette étude, on supposera que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence

$$C_{em} = C_{em-ref} \tag{II-22}$$

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Plusieurs dispositifs de commande peuvent être imaginés. La vitesse est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_g - f\Omega_{mec} - C_{mec} \tag{II-23}$$

La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle correspondant à la valeur optimale de la vitesse relative optimal $\lambda_{optimal}$ permettant d'obtenir la valeur maximale du C_p .

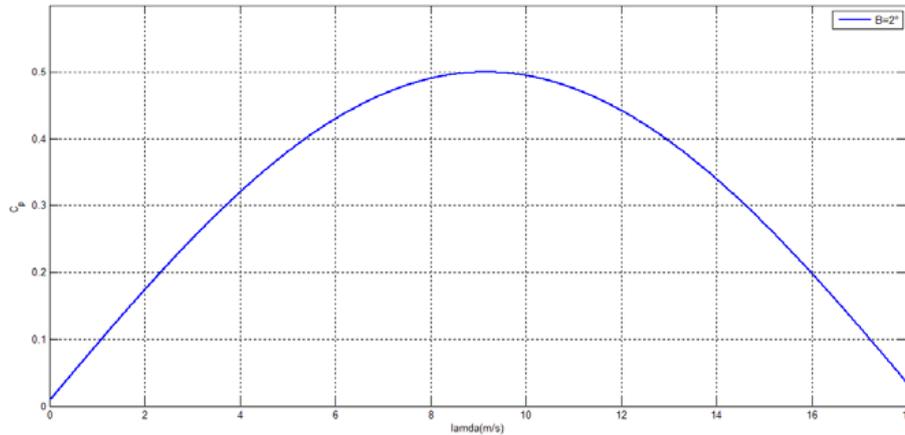


Figure II - 14: Allure du coefficient de puissance

Conception du correcteur de vitesse

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

La représentation simplifiée sous forme de schéma bloc se déduit facilement de Figure (II-15).

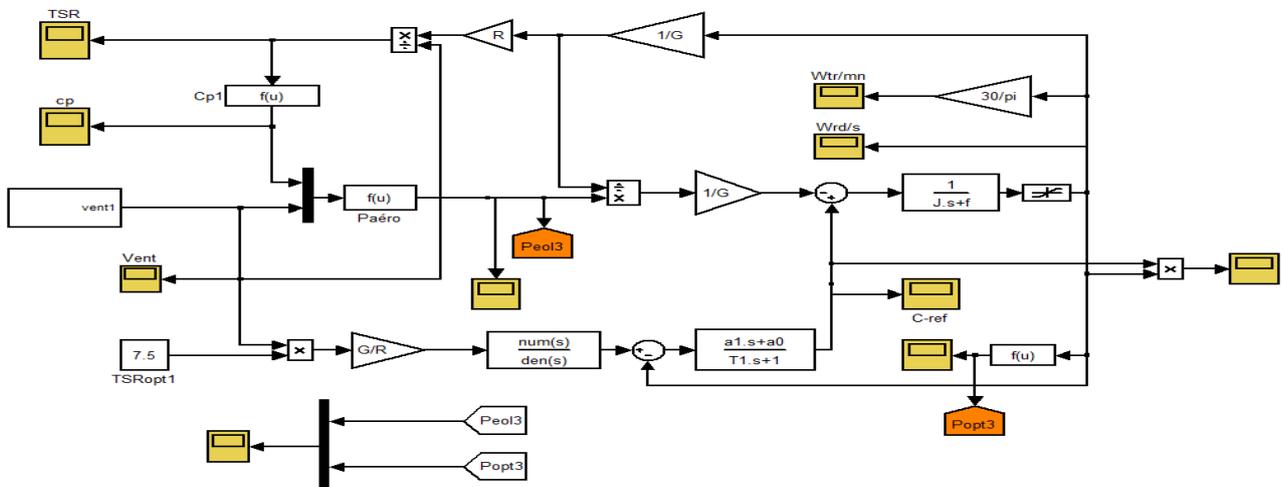


Figure II - 15: Schéma bloc de la maximisation de puissance avec asservissement de vitesse
« A avance de phase »

Deux correcteurs ont été utilisés dans le développement du modèle, un correcteur Proportionnel Intégral (PI) avec anticipation, et un correcteur Proportionnel Intégral à avance de phase.(Annexe A).

II.6.1.2. Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons : L'anémomètre est située derrière le rotor de la turbine, ce qui erroné la lecture de la vitesse du vent. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m

pour une éolienne de 1.5 MW), une variation sensible du vent apparait selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [29].

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II-24)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} = 0$), on obtient :

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (II-25)$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{aer_estimé}}{G} \quad (II-26)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équations :

$$C_{aer_estimé} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine_estimé}} \cdot v_{estimé}^3 \quad (II-27)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation :

$$\Omega_{turbine_estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II-28)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation :

$$v_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine_estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (II-29)$$

En utilisant les formules du (II-25), au (II-29), on obtient une relation globale de contrôle :

$$C_{em_ref} = \frac{C_p}{\lambda^3 C_{pmax}} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \quad (II-30)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur C_{pmax} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax}

Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{C_p}{\lambda^3 C_{pmax}} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II-31)$$

La représentation sous forme de schéma-blocs est montrée à la figure (II-16)

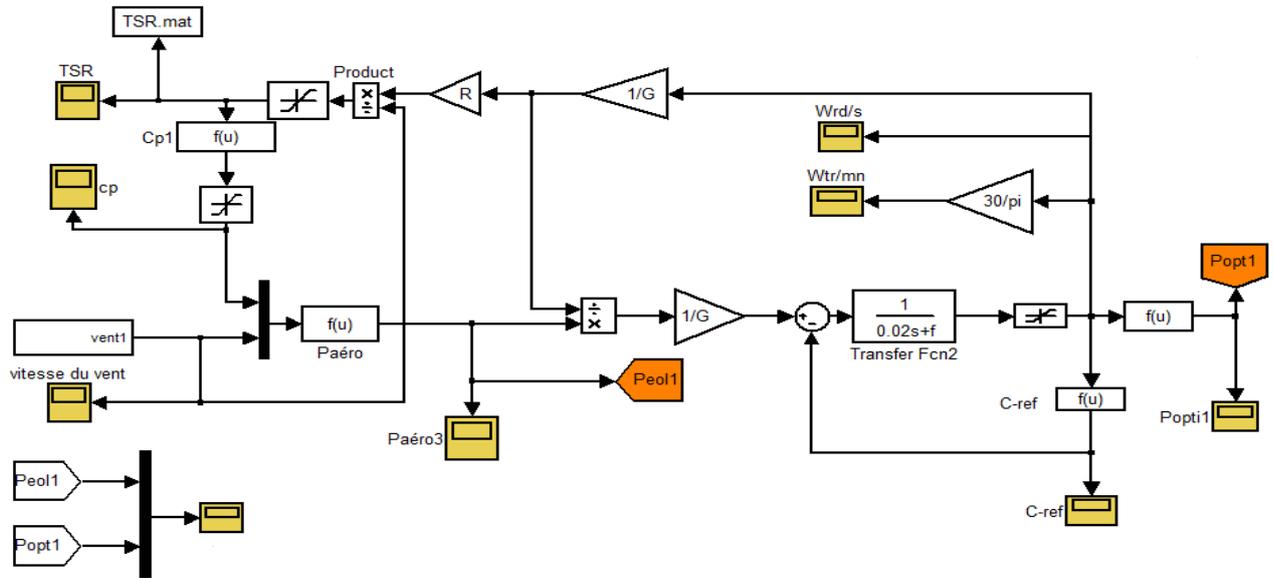


Figure II - 16: Schéma bloc de la maximisation de puissance sans asservissement de vitesse

II.7. Résultats de simulation

Le coefficient de puissance de la turbine utiliser est représenté comme suit :

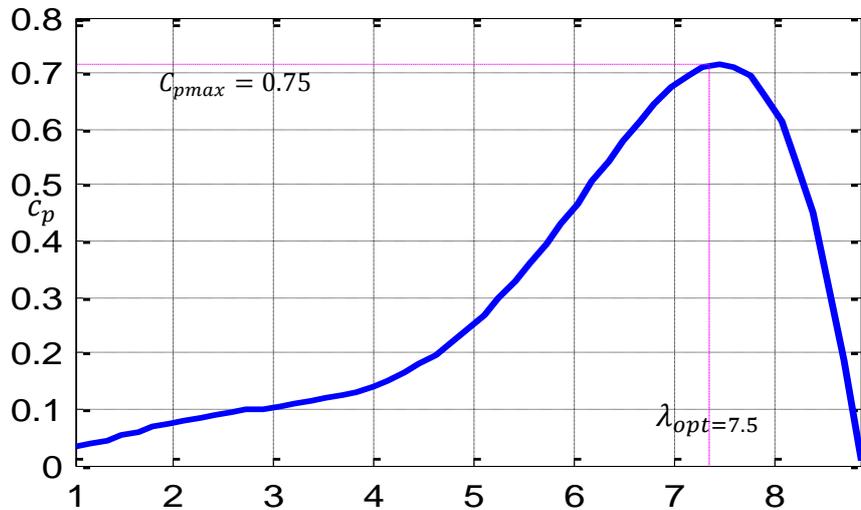


Figure II - 17:coefficient de puissance

La figure (II-18) montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de commande utilisées. La puissance électrique est considérée égale à la puissance électromagnétique en négligeant les pertes électriques, cette puissance est défini par $C_{em} \times \Omega_{mec}$.

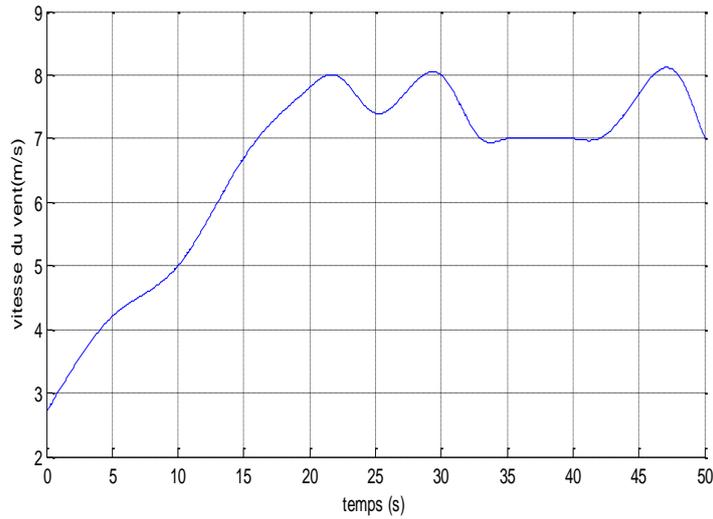
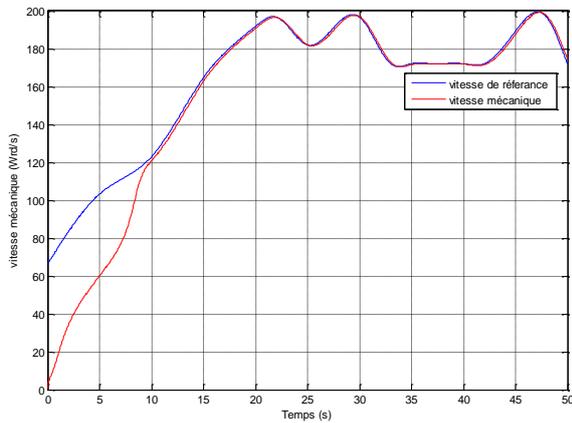
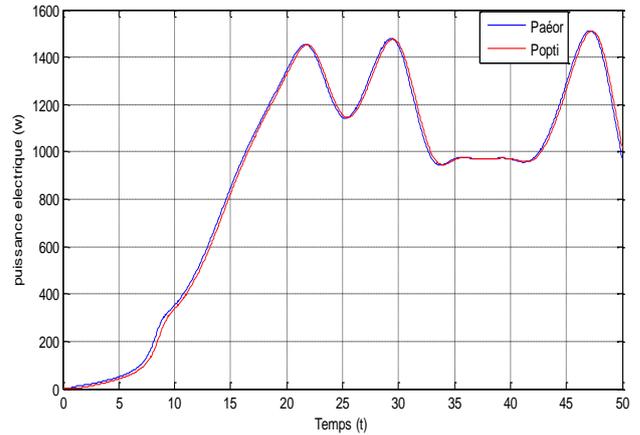


Figure II - 18: Profil du vent

A- Résultats de simulation sans asservissement de vitesse



a) vitesse mécanique



b) puissance électrique

Figure II - 19: Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse

Les résultats de simulation montrent bien l'adaptation de vitesse et la comparaison entre la puissance référence et la puissance électrique produite avec les variations de la vitesse du vent.

B- Résultats de simulation avec asservissement de vitesse

B-1 Régulateur PI avec avance de phase

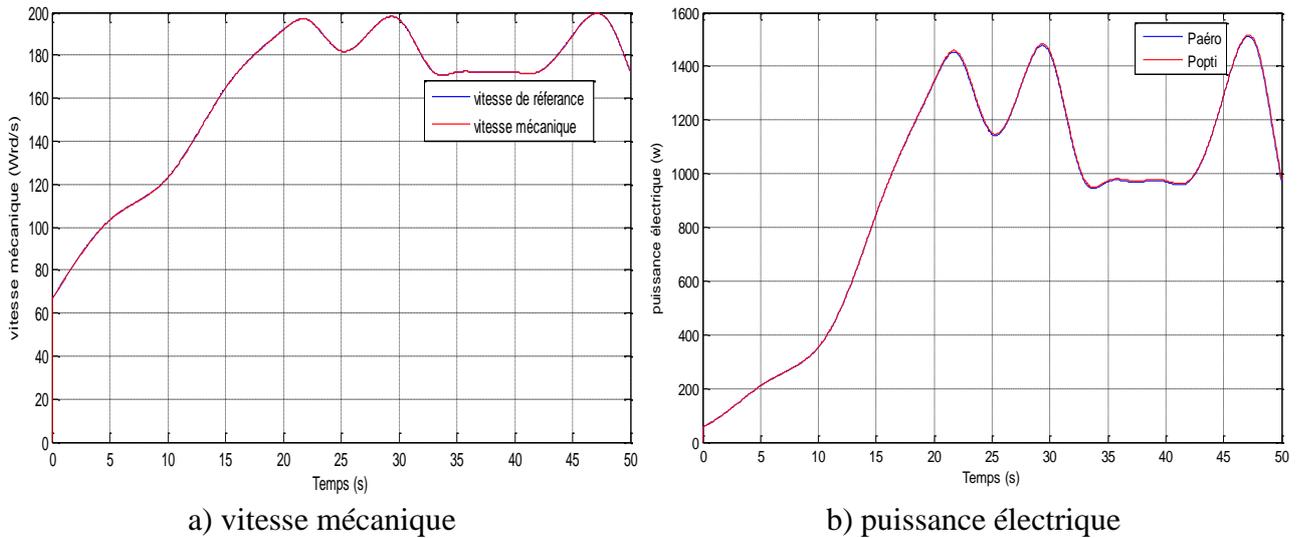


Figure II - 20 : Résultats de simulation avec régulateur PI à avance de phase

La figure (II-20-a) montre une erreur de la vitesse mécanique en régime permanent. La figure (II-20-b) montre que la puissance électrique et la puissance référence qui obtenue est légèrement inférieure à celle obtenue dans la stratégie précédente.

B-2 Régulateur PI avec anticipation.

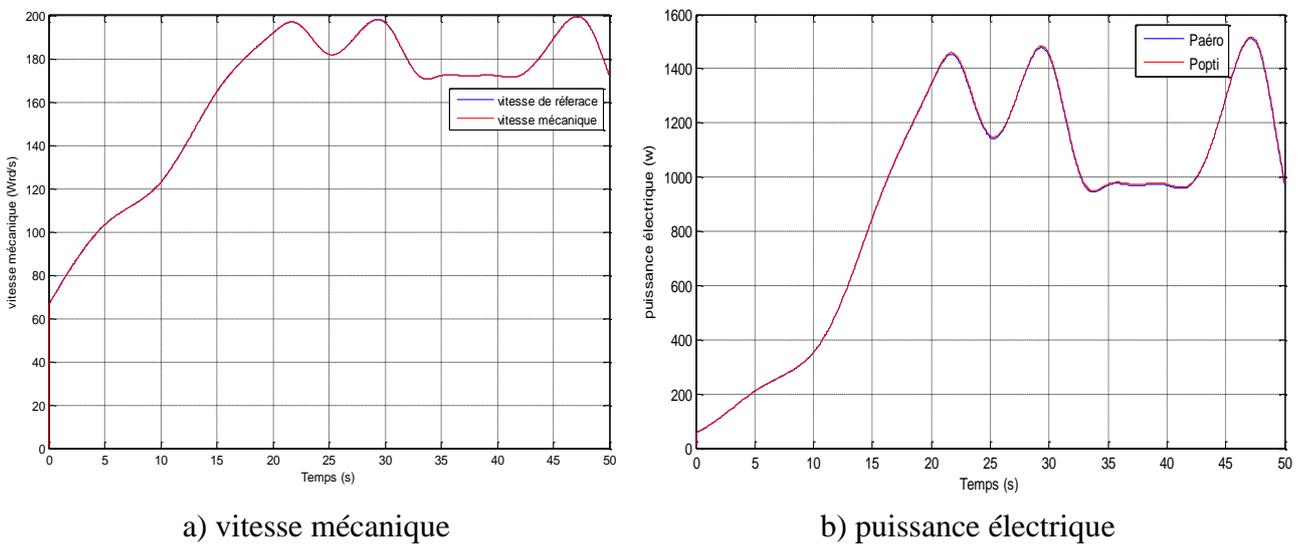


Figure II - 21 : Résultats de simulation avec régulateur PI avec anticipation

Les résultats de simulation montrent un contrôle très dynamique de vitesse, et la comparaison entre la puissance référence et puissance obtenue est plus importante par rapport aux autres stratégies.

Les figures II-22(a) et II-22(b), montrent les vitesses et puissances obtenues de chaque stratégie de commande et pour même profil de vent.

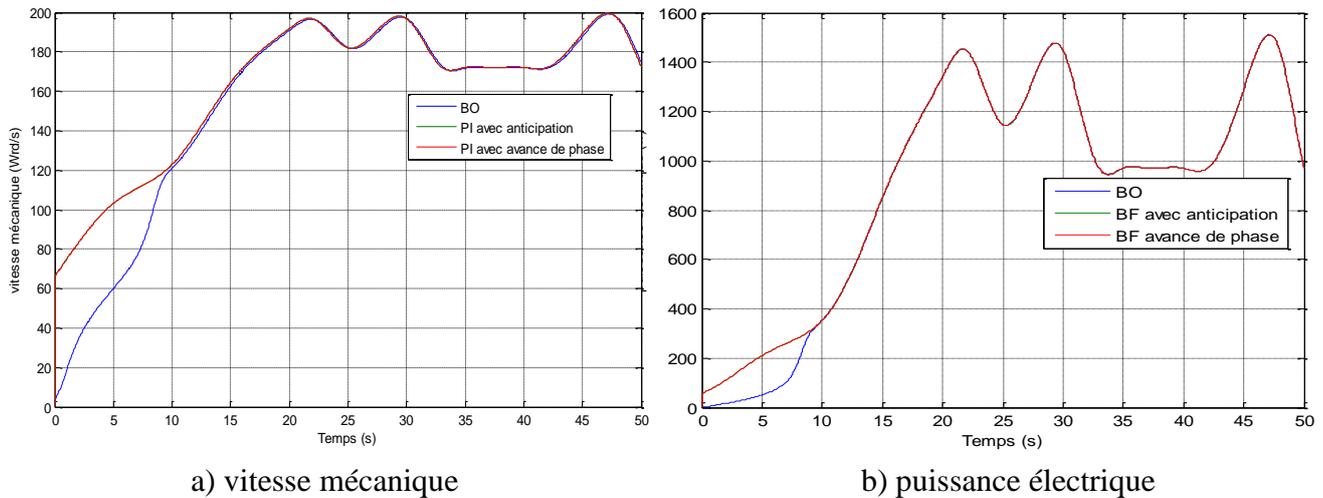


Figure II - 22: résultats de simulation avec les trois stratégies de contrôle

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons décrit en premier lieu les caractéristiques principales de la turbine éolienne après une étude aérodynamique. Trois modèles d'optimisation de puissance ont été réalisés et comparés dont, le premier a été basé sur l'estimation de la vitesse de vent, tandis que, dans les deux autres, nous avons utilisé deux correcteurs différents dans les boucles de régulation de vitesse.

Les résultats de simulation ont montré la spécificité de chaque stratégie de contrôle. Dans le chapitre suivant, nous allons modéliser la génératrice synchrone à aimants permanents utilisée avec la turbine dans la chaîne globale proposée pour la conversion de l'énergie éolienne.

CHAPITRE III
MODELISATION ET SIMULATION
DE GSAP

III.1. Introduction

L'utilisation des aimants permanents a été une vraie révolution dans le domaine de l'utilisation de ces machines (par exemple du type manico, samarium cobalt, néodyme fer bore ...), leur a permis d'être utilisés comme inducteurs dans les machines synchrones offrant ainsi beaucoup d'avantages: induction de saturation élevée, faible désaimantation, densité massique élevée, énergie maximale stockée plus grande par rapport aux autres types de machines [30],[31]

Dans la machine à aimants permanents MSAP, l'inducteur est remplacé par des aimants. Le champ d'excitation créé par les aimants permanents, présente l'avantage d'éliminer les balais et les pertes rotoriques. La machine synchrone à aimants permanents est utilisée largement dans plusieurs applications comme les machines à outils, la robotique, les générateurs aérospatiaux, la traction électrique,.....). L'étude de cette machine dans le but de la commander, nous oblige à la mettre sous forme d'un modèle mathématique regroupant tous ces paramètres (résistance, inductance,...), permettant ainsi de mettre en évidence certains phénomènes apparaissant lors de son fonctionnement. En outre, ce modèle nous apporte une aide appréciable dans la résolution des problèmes techniques qui interviennent au cours des applications. [32], [33]

III.2. Modèle de la machine synchrone à aimants permanents

III.2.1. Modèle de la MSAP

Le modèle mathématique de la machine synchrone électrique obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices [34] :

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encoche est négligeable.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.

La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte un enroulement triphasé au stator. L'excitation rotorique est créée par des aimants permanents au rotor. Ces aimants sont supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air.

III.2.1.1. Equations électriques

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (\text{III-1})$$

$[v_a v_b v_c]^t$: Vecteur tension de phases statoriques.

$[i_a i_b i_c]^t$: Vecteur courant de phases statoriques.

$[\psi_a \psi_b \psi_c]^t$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.

R_s : La résistance des phases statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle, et il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple [35]. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

Passage au repère de Park

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Cette transformation mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes déphasées de $\pi/2$ et situées sur le rotor Figure (III-1).

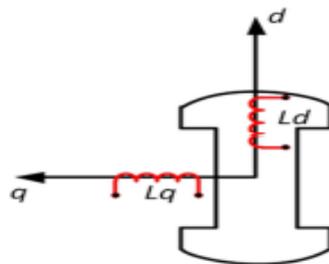


Figure III - 1 : Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park

Les deux bobines d et q, tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère (d, q), nous permettent de passer de repère naturel au repère de Park, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la machine [34].

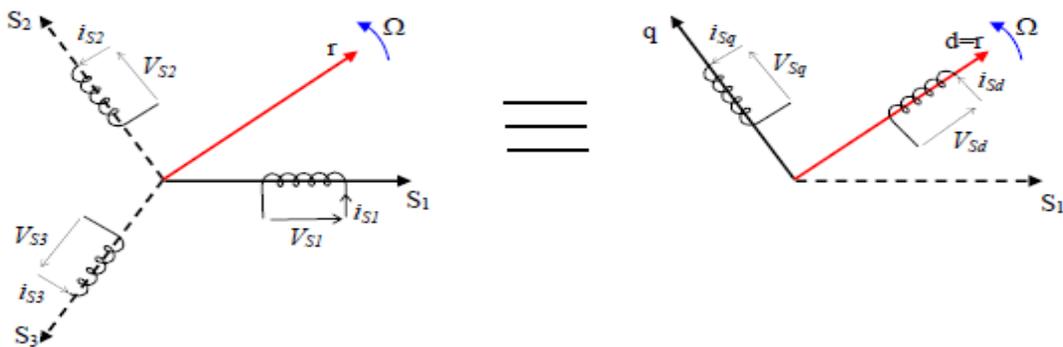


Figure III - 2: Passage de Repère naturel du stator au repère (d, q) de Park

En appliquant la transformation de Concordia T32 défini par (III-3) :

$$\begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} = T_{32}^t \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (\text{III-2})$$

$$\text{Avec : } T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{-1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{-1}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III-3})$$

Le variable x peut être v, i ou ψ .

On obtient:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_\alpha \\ \Psi_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III-4})$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations (III-10), on peut exprimer tous les vecteurs dans un repère lié au rotor. Si θ est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator, nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} - R_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \end{bmatrix} + \theta P \left(\frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{III-5})$$

$$\text{Ou : } \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} - P(-\theta) \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix}, \text{ et } P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III-6})$$

v_d, v_q, i_d et i_q sont les composantes directe et en quadrature de tension et de courant.

ψ_d et ψ_q sont les composantes directe et en quadrature du flux.

En convention génératrice, on aura les équations électriques de la GSAP comme suit [1]:

$$\begin{cases} V_d = -R_s I_d - L_d \frac{d}{dt} I_d + \omega L_q I_q \\ V_q = -R_s I_q - L_q \frac{d}{dt} I_q - \omega L_d I_d + \omega \psi_f \end{cases} \quad (\text{III-7})$$

III.2.1.2. Equations magnétiques

$$\begin{cases} \psi_d = L_d i_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (\text{III-8})$$

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale les conducteurs (ψ_d et ψ_q) sont fonctions linéaires des courants i_d et i_q respectivement d'axe direct et quadrature.

Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [34] :

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} = P \frac{dW_e}{d\theta_e} \quad (\text{III-9})$$

W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

θ_{geo} : Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).

P : nombre de pair de pôle.

L'expression de la puissance transmise dans le repère de Park est donnée par [34] :

$$P(t) = \frac{3}{2} (V_d I_d + V_q I_q) \quad (III-10)$$

En remplaçant V_d , V_q par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} [-R_s(i_d^2 - i_q^2) - (i_d \frac{d\psi_d}{dt} + i_q \frac{d\psi_q}{dt}) + \frac{d\theta}{dt} (\psi_d i_d - \psi_q i_q)] \quad (III-11)$$

$\frac{3}{2} [-R_s(i_d^2 - i_q^2)]$: Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator [34].

$\frac{3}{2} [i_d \frac{d\psi_d}{dt} + i_q \frac{d\psi_q}{dt}]$: la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator [34].

$\frac{3}{2} [\frac{d\theta}{dt} (\psi_d i_d - \psi_q i_q)]$: la puissance électromagnétique [34].

Sachant que : $P_e = C_{em} \cdot \Omega$ et $p\Omega = \omega$ (Ω : vitesse mécanique) alors :

$C_{em} = \frac{3}{2} P(\psi_d i_q - \psi_q i_d)$ et après affectation des valeurs de flux on aura :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P[(L_q - L_d] i_d i_q + i_q \psi_f]) \quad (III-12)$$

III.2.1.3. Equations mécaniques

L'équation dynamique de la GSAP est donnée comme suit :

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (III-13)$$

Tel que :

- C_m : Le couple moteur appliqué sur la génératrice.
- $f\Omega$: Le couple de frottement.
- f : moment d'inertie total de la machine.
- J : coefficient de frottement visqueux.

III.3. Simulation de la GSAP

Dans cette partie la GSAP sera simulée sur trois cas distincts :

III.3.1. GSAP à vide

Les courants sont nuls donc :

$$\begin{cases} I_d = 0 \\ I_q = 0 \end{cases} \quad (III-14)$$

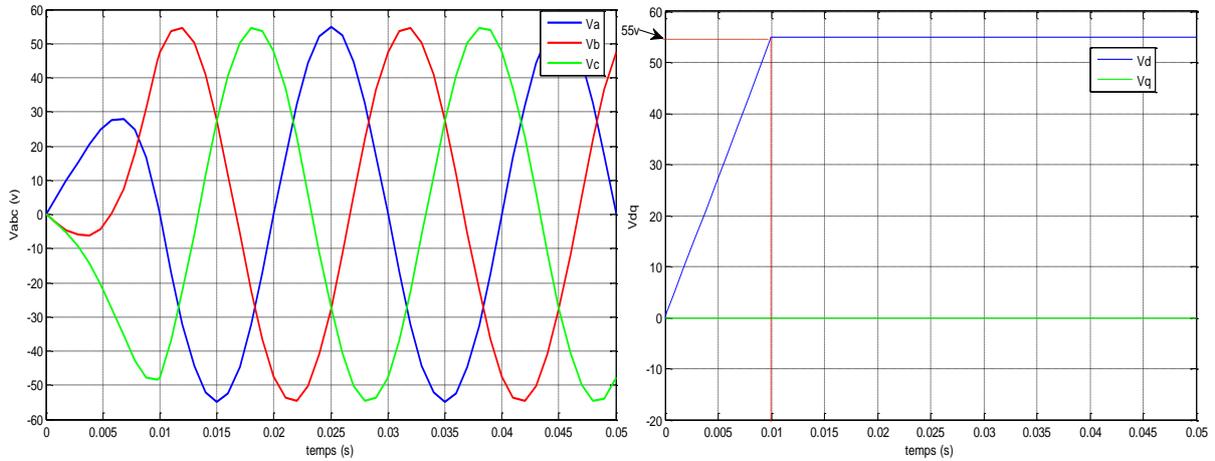
Les expressions des tensions et couple deviennent:

$$\begin{cases} V_d = 0 \\ V_q = \omega \psi_f \\ C_{em} = 0 \end{cases} \quad (III-15)$$

On fait lancer la génératrice par un couple moteur égale à 6.28Nm pour une durée de 10(ms), puis, on la laisse tourner librement. Etant donné que le frottement considéré dans ce cas est nul, on constate sur la figure (III-3) que la vitesse est stabilisée à une valeur de 78.5 (rad/s), alors que les

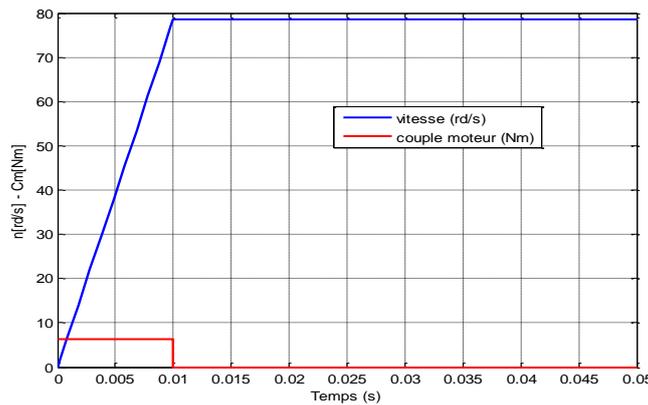
tensions des phases sont parfaitement sinusoïdales en régime stable, avec une valeur crête de 55(V) et une fréquence de 50(HZ).

III.3.1.1. Résultats de simulation



a: tensions statoriques

b: Composantes Vd et Vq



c: vitesse de rotation et couple moteur

Figure III - 3 : GSAP à vide

III.3.2.L'influence d'une charge séparée (Rch, Lch)

La génératrice alimente dans ce cas une charge électrique (Rch, Lch).

Pour avoir les tensions et les courants résultants de l'application de cette charge sur la génératrice, on applique d'une part, les équations données par (III-7) :

$$\begin{cases} V_d = -R_s I_d - L_d \frac{d}{dt} I_d + \omega L_q I_q \\ V_q = -R_s I_q - L_q \frac{d}{dt} I_q - \omega L_d I_d + \omega \psi_f \end{cases}$$

D'autre part, l'application des tensions V_d et V_q sur la charge donne:

$$\begin{cases} V_d = -R_{ch} I_d - L_{ch} \frac{d}{dt} I_d + \omega L_{ch} I_q \\ V_q = -R_{ch} I_q - L_{ch} \frac{d}{dt} I_q - \omega L_{ch} I_d + \omega \psi_f \end{cases} \tag{III-16}$$

En remplaçant les expressions de V_d et V_q dans (III.16), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_s + R_{ch})I_d - (L_d + L_{ch})\frac{d}{dt}I_d + \omega(L_q + L_{ch})I_q \\ 0 = -(R_s + R_{ch})I_q - (L_q + L_{ch})\frac{d}{dt}I_q - \omega(L_d + L_{ch})I_d + \omega\psi_f \end{cases} \quad (III-17)$$

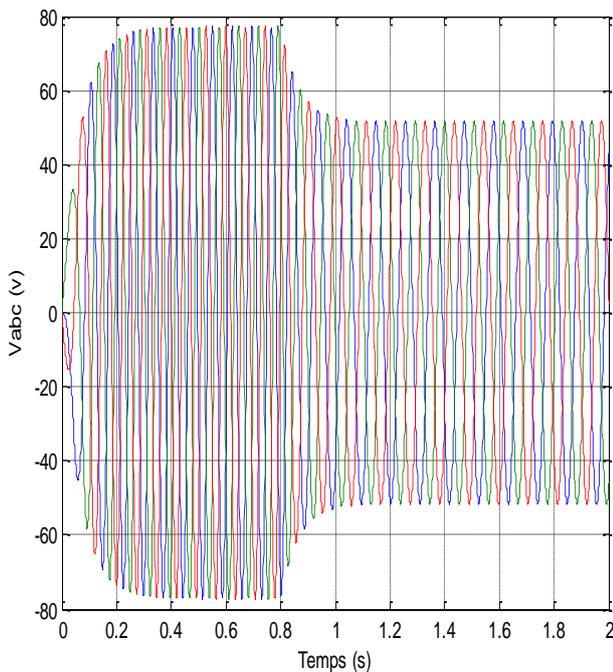
En introduisant la transformée de LAPLACE dans les équations ci-dessus, elles deviennent :

$$\begin{cases} SI_d = \frac{1}{L_d + L_{ch}} - [(R_s + R_{ch})I_d + \omega(L_q + L_{ch})I_q] \\ SI_q = \frac{1}{L_q + L_{ch}} [- (R_s + R_{ch})I_q - \omega(L_d + L_{ch})I_d + \omega\psi_f] \end{cases} \quad (III-18)$$

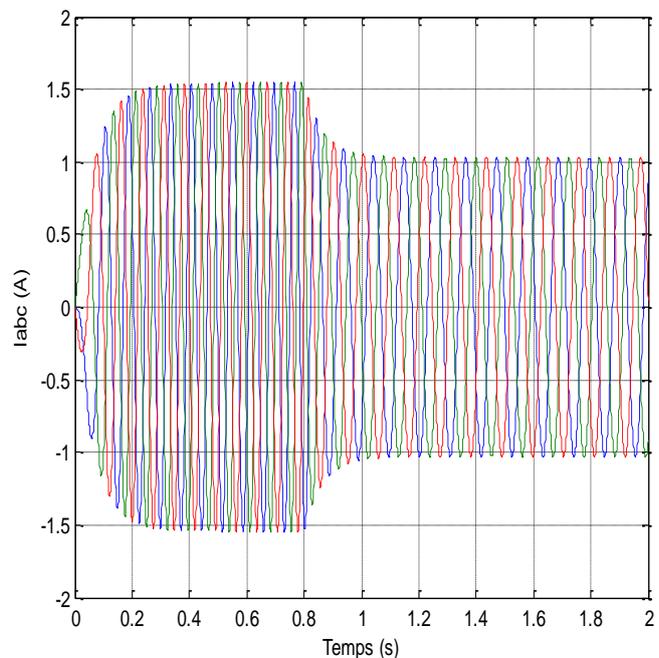
Considérons le flux d'excitation ψ_f comme grandeur de commande, et les courants I_d , I_q comme variables d'état.

III.3.2.1. Résultats de simulation

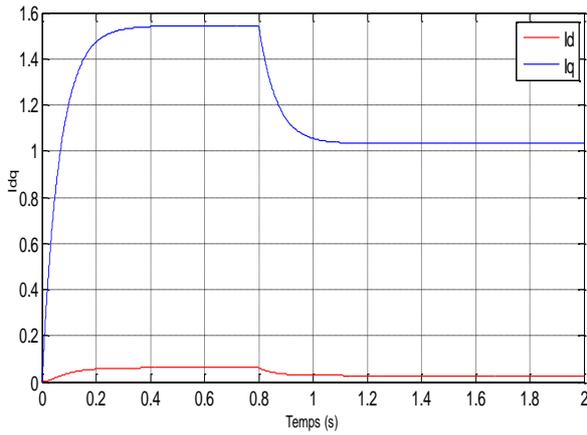
Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués (Figure 3-4-e). On constate sur la figure (3-4-f) que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui traduit par des faibles fréquences de tension et courant représentés sur les figures (3-4-a), et (3-4-b). Ce-ci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 6.28 (Nm), à 4.2 (Nm), la vitesse mécanique varie de 277(tr/mn) jusqu'à 185(tr/mn). La tension et le courant diminuent respectivement de 77.17 (V), à 51.6 (V), et de 1.54 (A), à 1.03 (A). Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.



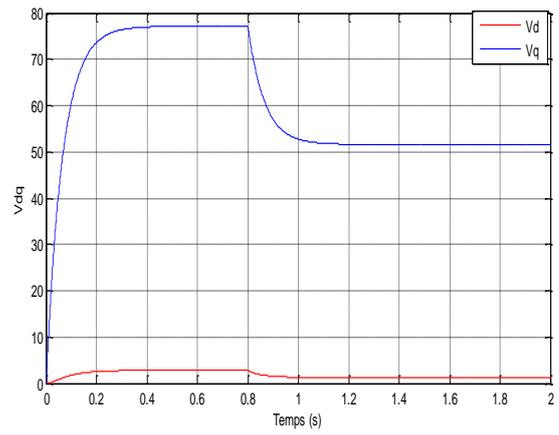
a: Tensions statoriques



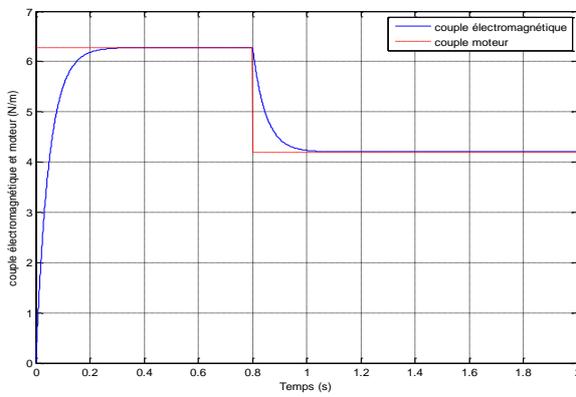
b: Courants statoriques Iabc



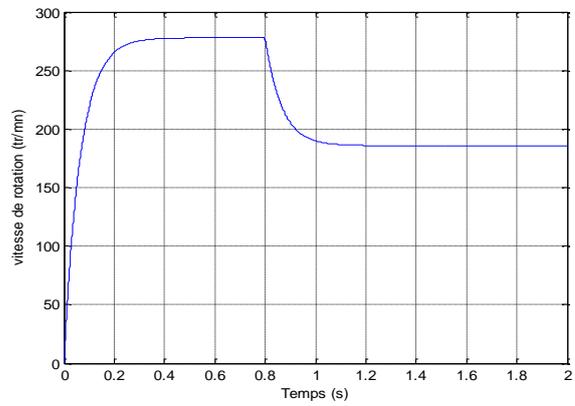
c : Composantes Id Iq



d: Composantes Vd Vq



e: Couples électromagnétique et moteur



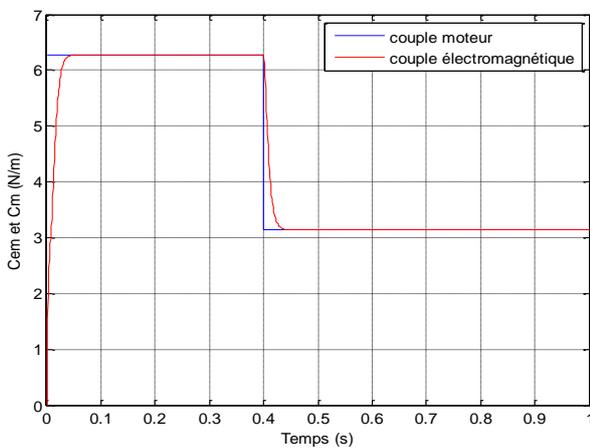
f: vitesse de rotation

Figure III - 4: GSAP sur une charge séparée

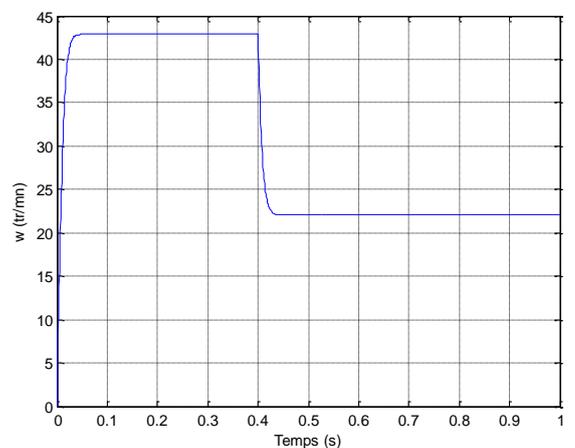
III.3.3.L'influence d'une charge réelle sur une source parfaite

Considérons les tensions V_d , V_q et le flux d'excitation ψ_f comme grandeurs de commande, les courants I_d , I_q comme variables d'état.

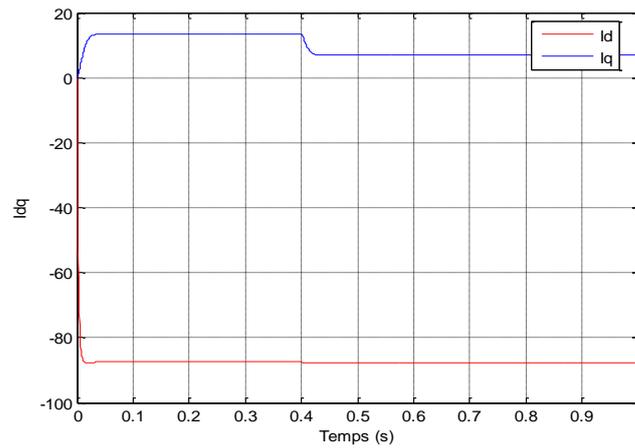
III.3.3.1. Résultats de simulation



a: couples électromagnétique et moteur



b: vitesse de rotation



c: composante Id et Iq

Figure 3- 5: GSAP connectée à une source de tension parfaite

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, on a modélisé la génératrice synchrone à aimant permanent, pour l'introduire dans le modèle définitif de la structure étudiée. Ce modèle a été validé par les résultats de simulation pour une génératrice à vide, avec une charge séparée, ou encore connectée à une source de tension.

Dans le dernier chapitre, nous allons étudier et modéliser la structure globale avec toutes les stratégies de contrôle proposées.

CHAPITRE IV
MODELISATION GLOBALE DE
LA CHAINE DE CONVERSION
DE L'AGSAP

IV.1. Introduction.

Après avoir présenté le principe de la conversion d'énergie éolienne, et modélisé les parties essentielles dans la chaîne de conversion éolienne, qui sont la turbine et la génératrice; nous allons présenter dans ce chapitre la structure globale de cette chaîne, avec une modélisation détaillée des différents éléments et une simulation comportementale du système complet sur le plan électrique et énergétique [1].

Le système éolien étudié est un système complexe composé de plusieurs sous-systèmes appartenant à plusieurs domaines physiques différents, à savoir, la mécanique des fluides, la mécanique traditionnelle, l'électrotechnique, et l'électrochimie. L'énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique traditionnelle. La turbine est accouplée à la génératrice et permet la transformation d'énergie mécanique en énergie électrique. Les composants électriques tels que les convertisseurs statiques et l'élément de filtrage disposés en aval de la génératrice, ont un rôle d'adaptation active des caractéristiques de l'énergie électrique entre la génératrice et la charge finale. Ce niveau est aussi chargé du pilotage de l'ensemble et d'obtenir le point de fonctionnement à la puissance optimale. La charge, sous la forme d'un pack de batteries, donc d'éléments électrochimiques, est un élément de stockage. Dans notre cas, l'énergie stockée est convertie au réseau à travers un convertisseur de puissance et un élément de filtrage.

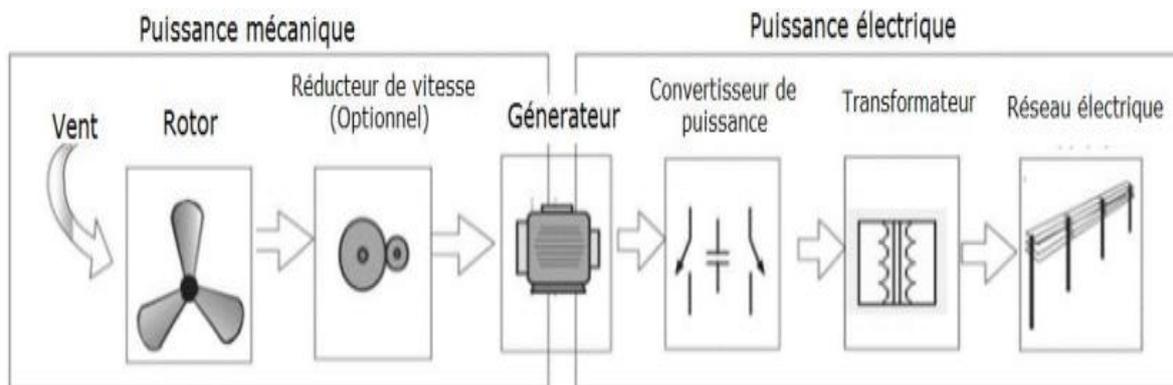


Figure IV- 1: Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne [36].

IV.2. Modèles du convertisseur de puissance.

Une fonctionnalité commune des différents types de sources de production décentralisées est à connexion électronique est l'utilisation d'un convertisseur triphasé à modulation de largeur d'impulsion pour assurer le transfert d'énergie au réseau électrique [37].

L'étude de ce convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie connectée au réseau, mais aussi comme

conditionneur de réseau (filtre actif, rééquilibrage de réseau, compensation d'énergie réactif), une étude détaillée sur le principe de fonctionnement de ce type de convertisseurs.

IV.2.1. Modèle du convertisseur de puissance dans le repère naturel

Etant donné que les deux convertisseurs utilisés dans la réalisation de la chaîne de conversion éolienne ont même structure et même technique de commande, il suffit de modéliser un seul. Le convertisseur choisi dans cette partie est celui relié au réseau (figure IV-2), La structure de l'ensemble de la liaison au réseau est constituée de:

- 1- un bus continu.
- 2- un convertisseur MLI.
- 3- un filtre d'entrée.

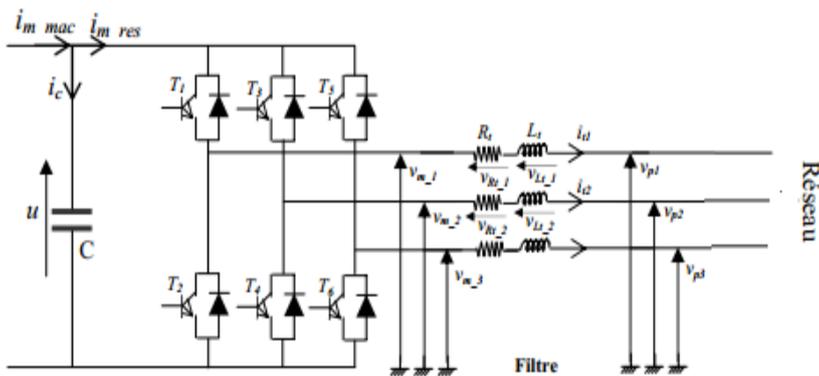


Figure IV - 2: Schéma électrique de la liaison au réseau via un convertisseur MLI [1].

Du fait que les constantes de temps de l'ensemble (turbine, génératrice, et régulateurs) sont très grandes devant le temps de transition d'un état à l'autre des composants semi-conducteurs, on peut faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation en modélisant l'onduleur par un ensemble d'interrupteurs idéaux: c'est-à-dire résistance nulle à l'état passant, résistance infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande.[1]

Chaque ensemble transistor-diode est donc bidirectionnel en courant, et unidirectionnel en tension (figure IV-3).

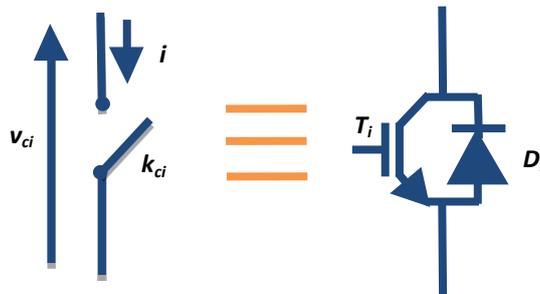


Figure IV - 3: Interrupteur bidirectionnel en courant [36].

IV.2.2. Relations générales

IV.2.2.1. Fonction de connexion

On définit pour chaque interrupteur une fonction dite de « connexion » associée à l'interrupteur K_{ic} . Elle représente les ordres idéals de commutation et prend les valeurs:

$S_{ic}=1$ quand l'interrupteur est fermé.

$S_{ic}=0$ quand l'interrupteur est ouvert.

$$S_{ic} \in \{1,2,3\}, \text{ avec } \begin{cases} c \in \{1,2,3\} \\ i \in \{1,2\} \end{cases}$$

IV.2.2.2. Fonction de conversion

Pour les trois phases de l'onduleur, on définit les fonctions de conversion \underline{m} comme suit :

$$\underline{m} = [m_1 \quad m_2] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{11} \\ S_{12} \\ S_{13} \end{bmatrix} \tag{IV-1}$$

IV.2.3. Modèle du convertisseur de puissance dans le repère naturel

La figure (IV-4) représente le schéma de cet onduleur et son modèle. Les six interrupteurs de l'onduleur relient les deux bornes de la source de tension aux trois phases du réseau. L'état de conduction des composants de l'onduleur peut être représenté par une matrice de connexion composée de trois cellules de commutation dont la commande des interrupteurs d'une même cellule étant complémentaire [1].

$$S_{i1} + S_{i2} = 1 \quad \forall i \in \{1,2,3\} \tag{IV-2}$$

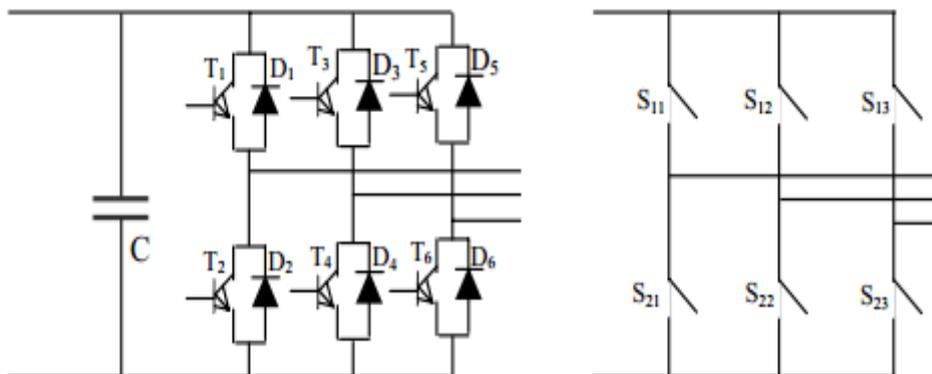


Figure IV - 4: Schéma de l'onduleur et son modèle [1].

La modélisation du convertisseur consiste à exprimer les tensions en lignes, en fonction de la tension dans le bus continu et de l'état des commutateurs.

Les tensions modulées sont obtenues à partir de la tension du bus continu et des fonctions de conversion selon les expressions :

$$\begin{cases} u_{m13} = m_1 \cdot u \\ u_{m23} = m_2 \cdot u \end{cases} \quad (IV-3)$$

Les tensions simples modulées sont issues des tensions composées modulées selon l'expression suivante :

$$\begin{cases} v_{m-1} = \frac{2}{3} \cdot u_{m13} - \frac{1}{3} \cdot u_{m23} \\ v_{m-2} = \frac{1}{3} \cdot u_{m13} - \frac{2}{3} \cdot u_{m23} \end{cases} \quad (IV-4)$$

Le courant modulé est obtenu à partir des courants du filtre et des fonctions de conversion :

$$i_{m-res} = m_1 \cdot i_{t1} + m_2 \cdot i_{t2} \quad (IV-5)$$

IV.2.4. Modèle continu équivalent du convertisseur de puissance

Les convertisseurs de puissance sont par nature des systèmes discrets [38], tandis que les générateurs et le réseau d'énergie sont des systèmes continus .pour l'analyse du comportement dynamique d'un système complet de génération d'énergie et pour la synthèse des différents correcteurs, il est pratique d'adopter un modèle équivalent du système complet. Pour cela, il est nécessaire de développer un modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance [37]. La dynamique du système étudié est lente par rapport à la fréquence de commutation des convertisseurs MLI .pour l'étude de cette dynamique, seules les composantes basses fréquences sont utiles pour le modèle à développer.

Les harmoniques générées par les convertisseurs ne sont pas à prendre en compte dans cette étude. Un modèle moyen équivalent des convertisseurs dans le repère de Park a été développé dans l'hypothèse d'un fonctionnement triphasé équilibré (tension et courant). Ainsi, dans le repère de Park, les tensions simples modulées par le convertisseur du côté du réseau dépendent des tensions de réglage du convertisseur et sont exprimées par [36]:

$$v_{md} = u_{dw-res} \cdot \frac{u}{2} \quad (IV-6)$$

$$v_{mq} = u_{qw-res} \cdot \frac{u}{2} \quad (IV-7)$$

U_{dw-res} et U_{qw-res} sont les composantes directe et quadrature des tensions de réglage du convertisseur

comprise entre $-\sqrt{\frac{3}{2}}$ et $+\sqrt{\frac{3}{2}}$ [36]:

Les tensions simples modulées sont données par :

$$\begin{pmatrix} v_{m1} \\ v_{m2} \end{pmatrix} = P[(\Psi)]^{-1} \cdot \begin{pmatrix} v_{md} \\ v_{mq} \end{pmatrix} \quad (IV-8)$$

$P[(\Psi)]^{-1}$ est la matrice transposée de la matrice de Park en deux dimensions définie par :

$$P[(\Psi)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(p \cdot \Psi) & \cos(p \cdot \Psi - \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(p \cdot \Psi) & -\sin(p \cdot \Psi - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (IV-9)$$

Le courant modulé par le convertisseur a pour expression.

$$i_{m-res} = \frac{1}{2} \cdot (u_{dw-res} \cdot i_{td} + u_{qw-res} \cdot i_{tq}) \quad (IV-10)$$

IV.3. Modélisation de la liaison au réseau

IV.3.1. Modélisation du bus continu

Le schéma électrique du bus continu représenté sur la figure (4-5) nous montre que le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur [2] :

$$i_c = i_{m-mac} - i_{m-res} \quad (IV-11)$$

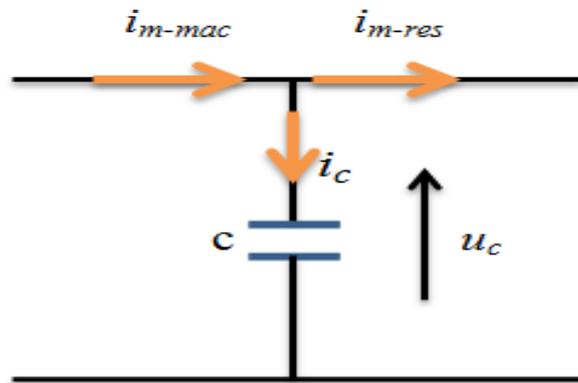


Figure IV - 5: Schéma électrique du bus continu [2].

Le bus continu est modélisé par la connaissance de la tension aux bornes du condensateur obtenue en intégrant l'équation différentielle suivante :

$$\frac{du}{dt} = \frac{1}{c} \cdot i_c \quad (IV-12)$$

Ainsi :

$$u = \int \frac{du}{dt} + u(t_0) \quad (IV-13)$$

Où $u(t_0)$ est la valeur de la tension à l'instant initial t_0 .

IV.3.2. Modélisation du filtre

IV.3.2.1. Modélisation du filtre dans le repère naturel

Il s'agit d'un filtre passif série (R, L_r) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau (figure IV-6) pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique [36].

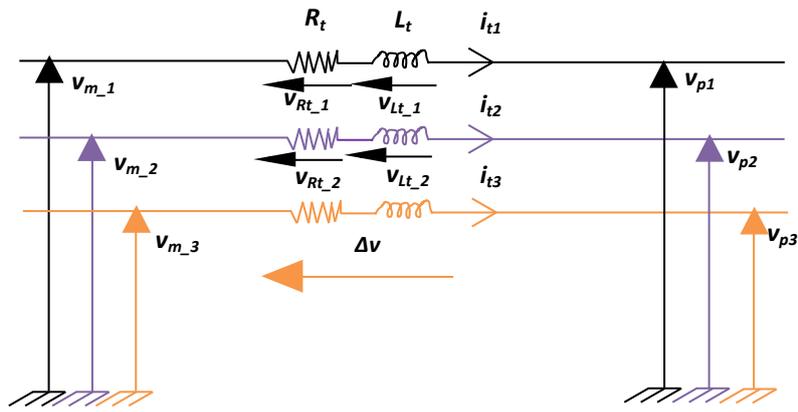


Figure 4- 6: Schéma électrique du filtre [1], [36].

Les courants traversant le filtre sont obtenus par intégration des tensions aux bornes des bobines :

$$\begin{cases} i_{t1}(t) = \int \frac{1}{L_t} \cdot v_{Lt-1} + i_1(t_0) \\ i_{t2}(t) = \int \frac{1}{L_t} \cdot v_{Lt-2} + i_2(t_0) \end{cases} \quad (IV-14)$$

$i_1(t_0)$ et $i_2(t_0)$ sont respectivement les courants i_1 et i_2 à l'instant initial.

Le courant dans la troisième phase est déduit à partir des deux premiers :

$$i_{t3} = -(i_{t1} + i_{t2}) \quad (IV-15)$$

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$v_{Rt1} = R_t \cdot i_{t1} \quad (IV-16)$$

$$v_{Rt2} = R_t \cdot i_{t2} \quad (IV-17)$$

Les tensions aux bornes des inductances sont données par :

$$v_{Lt1} = \Delta v_1 - v_{Rt1} \quad (IV-18)$$

$$v_{Lt2} = \Delta v_2 - v_{Rt2} \quad (IV-19)$$

IV.3.2.2. Modélisation du filtre dans le repère de Park

Les équations différentielles définissant le filtre peuvent être obtenues en regroupant les équations précédentes :

$$\begin{pmatrix} v_{m-1} \\ v_{m-2} \\ v_{m-3} \end{pmatrix} = R_t \cdot \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + L_t \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} v_{p1} \\ v_{p2} \\ v_{p3} \end{pmatrix} \quad (IV-20)$$

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (4-20) nous donne :

$$v_{md} = R_t \cdot i_{td} + L_t \cdot \frac{di_{td}}{dt} - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{tq} + v_{pd} \quad (IV-21)$$

$$v_{mq} = R_t \cdot i_{tq} + L_t \cdot \frac{di_{tq}}{dt} + L_t \cdot \omega_s \cdot i_{td} + v_{pq} \quad (IV-22)$$

IV.4. Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

IV.4.1. Modèle utilisant des interrupteurs idéaux des convertisseurs de puissance

Ce modèle utilise des interrupteurs idéaux pour les deux convertisseurs, le filtre et le transformateur sont modélisés dans le repère naturel figure (IV-7) [1].

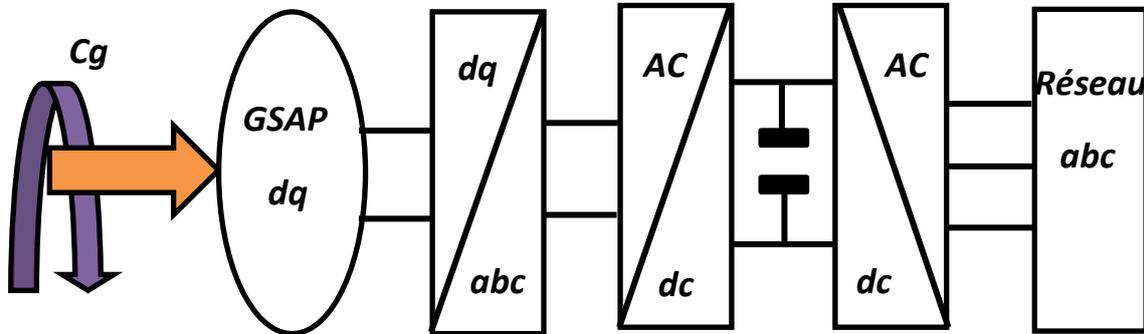


Figure IV - 7: Modèle à interrupteurs idéaux de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP [1].

IV.4.2. Modèle utilisant le modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance

Le modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne est établie dans le repère de Park figure (IV-8). Il prend en compte les composantes utiles au niveau de la génératrice, du bus continu, et du réseau et ne permet pas de prédire les harmoniques de courant et tension, puisque la fréquence de commutation des semi-conducteurs n'est pas prise en compte [15], [39].

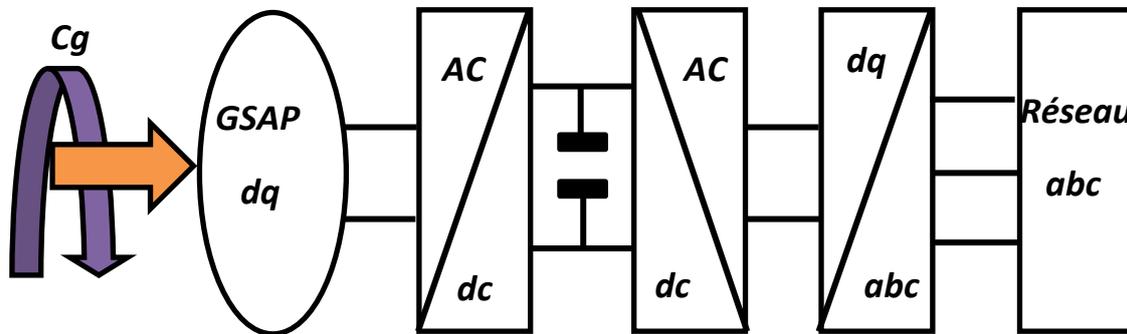


Figure IV - 8 : Modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP [1].

IV.5. Commande d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base de GSAP

Le système de conversion de l'énergie éolienne étudié est représenté sur la figure (IV-9), il comprend, outre la génératrice synchrone à aimants permanents, un convertisseur MLI₁, un bus continu, un onduleur MLI₂, une liaison au réseau via un filtre. Le convertisseur MLI₁ est un redresseur triphasé à contrôle vectoriel par MLI. Ce choix est justifié par le fait qu'il peut offrir un contrôle totalement réversible de la puissance instantanée. Par un autopilotage de la machine synchrone, il peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple électromagnétique et la vitesse de la génératrice.

L'onduleur à MLI₂ permet de contrôler la tension du bus continu et les puissances actives et réactives échangée avec le réseau, et d'avoir des courants à fréquences adéquates [15], [1].

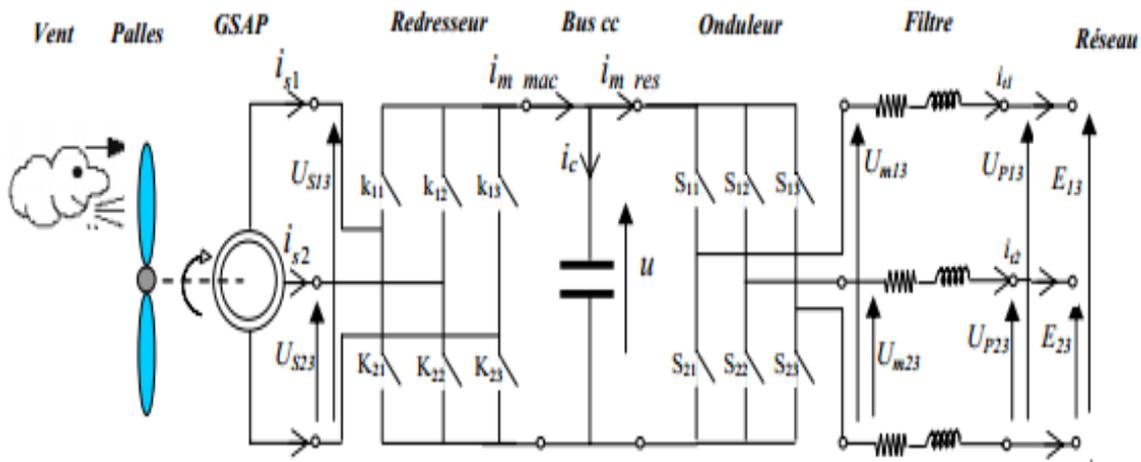


Figure IV - 9: système de conversion éolienne étudié [36].

IV.5.1. Commande de la génératrice synchrone à aimants permanents

La figure (4-10) illustre les trois fonctions de la commande de la GSAP qui sont:

- 1- l'algorithme d'extraction du maximum de puissance.
- 2- La commande vectorielle de la GSAP.
- 3- Le contrôle du convertisseur MLI₁.

Les techniques d'extraction du maximum de puissance détaillées dans le chapitre permettent de piloter la génératrice synchrone en imposant un couple de référence. La commande vectorielle de la GSAP permet d'appliquer les tensions de réglage nécessaires à ces bornes pour avoir le couple demandé [40], [41]. La commande rapprochée du convertisseur détermine les signaux nécessaires à la MLI₁. Le contrôle du convertisseur MLI₁ est identique à celui du convertisseur MLI₂.

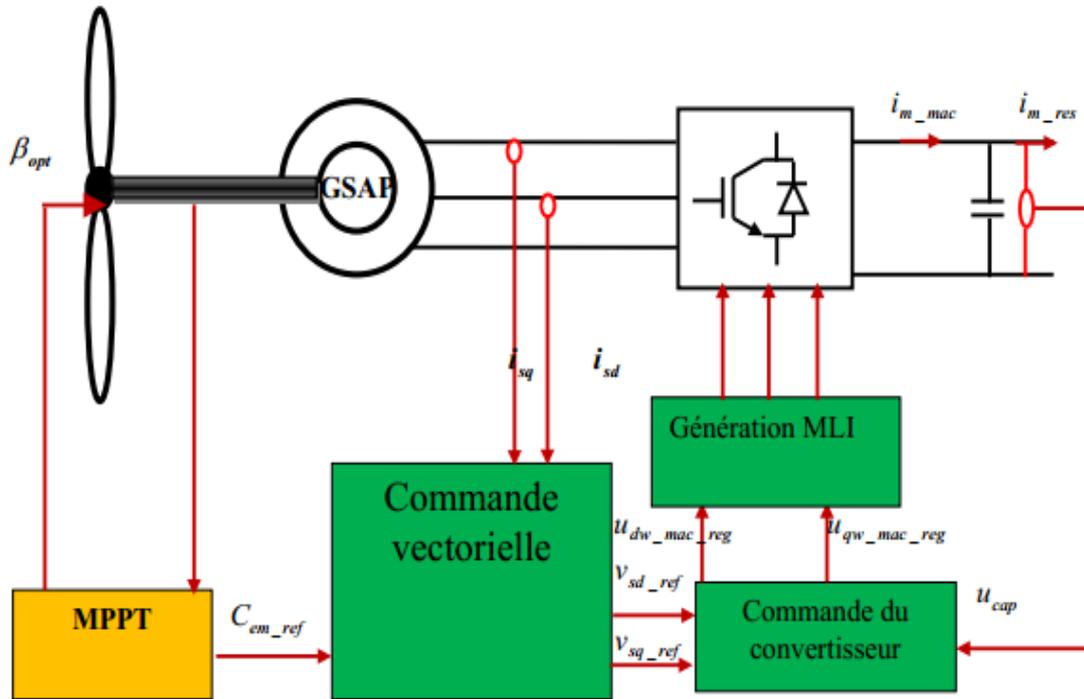


Figure IV - 10: Schéma de commande de la génératrice synchrone à aimants permanents [1], [36].

IV.5.1.1. Commande en couple de la GSAP

IV.5.1.1.1. Principe général de la méthode

La commande vectorielle est une méthode qui traite la technique de contrôle des machines alternatif [35].son principe consiste à éliminer le couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes (i_{ds} , i_{qs}) en quadrature dans un référentiel lié au champ tournant de façon que l'une des composantes (i_{ds}) commande le couple et l'autre (i_{qs}) commande le flux , ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu , à excitation séparée [35].

IV.5.1.1.2. Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents

La commande de la génératrice est basée sur un pilotage vectoriel classique avec capteur de position [41].

Le champ magnétique d'excitation dans une machine synchrone est produit par le rotor. Ce champ magnétique tourne avec une vitesse angulaire égale à la vitesse de rotation électrique $p \Omega$. Un autre champ magnétique tournant est appelé la réaction de l'induit est produit par les enroulements de stator [1].

La vitesse de rotation est liée à la pulsation du champ tournant par la relation:

$$\Omega = \frac{\omega}{p} \tag{IV-23}$$

Où p est le nombre de paires de pôles de la machine. Si on suppose un fonctionnement de la machine à vide et sans pertes, seul le flux magnétique d'excitation apparaît. La commande vectorielle classique consiste à aligner un des deux axes du repère de Park, généralement l'axe direct d selon ce vecteur tournant composé par le champ d'excitation [35].

Lorsque la machine est chargée, une réaction d'induit apparaît et déplace le flux d'excitation. Le couple électromagnétique et la vitesse de rotation dépendent donc des courants statoriques et du flux magnétique. Comme nous avons vu dans le chapitre III, le modèle de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de Park est donné par les équations différentielles:

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega \psi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega \psi_{sd} \end{cases} \quad (IV-24)$$

Avec :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_{sd} i_{sd} + \psi_f \\ \psi_{sq} = L_{sq} i_{sq} \end{cases} \quad (IV-25)$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par:

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [\psi_{sd} I_{sq} - \psi_{sq} I_{sd}] \quad (IV-26)$$

Pour une machine synchrone à pôles lisse on a:

$$L_{sd} = L_{sq} = L_s \quad (IV-27)$$

En passant en écriture complexe on a :

$$\underline{v}_s = R_s \cdot \underline{i}_s + L_s \cdot \frac{d\underline{i}_s}{dt} + j(\omega \cdot \underline{\psi}_s) \quad (IV-28)$$

A vide, les courants sont nuls:

$$i_s = i_{sd} = i_{sq} = 0 \quad (IV-29)$$

Donc:

$$\underline{v}_s = j(\omega \cdot \underline{\psi}_s) \quad (IV-30)$$

Et ;

$$\psi_s = \psi_{sd} = \psi_f \quad (IV-31)$$

$$\underline{v}_s = \underline{E}_0 = \underline{v}_{sq} \quad (IV-32)$$

Alors:

La force électromotrice de la génératrice est donnée par :

$$E_0 = \omega \cdot \psi_f = p \cdot \Omega \cdot \psi_f \quad (IV-33)$$

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à une machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct I_{sd} à zéro est la plus répondeuse. Ce choix est

justifié dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'armature selon l'axe d [35].

Le couple électromagnétique est donné donc par l'expression (IV-34).

$$C_{em} = \frac{3}{2} P \cdot \Psi_f i_{sq} \tag{IV-34}$$

Ainsi il est possible de contrôler le couple électromagnétique en contrôlant le courant i_{sq} tandis que le courant i_{sd} est asservi à zéro.

IV.5.1.1.3. Synthèse des correcteurs

On propose de mettre en œuvre des régulateurs de type PI dans la structure de commande.

Les équations du modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents peuvent être écrites par la forme :

$$\begin{cases} V_{sd}(p) = R_s \cdot I_{sd}(p) + P \cdot L_s \cdot I_{sd}(p) - \omega \cdot \Psi_{sq}(p) \\ V_{sq}(p) = R_s \cdot I_{sq}(p) + P \cdot L_s \cdot I_{sq}(p) - \omega \cdot \Psi_{sd}(p) \end{cases} \tag{IV-35}$$

Les termes de couplage en $E_{dq} = \omega \cdot \Psi_{sdq}$ sont considérés comme des perturbations mesurables.

La fonction de transfert de la machine peut s'écrire sous la forme :

$$G_s(p) = \frac{1}{R_s + L_s \cdot p} = \frac{1}{R_s} \cdot \frac{1}{1 + T_e \cdot p} \tag{IV-36}$$

$$G_s(p) = \frac{I_{sd,q}(p)}{V_{sd,q}(p) + E_{d,q}(p)} \tag{IV-37}$$

Avec la constante de temps électrique:

$$T_e = \frac{L_s}{R_s} \tag{IV-38}$$

Les boucles de régulation se présentent alors sous la forme du schéma donné sur la figure (IV-11), (Le schéma est identique pour la boucle de courant dans l'axe q).

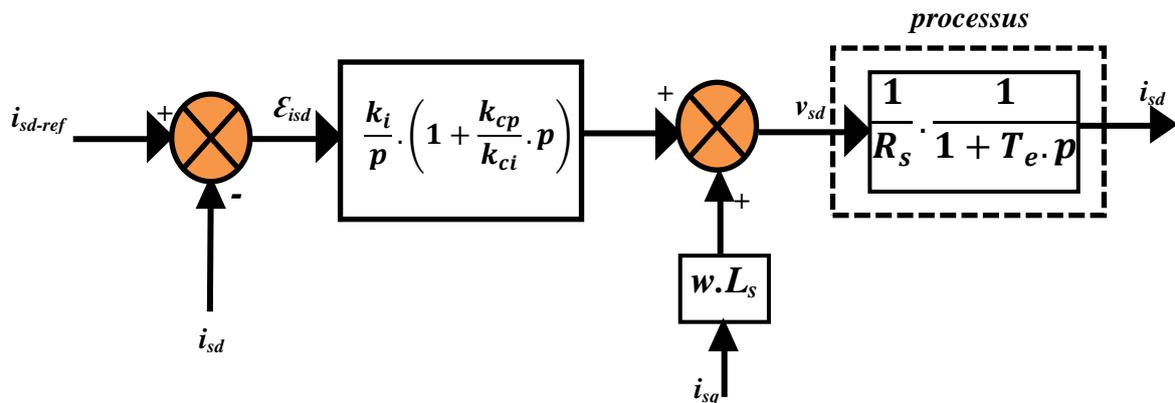


Figure IV - 11: Boucle de régulation de courant.

En boucle ouverte la fonction de transfert est donnée par:

$$G_0(p) = \frac{K_{ci}}{p} \left(1 + \frac{K_{cp}}{K_{ci}} \cdot p \right) \cdot \frac{1}{R_s} \cdot \frac{1}{1 + T_e \cdot p} \tag{IV-39}$$

Les paramètres du régulateur sont déterminés par la méthode de la compensation du pôle en boucle ouverte. Ainsi, les constantes de temps sont égales à :

$$T_0 = T_e = \frac{K_{cp}}{K_{ci}} \quad (IV-40)$$

En boucle fermée, la fonction de transfert devient :

$$G(p) = \frac{G_0(p)}{1+G_0(p)} = \frac{1}{1+\frac{K_{cp}}{K_{ci}} \cdot p} = \frac{1}{1+T_f \cdot p} \quad (IV-41)$$

En boucle fermée la constante de temps T_f est donc égale à :

$$T_e = \frac{R_s}{K_{ci}} \quad (IV-42)$$

Alors :

$$K_{ci} = \frac{R_s}{T_f} \quad (IV-43)$$

D'après les expressions (du IV-38 au IV-43), le coefficient proportionnel k_{cp} du régulateur est :

$$K_{cp} = \frac{L_s}{T_f} \quad (IV-44)$$

La figure (IV-12) illustre la stratégie de commande en couple, elle comporte les boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.

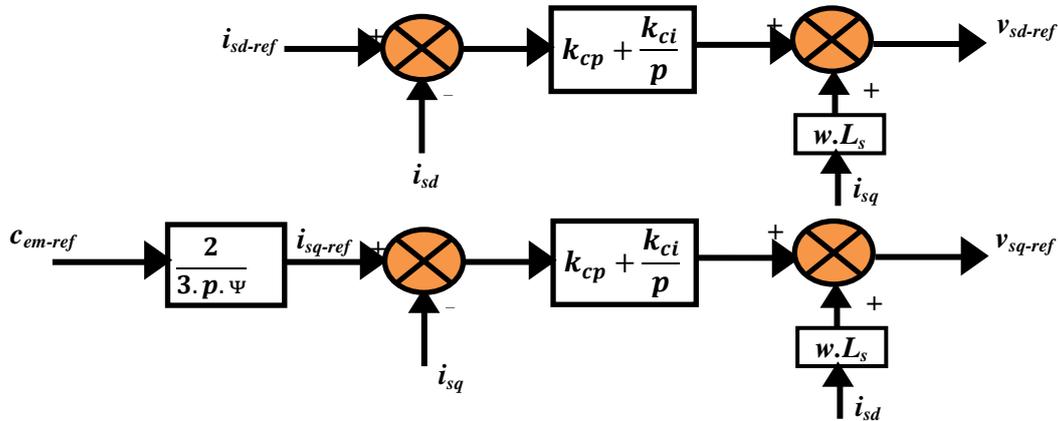


Figure IV - 12: stratégies de commande en couple de GSAP.

Pour la boucle de régulation de vitesse de la GSAP associée à un régulateur « PI », les Coefficients K_p , et K_I sont donnés selon par les expressions [1]:

$$K_p = \frac{2p^2\psi_f}{J} \quad (IV-45)$$

$$K_I = \frac{2p^2\psi_f R_s}{J L_s} \quad (IV-46)$$

IV.5.1.1.4. Structure complète de contrôle vectoriel de GSAP

L'entrée de référence de la commande de la machine est le couple de référence C_{ref-em} . A l'aide des étapes précédentes de modélisation, et des règles d'inversion, on propose la structure complète de la commande vectorielle de la GSAP suivante (figure IV-13).

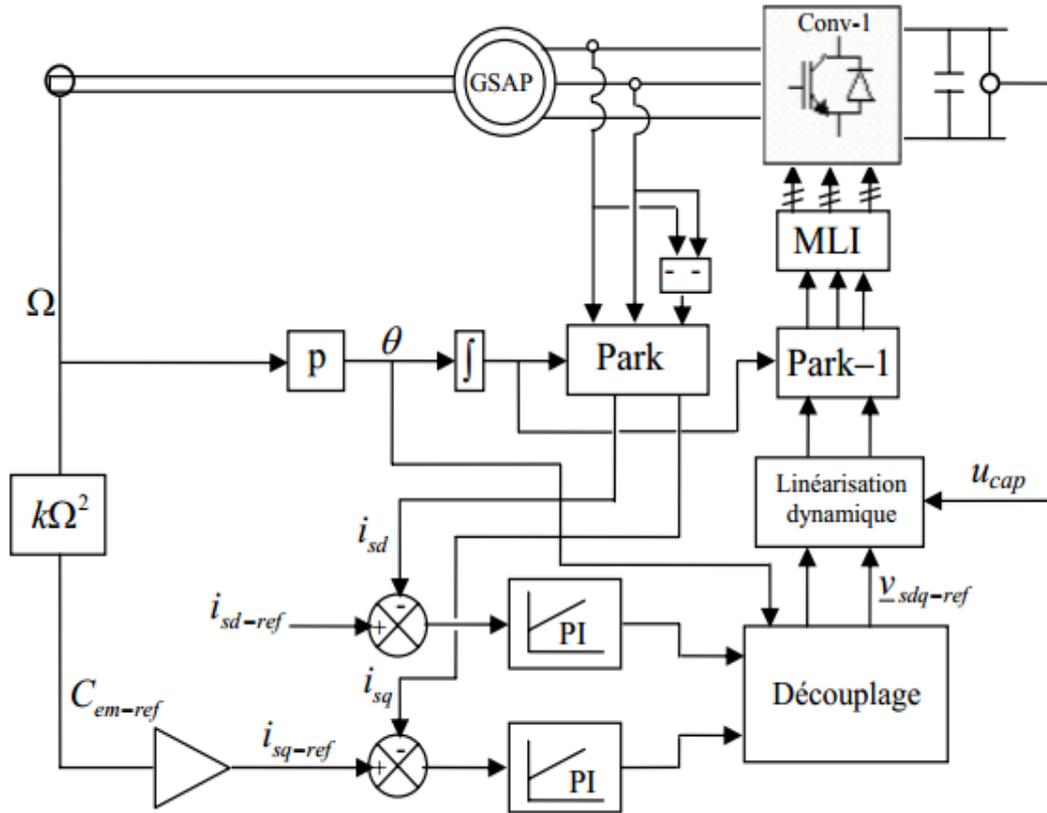


Figure IV - 13: Schéma complet de commande vectorielle de GSAP associé au convertisseur MLI₁ [1].

IV.5.1.2. Conditions de commandabilité

IV.5.1.2.1. Limites de fonctionnement du convertisseur MLI1

L'obtention de rendement maximal de l'aérogénérateur étudié est conditionnée par le pouvoir de fournir le courant nominal propre à chaque charge. Néanmoins, le convertisseur MLI₁ obéit à certaines limites dues aux points suivants [41]:

- 1- limite maximale de courant: Cette limite dépend du courant nominal de la génératrice, et le courant admissible du convertisseur MLI₁.
- 2- limite maximale de tension: Les courants direct et en quadrature demandés nécessitent une certaine tension d'armature [41].

Les limites des composantes directes et en quadrature du courant peuvent être donc exprimé en fonction de la tension maximale admissible du convertisseur MLI₁. La tension maximale du convertisseur U_{1lim} dépend de la tension du bus continu U_{dc} et l'index de modulation.

En négligeant dans (III-7) R_s , les limites des composantes direct et en quadrature peuvent être données par l'expression suivante [41]:

$$I_{sq}^2 + \left(\frac{E}{X_s} - I_{sd} \right)^2 = \left(\frac{U_{1lim}}{X_s} \right)^2 \quad (IV-47)$$

E: la force électromotrice de la génératrice.

X_s : la réactance de la génératrice.

IV.5.2. Contrôle de la liaison au réseau

IV.5.2.1. Contrôle du convertisseur de puissance

L'ensemble de production d'énergie est connecté au réseau triphasé via un convertisseur MLI₂ et un transformateur, entre lesquels s'insère un filtre triphasé.

Le rôle du convertisseur MLI₂ est de maintenir la tension du bus continu constante quel que soit l'amplitude et le sens de la puissance, en générant le courant de charge nécessaire au condensateur notamment dans la phase de démarrage par le contrôle des courants transités par le réseau via le filtre [15], [39].

Un contrôle vectoriel dans le repère de Park des courants a été réalisé en utilisant un repère synchronisé avec les tensions du réseau.

Le convertisseur est commandé de manière à imposer des références aux tensions simples à partir de la mesure de la tension du bus continu selon la relation inverse du modèle continu équivalent du convertisseur donné précédemment par les équations (IV-6), et (IV-7)

$$\begin{cases} u_{dw-res-ref} = v_{md-ref} \cdot \frac{2}{u} \\ u_{qw-res-ref} = v_{mq-ref} \cdot \frac{2}{u} \end{cases} \quad (IV-48)$$

Par le réglage de ces deux tensions simples de référence, les composantes de Park des Courants i_{td-ref} et i_{tq-ref} sont régulées à l'aide d'un correcteur Proportionnel - Intégral.

IV.5.2.2. Contrôle des courants envoyés au réseau

Les équations (IV-21), et (IV-22) présentent un couplage causé par les deux derniers termes de tensions de compensation, ce qui rend difficile de contrôler les deux courants indépendamment. Ce problème a été observé dans le contrôle de la génératrice, et sera appliqué dans ce cas. Pour avoir les courants désirés, les tensions de compensation sont considérées comme des grandeurs de perturbation, et les tensions de référence peuvent être écrites sous la forme :

$$\Delta v_d^* = \Delta v_d - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{tq} \quad (IV-49)$$

$$\Delta v_q^* = \Delta v_q - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{td} \quad (IV-50)$$

Avec :

$$\Delta v_d = R_t \cdot i_{td} + L_t \cdot \frac{di_{td}}{dt} \tag{IV-51}$$

$$\Delta v_q = R_t \cdot i_{tq} + L_t \cdot \frac{di_{tq}}{dt} \tag{IV-52}$$

En appliquant la transformée de Laplace sur les équations (IV-51) et (IV-52), on fait apparaître deux fonction de transfert identiques:

$$F(p) = \frac{i_{td}(p)}{\Delta v_d(p)} = \frac{1}{R_t + L_t \cdot p} \tag{IV-53}$$

$$F(p) = \frac{i_{tq}(p)}{\Delta v_q(p)} = \frac{1}{R_t + L_t \cdot p} \tag{IV-54}$$

La figure (IV-14) représente le schéma bloc du dispositif de contrôle des courants transités par le réseau dans le repère de Park.

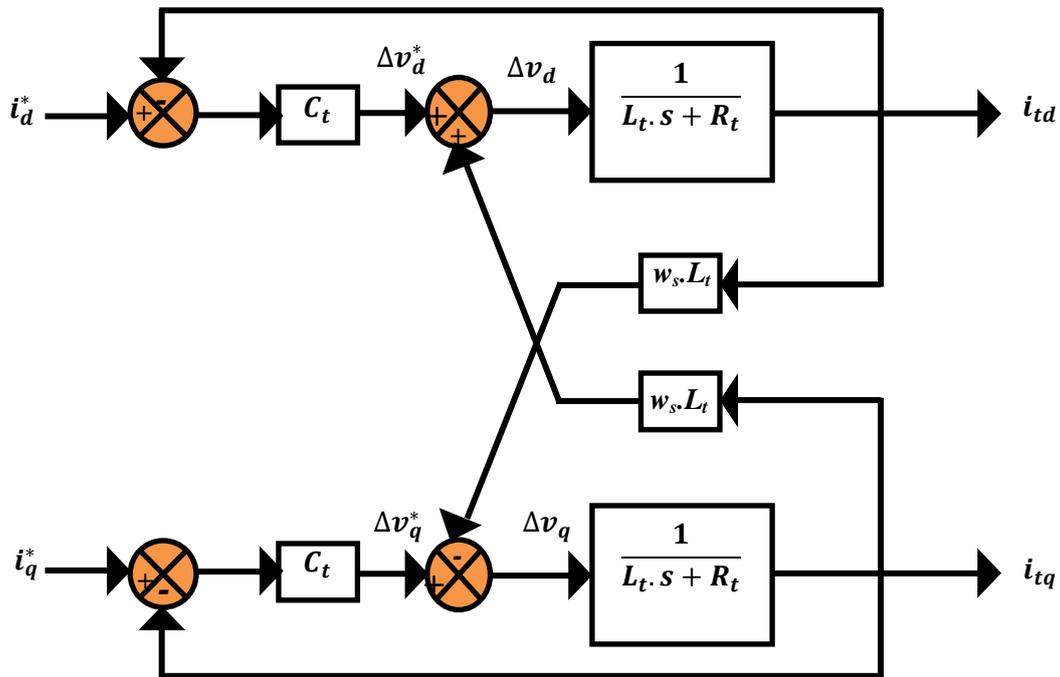


Figure IV - 14: Schéma bloc du contrôle des courants transités par le réseau dans le repère de Park [1], [36].

IV.5.2.3. Régulation des puissances

Les puissances active et réactive transitées par le réseau sont données dans le modèle de Park par les relations suivantes [34]:

$$P = v_{pd} \cdot i_{td} + v_{pq} \cdot i_{tq} \tag{IV-55}$$

$$Q = v_{pq} \cdot i_{td} - v_{pd} \cdot i_{tq} \tag{IV-56}$$

Par inversion de ces relations, il est possible d'imposer des références pour la puissance active P_{ref} et réactive Q_{ref} en imposant les courants de références suivants :

$$i_{td-ref} = \frac{P_{ref} \cdot v_{pd-mes} + Q_{ref} \cdot v_{pq-mes}}{v_{pd-mes}^2 + v_{pq-mes}^2} \tag{IV-57}$$

$$i_{tq-ref} = \frac{P_{ref} \cdot v_{pq-mes} - Q_{ref} \cdot v_{pd-mes}}{v_{pd-mes}^2 + v_{pq-mes}^2} \quad (IV-58)$$

Le système de commande doit répondre aux objectifs suivants:

- assurer un contrôle indépendant des puissances active et réactive circulant entre le convertisseur et le réseau.
- Maintenir une tension constante du bus continu.
- Avoir des courants sinusoïdaux au primaire du transformateur d'amplitude et fréquence définis.

IV.5.2.4. Régulation du bus continu par réglage du transit de puissance active

IV.5.2.4.1. Modélisation des transits de puissance de la liaison au réseau

Le bilan de puissances transitées au réseau est composé de:

P_{dc-mac} : La puissance active transitée par le convertisseur MLI₁ au bus continu exprimé par:

$$P_{dc-mac} = u_{cap} \cdot i_{m-mac} \quad (IV-59)$$

$P_{condens}$: Puissance emmagasinée dans le condensateur.

$P_{pertes-condens}$: Pertes dissipées au sein du bus continu.

$P_{pertes-convert}$: Pertes du convertisseur MLI₂.

$P_{pertes-filtre}$: Pertes dissipées par effet Joule dans le filtre, données par:

$$P_{pertes-filtre} = R_t \cdot i_{td}^2 + R_t \cdot i_{tq}^2 \quad (IV-60)$$

P_{dc-res} et P_{ac-res} : Puissances transitées par le condensateur et le convertisseur MLI₂.

Ces puissances sont représentées sur la figure (IV-15) avec:

$$P_{dc-res} = P_{dc-mac} - P_{condens} - P_{pertes-condens} \quad (IV-61)$$

$$P_{ac-res} = P_{dc-res} - P_{pertes-convert} \quad (IV-62)$$

$$P = P_{ac-res} - P_{pertes-filtre} \quad (IV-63)$$

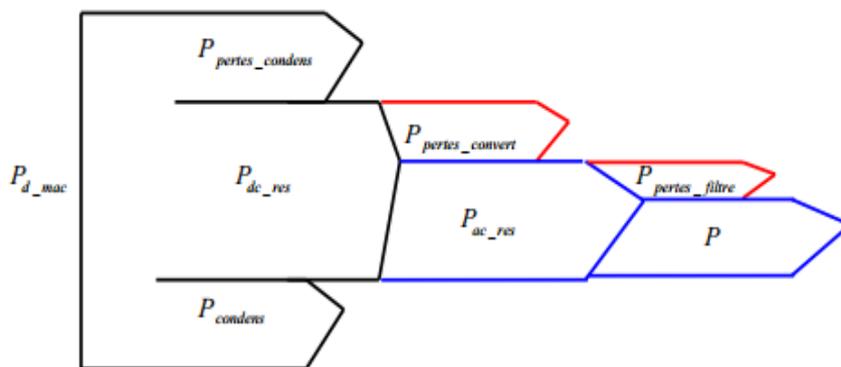


Figure IV - 15: schéma représentatif du transit de puissance [36].

IV.5.2.4.2. Contrôle des transits de puissance de la liaison au réseau

A partir du diagramme de puissance de la figure (IV-15), et selon le principe de l'équilibre de puissance; la puissance emmagasinée dans le condensateur et les pertes de Joule varient en fonction

de la puissance transitée au réseau. En effet, toute réduction de la puissance transitée conduit à une diminution des pertes Joule et une augmentation de la puissance emmagasinée dans le condensateur, et toute augmentation de la puissance transitée au réseau conduit à une augmentation des pertes Joule et une diminution de la puissance emmagasinée dans le condensateur [42], [15].

Il est donc possible de contrôler la puissance emmagasinée dans le condensateur et donc la tension du bus continu.

En négligeant les pertes dans le condensateur, dans le convertisseur et dans le filtre devant la puissance transitée au réseau, il suffit de connaître la puissance disponible issue du redresseur P_{dc-mac} donnée par l'expression (IV-59), et la puissance à stocker dans le condensateur $P_{cond-ref}$ pour déterminer la puissance de référence nécessaire.

La référence de la puissance stockée dans le condensateur varie donc en fonction de la référence du courant capacitif selon l'expression:

$$P_{cond-ref} = u_{cap} \cdot i_{c-ref} \quad (IV-64)$$

Les relations d'estimation abouties ainsi sont:

$$P_{dc-res-ref} = P_{dc-mac} - P_{condens-ref} \quad (IV-65)$$

$$P_{ac-res-ref} = P_{dc-res-ref} \quad (IV-66)$$

$$P_{ref} = P_{ac-res-ref} \quad (IV-67)$$

Ainsi en régulant le transit de puissance on arrive à imposer le courant du bus continu.

IV.5.2.4.3. Régulation du bus continu

La régulation du bus continu a pour objectif de maintenir une tension constante du bus continu. Cette régulation est assurée par une boucle de régulation externe avec correcteur Proportionnel Intégral permettant de générer un courant de référence I_{c-ref} . Selon les expressions et les hypothèses portées sur les pertes, on peut représenter le dispositif de contrôle du bus continu pour la régulation de tension et la génération de la puissance de référence [1].

La figure (IV-16) représente un schéma global de commande de la chaîne de conversion éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents.

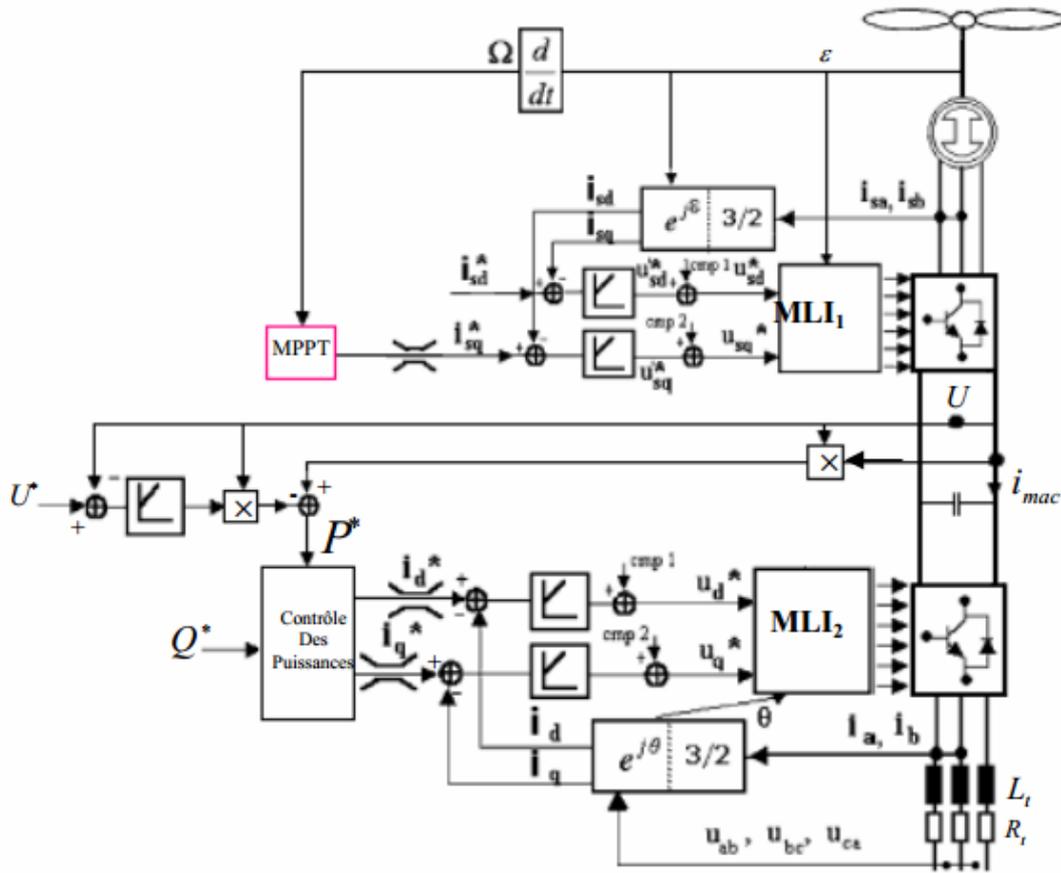


Figure IV - 16: Schéma global de commande de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents [1].

IV.5.3. Compatibilité de la structure proposée vis-à-vis de la tension du bus continu

La tension de bus continu doit respecter certaines conditions selon la capacité des convertisseurs utilisés pour assurer le pilotage de la génératrice à vitesse maximale en fonction de la plage de vent exploitable d'une part, et aboutir le maximum de puissance transitée au réseau de l'autre part [15], [27],[9]. Dans ce paragraphe, différentes limitations sont étudiés pour déterminer les conditions de commandabilité des convertisseurs MLI.

IV.5.3.1. Limites de fonctionnement coté génératrice - convertisseur MLI1

Le redresseur MLI₁ étant de nature survolteur, son bus continu doit être de tension suffisamment haute pour assurer le pilotage de la génératrice à vitesse (Fem) maximale. L'association machine synchrone – redresseur MLI à six interrupteurs – batterie, doit satisfaire un niveau de tension du bus continu suffisamment élevé pour que la commande de la machine puisse être réalisée. Dans le cas des fortes valeurs de la vitesse du vent, la tension aux bornes de la génératrice devient élevée selon la vitesse de rotation comme l'indique l'équation (IV-68) [1], [9].

$$E_{ab}^{\max} = \sqrt{3} \cdot P \cdot \Omega \cdot \Psi_f \tag{IV-68}$$

La condition de commandabilité du redresseur définie par la relation (IV-69), impose le minimum de la tension du côté du bus continu en fonction de la tension composée maximale aux bornes de la machine [9].

$$U_{\text{cap}} \geq E_{\text{ab}}^{\text{max}} \quad (\text{IV-69})$$

Alors :

$$U_{\text{cap}} \geq \sqrt{3} \cdot P \cdot \Omega \cdot \Psi_f \quad (\text{IV-70})$$

En supposant que le système travaille au point optimal, alors la vitesse optimale de rotation en fonction de la vitesse du vent est définie par l'équation (II-28). La tension minimale du bus continu peut, ainsi déterminée en fonction de la vitesse du vent :

$$U_{\text{cap}} \geq \sqrt{3} \cdot P \cdot \Psi_f \cdot \frac{\lambda_{\text{opt}}}{R} \cdot V_v \quad (\text{IV-71})$$

Cette tension qui fait l'hypothèse d'un fonctionnement à l'optimum ($\lambda = \lambda_{\text{opt}}$), doit être dimensionnée au-delà de cette valeur calculée pour avoir une marge de manœuvre dans le cas de dépassements temporaires de la vitesse du vent, et pour tenir compte des chutes de tension dans les interrupteurs du convertisseur.

IV.5.3.2. Limites de fonctionnement coté convertisseur MLI2 – réseau.

IV.5.3.2.1. Limitation du bus continu.

La figure (IV-17) représente un modèle équivalent monophasé de la liaison onduleur réseau.

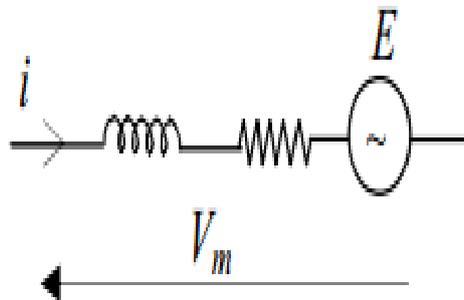


Figure IV - 17: schéma monophasé de la liaison réseau [39].

E: la valeur crête de la tension du réseau.

V_m : la valeur crête du fondamental de la tension modulée par l'onduleur.

I: le courant traversant la ligne.

La figure (IV-18) représente le diagramme vectoriel de la liaison réseau pour les deux cas :

(a) Facteur de puissance unitaire.

(b) Facteur de puissance différent de 1.

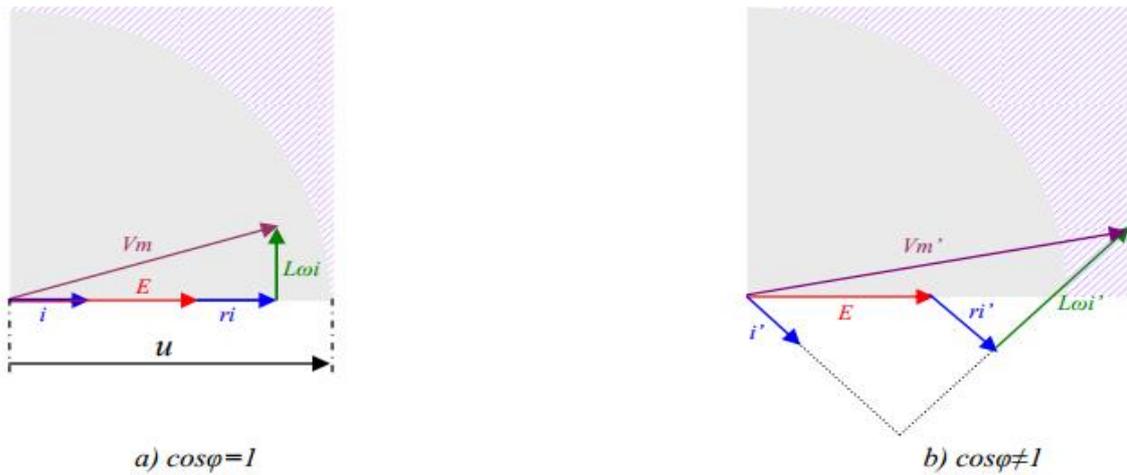


Figure IV - 18: Diagramme vectoriel de la liaison réseau en valeur crête [39].

Le diagramme vectoriel (a) permet d'écrire :

$$(E + ri)^2 + (Lwi)^2 = V_m^2 \tag{IV-72}$$

Un fonctionnement à facteur de puissance unitaire est possible si : $V_m < u$.

C'est-à-dire pour une valeur efficace du courant telle que :

$$i^2 < \frac{1}{r^2 + (L \cdot \omega_s)^2} \cdot (u^2 - E^2) \tag{IV-73}$$

Compte tenu de l'importance du courant traversant la ligne, c'est-à-dire la puissance demandée au réseau, on détermine la valeur du bus continu nécessaire pour transiter cette puissance.

IV.5.3.2.2. Calcul de la tension du bus continu

Pour déterminer la valeur de la tension du bus continu nécessaire pour transiter une puissance donnée, on utilise un schéma équivalent monophasé simplifié de la liaison entre le bus continu, l'onduleur et le réseau (en négligeant la résistance du filtre d'entrée). Pour cela, l'onduleur et le réseau sont considérés comme des sources de tension monophasées [10].

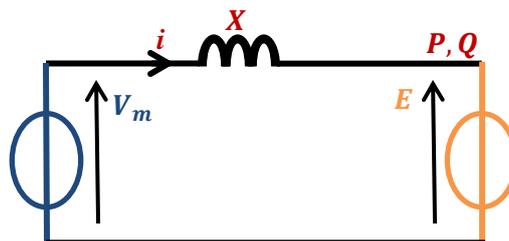


Figure IV - 19: Le schéma monophasé simplifié de la liaison réseau.

V_m : est la valeur efficace du fondamental de la tension modulée par l'onduleur.

E : est la valeur efficace de la tension simple à l'entrée du transformateur.

X : est l'impédance monophasée de la self de lissage.

On a représenté sur la figure (IV-20) le diagramme vectoriel correspondant.

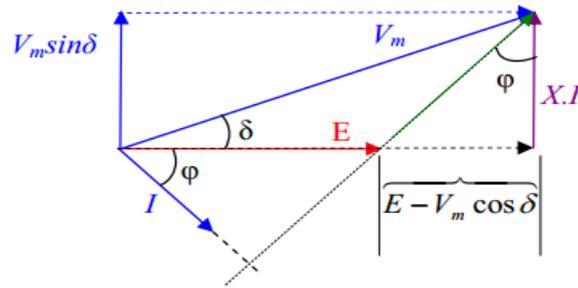


Figure IV - 20: Diagramme vectoriel des grandeurs électriques en valeurs crêtes [1], [10].

Les puissances active et réactive envoyées sur le réseau au primaire du transformateur s'écrivent :

$$P = 3. E. I. \cos \varphi \tag{IV-74}$$

$$Q = 3. E. I. \sin \varphi \tag{IV-75}$$

Ces puissances peuvent être exprimées en fonction de E, V_m, X, et δ comme suit:

$$P = \frac{3.E.V_m.\sin \delta}{X} \tag{IV-76}$$

$$Q = \frac{3.E.(E-V_m.\cos \delta)}{X} \tag{IV-77}$$

Pour l'application considérée, la vitesse de la machine est asservie de manière à obtenir un maximum de puissance extraite du vent. On définit le paramètre r, appelé taux de modulation, qui permet de caractériser la valeur efficace du fondamental de la tension modulée par l'onduleur [42]:

$$V_m = \frac{r.u_{cap}}{2.\sqrt{2}} \tag{IV-78}$$

Pour dimensionner la tension du bus continu u_{cap}, on introduit le paramètre α [27] :

$$u_{cap} = \alpha. E. 2. \sqrt{2} \tag{IV-79}$$

De (4-78) et (4-79), on a :

$$V_m = r. \alpha. E \tag{IV-80}$$

Les puissances sont alors exprimées par les expressions suivantes [27] :

$$P = \frac{3.E^2.r.\alpha.\sin \delta}{X} \tag{IV-81}$$

$$Q = \frac{3.E^2.(1-r.\alpha.\cos \delta)}{X} \tag{IV-82}$$

Or, pour le fonctionnement souhaité à puissance réactive nulle, on obtient à partir de Q=0

$$r. \alpha. \cos \delta = 1 \tag{IV-83}$$

La puissance active est alors donnée par [27] :

$$P = \frac{3.E^2.\sqrt{r^2.\alpha^2-1}}{X} \tag{IV-84}$$

Afin de transmettre le maximum de puissance au réseau, le taux de modulation est unitaire.

La relation (IV-84) devient donc:

$$r = 1 \Rightarrow |P| = \frac{3.E^2.\sqrt{\alpha^2-1}}{X} \quad (\text{IV-85})$$

Connaissant la puissance maximale fournie par l'aérogénérateur, on peut déterminer le paramètre α . A partir de ce paramètre et de la valeur efficace de la tension du réseau, on fixe la valeur de la tension du bus continu correspondante en utilisant l'équation (IV-79).

IV.6. Résultats de simulation

Le coefficient de puissance C_p de la turbine utilisée au cours de cette simulation est représenté en fonction de λ sur la figure (IV-21).

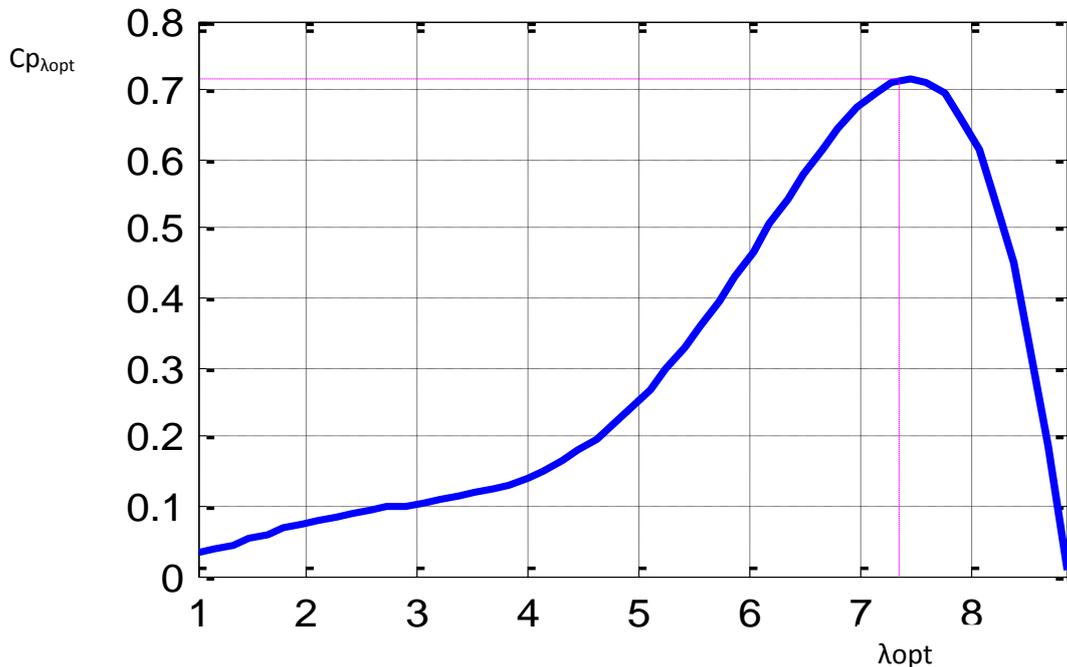


Figure IV - 21: caractéristiques $C_p=f(\lambda)$.

Au regard de la figure (IV-21), il est clair que le coefficient de puissance prenne sa valeur maximale quand $\lambda=7,5$. Cette valeur est supérieure à la limite de BETZ à cause de l'approximation polynomiale des caractéristiques de l'éolienne étudiée [38].

La figure (IV-22) représente un schéma bloc global sous Matlab-Simulink de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne proposée pour prédire ces performances.

Les différents paramètres utilisés dans la simulation sont donnés dans l'annexe B.

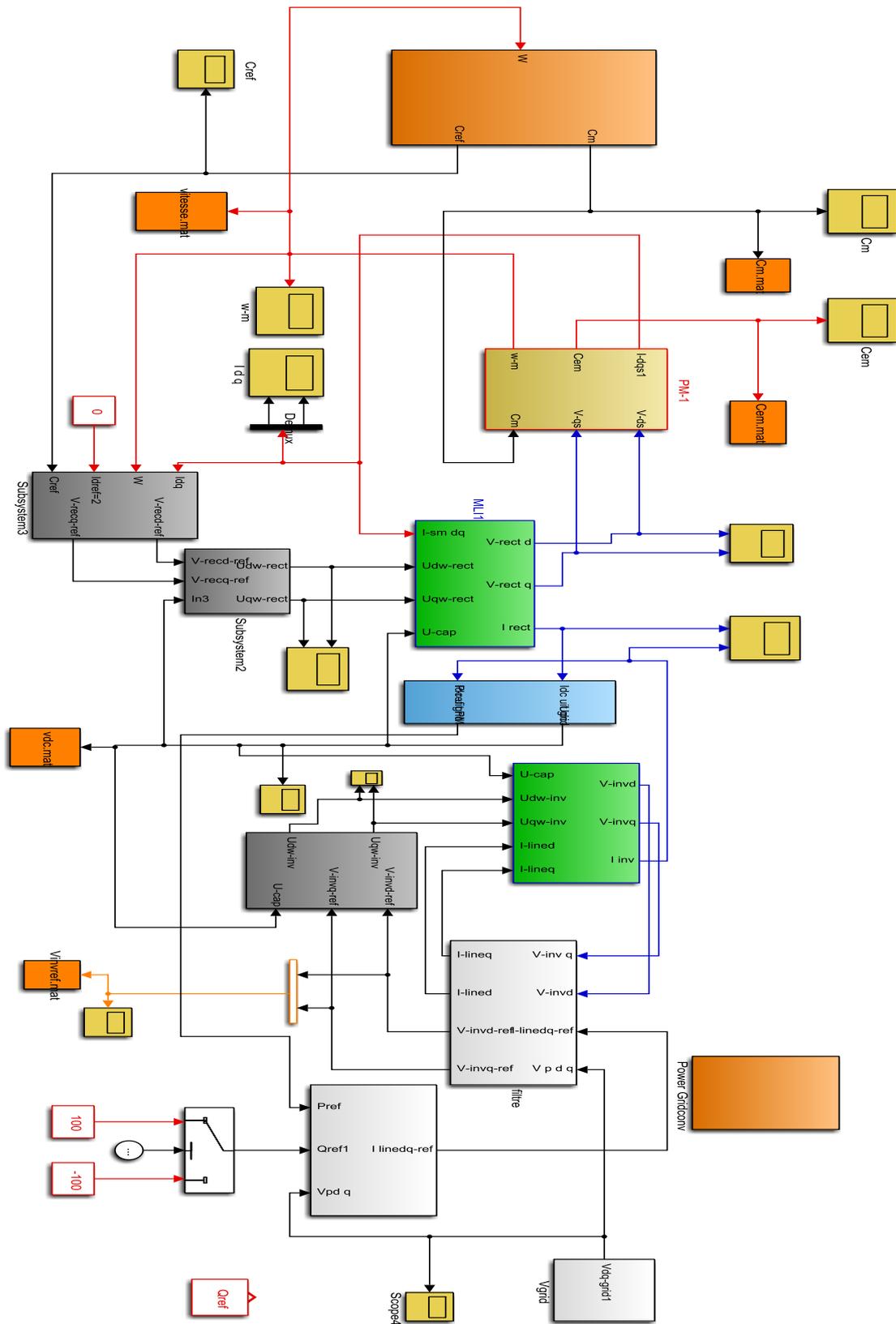


Figure IV-22 : Schéma bloc sous « Matlab-Simulink » de la chaîne de conversion éolienne proposée.

Les résultats de simulation sont obtenus pour des vitesses de vent de 6m/s et 8m/s (figure IV-22).

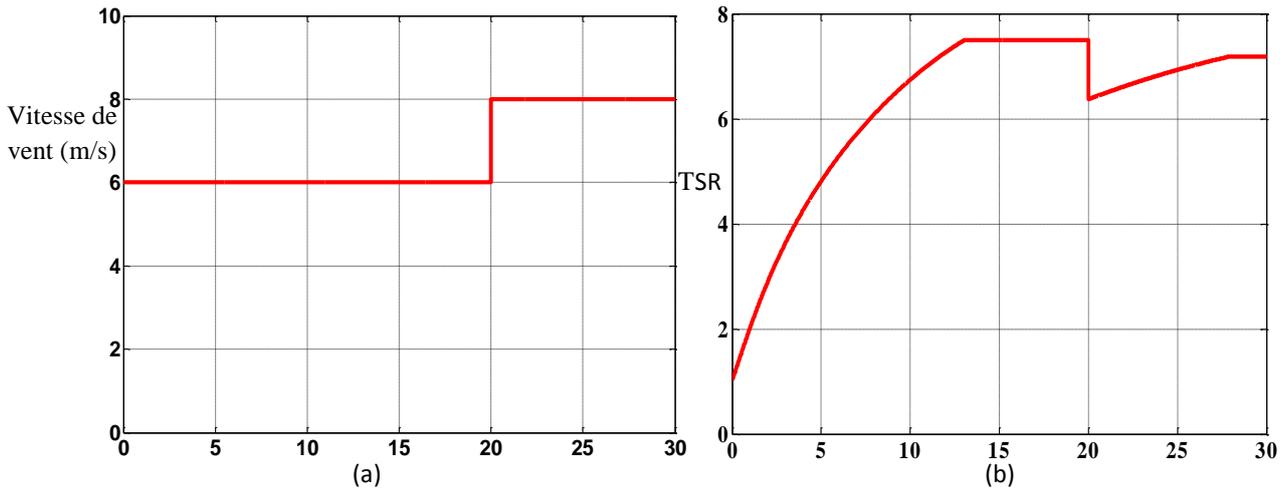
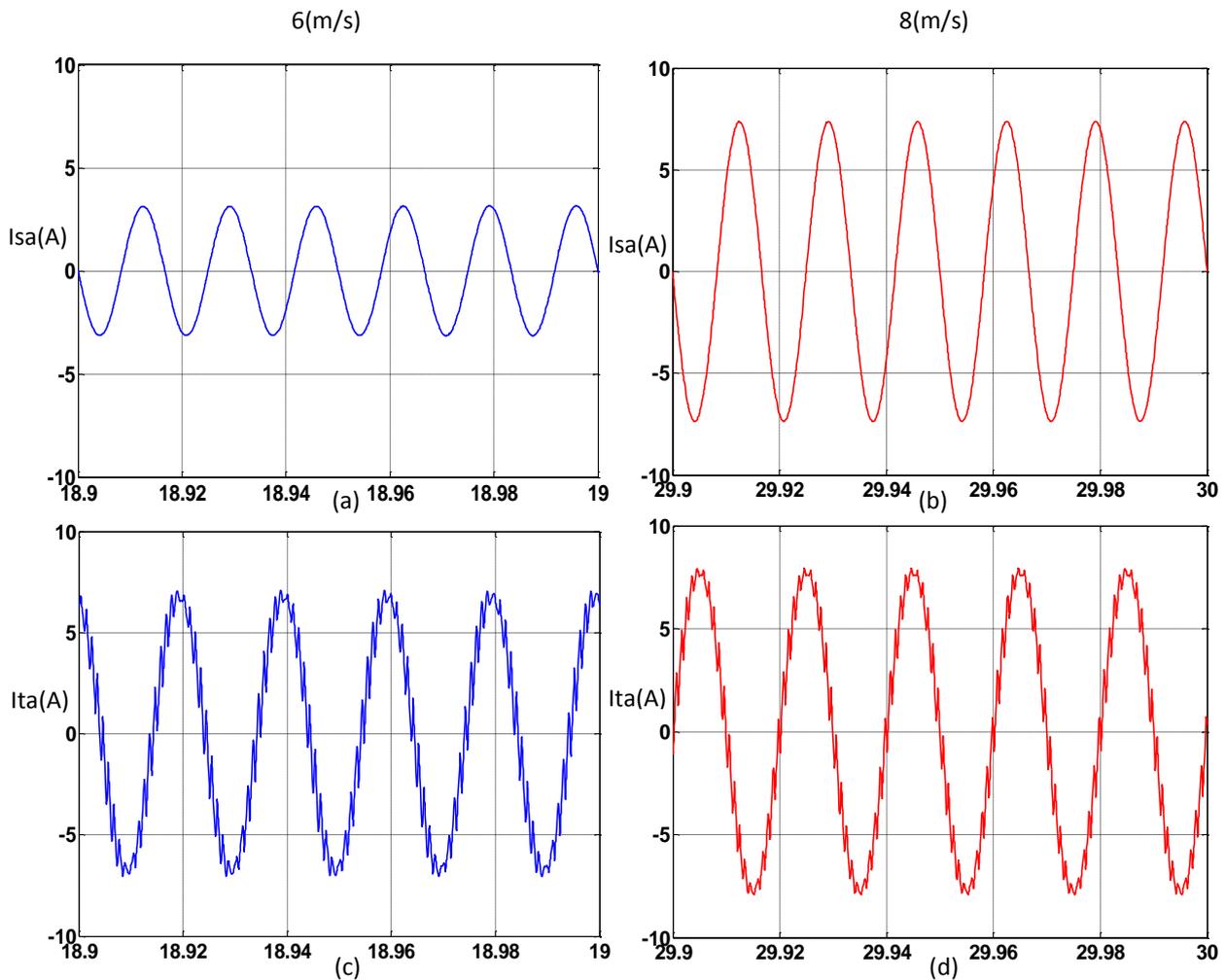


Figure IV - 23: Variations de la vitesse spécifique en fonction de la vitesse de vent.

La figure (IV-23-b) illustre les variations de la vitesse spécifique (T.S.R) pour une vitesse de vent qui varie de 6m/s à 8m/s à l’instant t=20(s) selon un échelon. Il est clair que la vitesse spécifique se stabilise à une valeur de 7.5 ce qui maintient une valeur optimale pour le coefficient de puissance (figure IV-21), compte tenu que la vitesse initiale de la turbine est 20(rd/s).



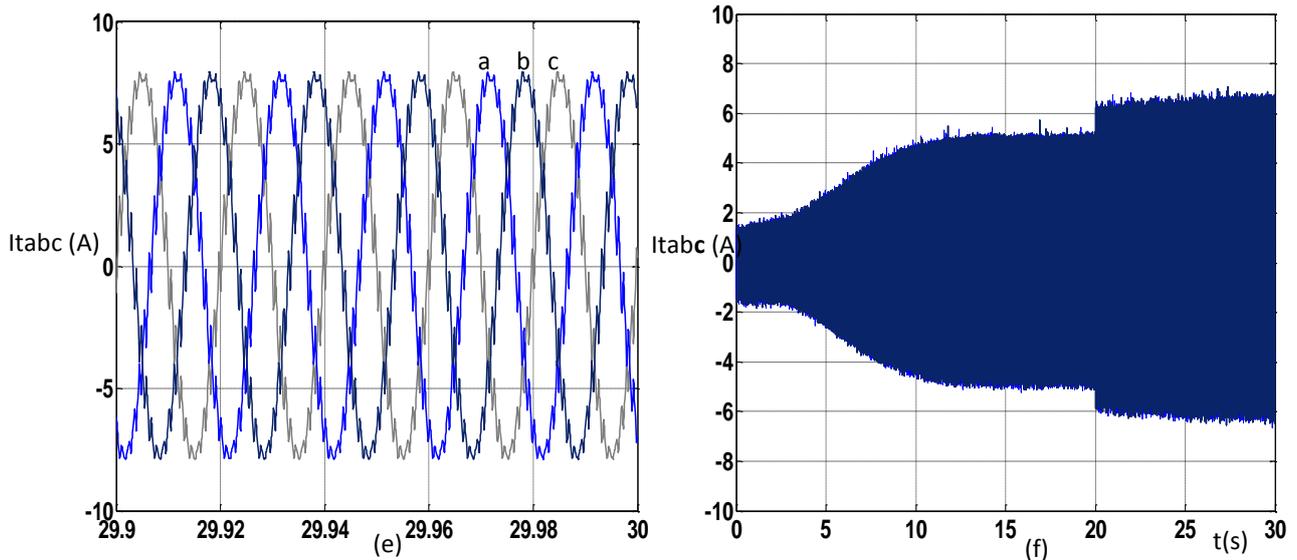


Figure IV - 24: Allures des courants pour les deux vitesses de vents en modélisant les convertisseurs MLI comme étant des interrupteurs idéaux.

Les figures (IV-24(a)) et (IV-24(c)) représentent respectivement le courant I_{sa} de la phase (a) entrée redresseur MLI₁ et le courant I_{ta} de la phase (a) sortie onduleur MLI₂, pour une vitesse de vent de 6m/s. Pour une vitesse de vent de 8m/s, le courant de la même phase du redresseur MLI₁ est représenté sur la figure (IV-24(b)), tandis que la figure (IV-24(d)) représente le courant I_{ta} de la phase (a).

Les trois phases de courant sortie onduleur MLI₂ sont illustrés sur la figure (IV-24(e)) sur une période de 0.1(s), et sur la figure (IV-24(f)) sur toute l'intervalle de simulation.

A partir des figures précédentes, on peut observer l'influence de la vitesse du vent, et par suite l'énergie cinétique du vent sur les amplitudes de courants. Avec l'augmentation de la vitesse du vent, les valeurs de courants deviennent plus importantes, que ce soit, du côté génératrice, ou côté réseau.

La figure (IV-25) représente les résultats de simulation dans le modèle équivalent continu.

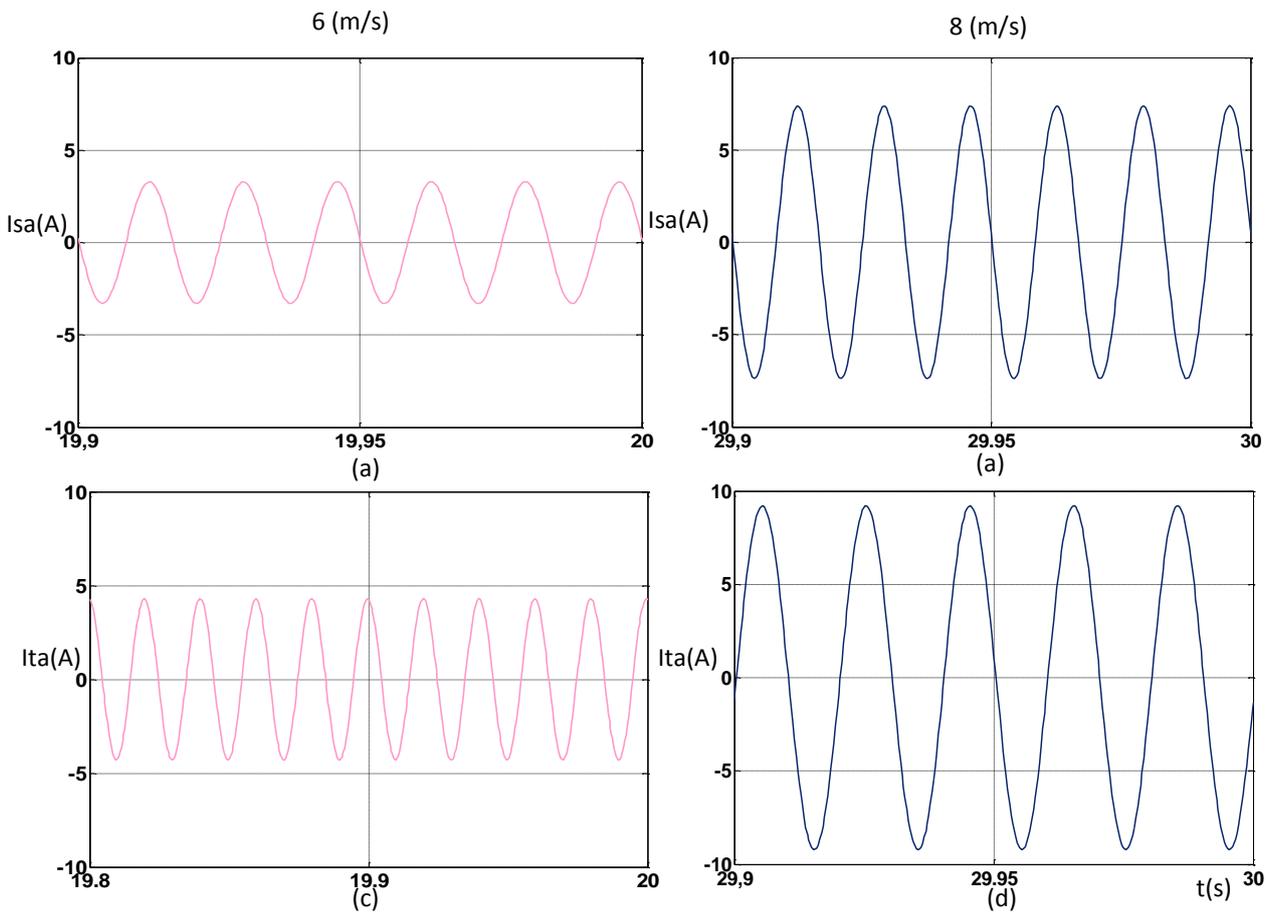
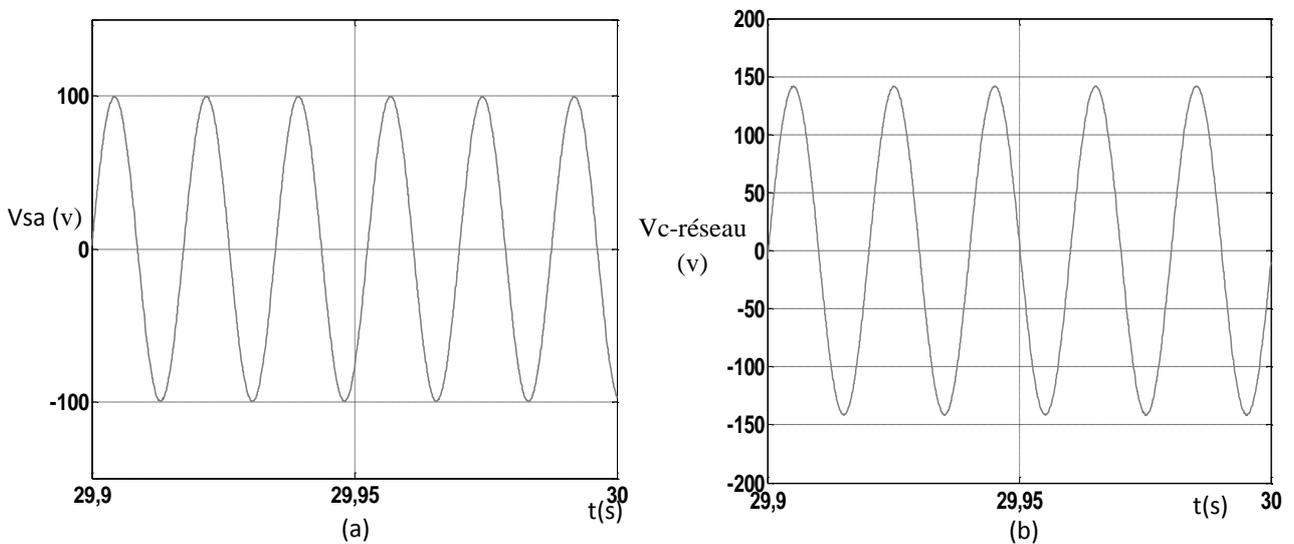


Figure IV - 25: Allures des courants pour les deux vitesses de vents en utilisant un modèle équivalent continu.

Les figures (IV-26(a)) et (IV-26(c)) représentent les tensions de la génératrice synchrone respectivement pour les vitesses de vent de 6m/s et 8m/s sur la période allant de 29.9(s) à 30(s) pour les deux cas. La figure (IV-26(b)) représente la tension du réseau. Il est clair que l'amplitude de la tension devienne plus importante avec l'augmentation de la vitesse de vent.



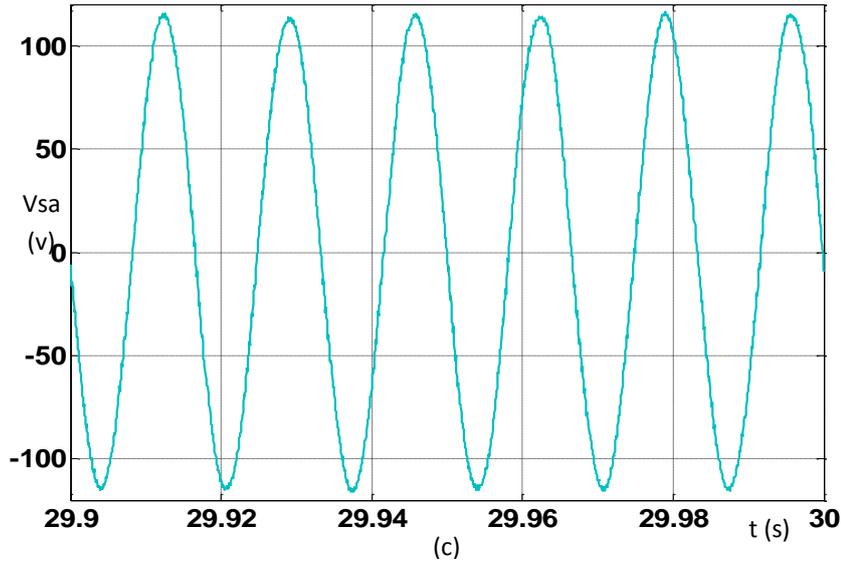


Figure IV - 26: Allures des tensions pour les deux vitesses de vents.

La méthode utilisée pour optimiser la puissance extraite du vent est validée par les résultats de simulation illustrés sur la figure (IV-27). Il est clair que la puissance fournie au réseau avec optimisation est plus importante que celle fournie sans optimisation, notamment dans le cas où la vitesse de vent est insuffisante. La figure (IV-27), justifie une autre fois les variations constatées précédemment sur la tension et le courant. De cet effet, la puissance fournie est devenue plus importante avec la vitesse de vent de 8m/s.

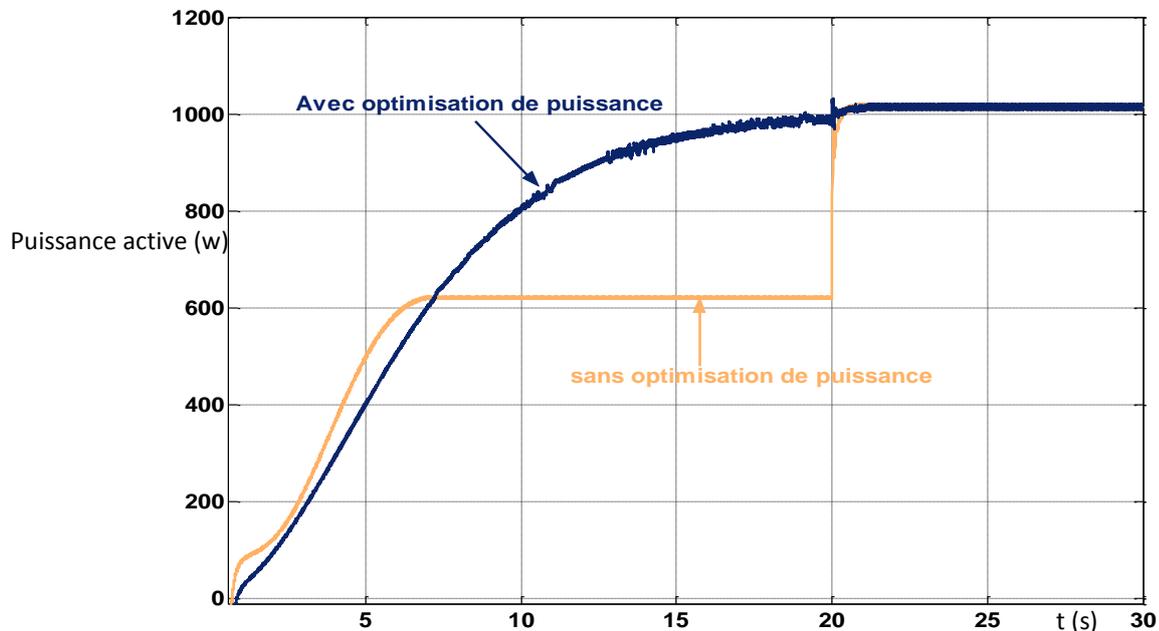


Figure IV - 27: Puissance électrique avec et sans optimisation de puissance.

La figure (IV-28) représente la tension du bus continu qui est maintenue constante à 400(V). Dès la mise en charge du condensateur, il subit des variations autour de 400(V) causées par le courant transitoire de charge, de fait que le condensateur est préalablement chargé à 400(V).

Une légère variation constatée à l'instant 20(s) causée par la variation brusque du courant de la génératrice, et par conséquent, le courant débité par le redresseur MLI₁.

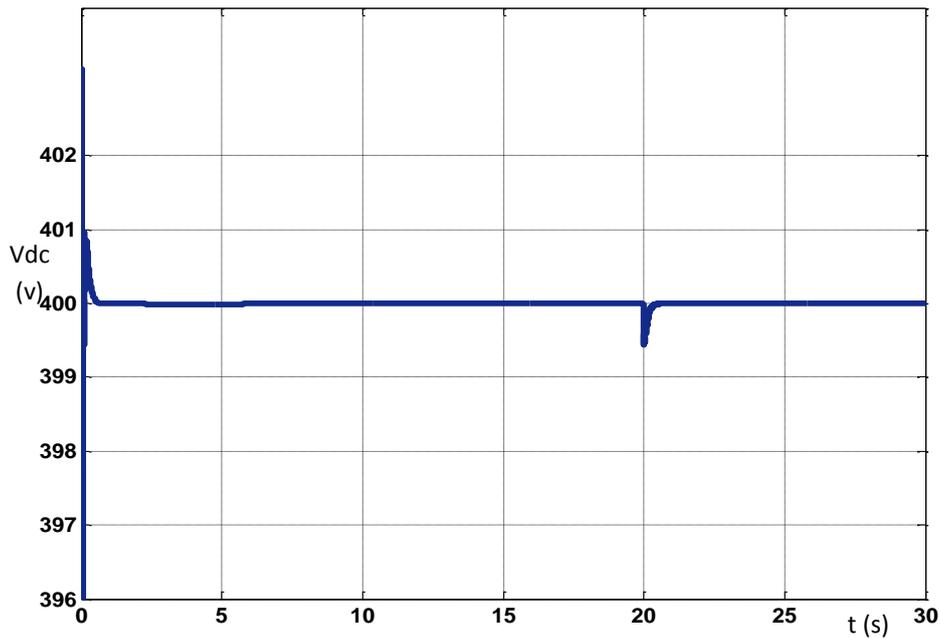


Figure IV - 28: Tension du bus continu.

Les performances de la stratégie de contrôle de la puissance réactive sont validées par les résultats obtenus (figure IV-29). En choisissant une référence de -100(VAR) avant l'instant 20(s), et une référence de 100(VAR) après, la puissance réactive est obtenue sans fluctuations significatives de la tension du bus continu.

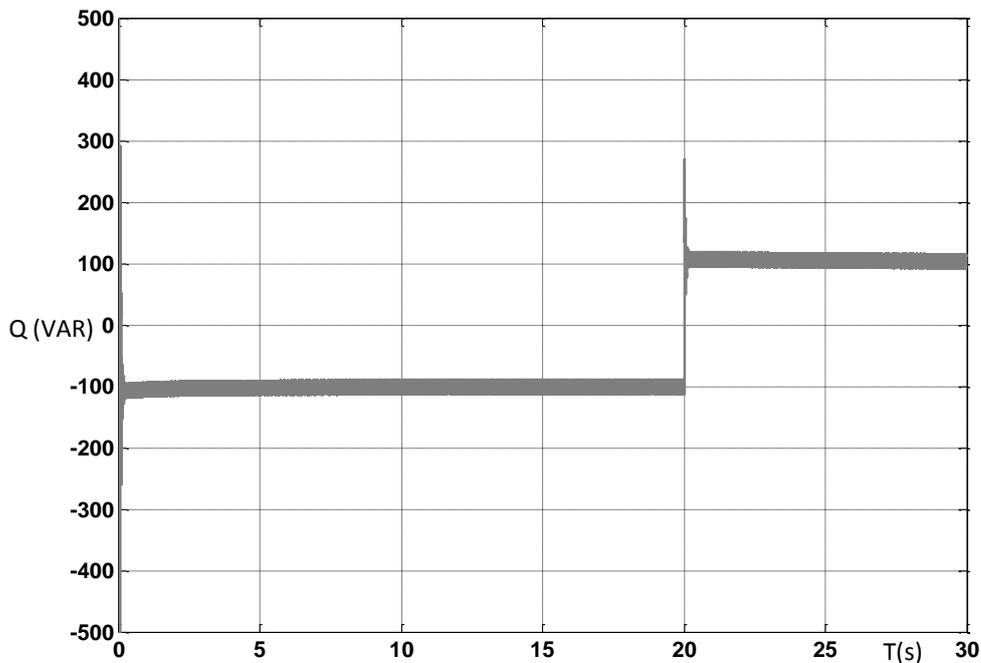


Figure IV - 29: Puissance réactive.

IV.7. Conclusion.

Dans ce chapitre nous avons assemblé les différentes parties de la chaîne de conversion éolienne, la turbine et le système électrique pour la connexion au réseau.

Nous avons décrit le contrôle vectoriel au niveau de la génératrice le contrôle du transit de puissance vers le réseau, le contrôle du bus continu et le contrôle des courants transités au réseau.

Le système global est simulé pour deux vitesses différentes de vent. Les résultats de simulation ont montré la possibilité d'extraire le maximum de puissance du vent, de réguler la tension du bus continu, et de contrôler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau.

CONCLUSION GENERAL

Conclusion général

Conclusion générale

L'objectif de ce travail est de modéliser les différents composants d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables, et de concevoir une stratégie de commande permettant de maximiser le rendement aérodynamique, et de contrôler la puissance transmise au réseau.

Dans le but de comprendre le principe de régulation de la vitesse mécanique, une étude aérodynamique de la pale a été faite. Un état de l'art a été présenté des différentes Configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. Parmi les topologies citées, le choix a été porté sur l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables avec redresseur et onduleur commandés par MLI.

Après avoir déduit les caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine, les différentes zones de fonctionnement et les stratégies de contrôle utilisées ont été présentées.

La zone particulière, où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée a été détaillée.

La simulation de la turbine éolienne a été faite par trois modes de régulation, le premier a été conçu sans asservissements de vitesse, tandis que les deux autres ont été conçus avec deux régulateurs différents.

Les résultats de simulation ont montré leur caractéristique.

Le modèle de la GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide, avec charge séparée, ou encore connectée à une source de tension.

Enfin, une modélisation a été élaborée des différents éléments de la chaîne éolienne selon une structure de conversion d'énergie choisie constituée d'une machine synchrone à aimants permanents, pilotée par le stator par un convertisseur contrôlé par MLI, un bus continu placé en aval de ce convertisseur, garde par un control adéquat une tension constante. La liaison au réseau est ensuite réalisée par un autre convertisseur contrôlé par MLI, un filtre de lissage placé avant le réseau. Un modèle continu équivalent du système complet, a été développé dans le but d'analyser son comportement dynamique. Compte tenu de la complexité du système étudié, deux dispositifs de commande, complètement séparés ont été développés. Le premier dispositif est basé sur la commande vectorielle de la génératrice pour pouvoir extraire la puissance maximale du vent, alors que le deuxième est consacré au contrôle de la liaison au réseau, avec la régulation du bus continu.

Les résultats de simulation pour deux vitesses différentes de vent ont permis d'envisager les objectifs fixés par ces stratégies de commande. A cet effet, il est possible d'examiner la validité de l'algorithme d'optimisation de puissance sur les courbes de la puissance active et de la vitesse spécifique qui est maintenue à la valeur optimale en régime stable, et d'observer l'influence de la vitesse du vent sur le courant, la tension, et la puissance, qui deviennent plus importants avec l'augmentation de la vitesse du vent.

Conclusion général

Les performances des stratégies de régulation du bus continu et de contrôle de la puissance réactive ont été mises en évidence à travers les résultats de simulation obtenus.

Suite aux travaux réalisés, on peut proposer quelques perspectives qui peuvent améliorer les performances de la chaîne de conversion proposée :

- Réduire les hypothèses simplificatrices de la turbine
- Intégration des pertes négligées dans cette étude.
- Développement d'un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse
- Adaptation du modèle développé et stratégies de contrôle sur des aérogénérateurs de puissances plus importantes.
- Réalisation sur site de la stratégie de contrôle proposée.

ANNEXES

REFERENCES