

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Université Abderrahmane Mira-Bejaia

Faculté de Technologie

Département d'Électrotechnique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en

Électrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème

Réglage De La Fréquence D'un Réseau
Électrique Intégrant Des Générateurs Éoliens

Réalisé par :

Mr. REZZOUG Larbi

Mr. ISDDIKEN Massinissa

Encadré par :

Mr. BOUTEBEL Mohamed

Remerciements

Avant tout, nous remercions **DIEU** le tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Nous tenons à remercier nos parents ainsi que toutes nos familles pour leurs encouragements et leurs soutiens de tous les instants.

Nous tenons à remercier notre promoteur, Mr M.BOUTEBEL, pour avoir proposé et dirigé ce travail, pour son entières disponibilité, ces remarques constructives et son temps consacré aux corrections.

Nos remerciements vont également aux membres de jury d'avoir accepté de juger notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui
me sont chers.

À mes chers parents, qui se sont sacrifiés pour m'offrir un
climat idéal de travail et qui n'ont jamais cessé de me
témoigner leurs affections et de m'apporter leurs soutien
depuis
toujours, que le Bon Dieu les garde et les protège.

À tous mes chers amis
À toute la promotion 2015 d'Électrotechnique.

REZZOUG Larbi

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui
me sont chers.

À mes chers parents, qui se sont sacrifiés pour m'offrir un
climat idéal de travail et qui n'ont jamais cessé de me
témoigner leurs affections et de m'apporter leurs soutien
depuis
toujours, que le Bon Dieu les garde et les protège.

À mes très chers frères Naim et Yahia et À mes très chers
sœurs Sahila, kaissa et salima et ma grande famille.

À tous mes chers amis
À toute la promotion 2015 d'Électrotechnique.

Massinissa ISDDIKEN

SOMMAIRE

Introduction Générale

CHAPITRE I

REGLAGE DE LA FREQUENCE

Introduction :	1
I.1 Modélisation du système :.....	2
I.1.1 contrôleur automatique de la fréquence/ charge :.....	2
I.1.2 Le contrôle de vitesse :.....	2
I.1.3 Valve hydraulique :	3
I.2 Turbine :	4
I.2.1 Schéma globale du contrôleur automatique de la fréquence/charge	5
I.3 Modélisation des lignes :.....	9
I.4 Etude du cas de plusieurs régions interconnectées :	12
I.5 Modèle de régions interconnectées :	12
I.5.1 Modèle de deux régions interconnectées.....	12
I.5.2 Les équations d'états :	12
I.5.3 Schéma du modèle.....	13
I.6 Réglage de la fréquence	14
I.6.1 L'interconnexion des réseaux électriques :	14
I.6.2 La charge :	15
I.6.3 Fréquence :	15
I.6.4 Réglage de fréquence et Comportement dynamique du système électrique	15
I.6.5 Principe du réglage de fréquence et nécessité :	16
I.6.6 Causes des variations de fréquence	17
I.7 Adaptation de la production à la consommation :.....	19
I.7.1 Généralités	19

I.7.2 Réglage primaire :	20
I.7.2.1 Rôle du réglage primaire :.....	20
I.7.2.2 Principe du réglage primaire	21
I.7.3 Réglage secondaire	23
I.7.3.1 Rôle du réglage secondaire	23
I.7.3.2 Principe du réglage secondaire	25
I.7.4 Réglage tertiaire	26
I.8 Génération d'électricité.....	26
I.8.1Photovoltaïque	27
I.8.2 Production éolienne	28
Conclusion.....	28

CHAPITRE II

ENERGIE EOLIENNE

Introduction	29
II.1 Historique de l'éolien.....	29
II.2 Définition de l'énergie éolienne	30
II.3 Constitution d'un système éolien.....	30
II.4 Différents types d'éoliennes	31
II.4.1 Éoliennes à axe vertical.....	31
II.4.2 Éoliennes à axe horizontal.....	33
II.5 Principaux composants d'une éolienne.....	35
II.6 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique :.....	36
II.6.1 Loi de Betz	37
II.6.2 Rapport de vitesse	39
II.6.3 Coefficient de puissance	39
II.6.4 Coefficient de couple	41
II.6.5 les déférents modèles d'approximation des Cp :.....	41

II.6.6 Courbes caractéristiques.....	42
II.6.7 Production d'énergie mécanique.....	44
II.7 Technologies d'éoliennes.....	45
II.7.1 Les éoliennes à vitesse fixe	45
II.7.2 Les éoliennes à vitesse variable	46
II.7.2.1 Principe.....	46
II.7.2.2 Intérêt de la vitesse variable	46
II.8 Accouplement mécanique	47
II.8.1 Eolienne à attaque directe	47
II.8.2 Eolienne à attaque indirecte	48
II.9 Production d'électricité par éolienne	48
II.9.1 Eolienne autonome.....	49
II.9.2 Eoliennes raccordées au réseau	49
II.10- Stratégies de fonctionnement d'une éolienne.....	50
II.10.1- Bilan des forces sur une pale	50
II.10.2 Zones de fonction d'une turbine éolienne.....	51
II.10.2.1 Régulation de 'STALL' "Système à décrochage aérodynamique"	52
II.10.2.2 Régulation de 'PITCH' "Système d'orientation des pales"	52
II.11 Etat de l'art sur la conversion électromécanique.....	53
II.11.1Systèmes utilisant la machine asynchrone	53
II.11.1.1Machine asynchrone à cage d'écureuil connecté directement au réseau	53
II.11.1.2 Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance	55
II.11.1.3 Machine asynchrone à double stator	56
II.11.1.4 Machine asynchrone à double alimentation	56
II.11.2 Systèmes utilisant la machine synchrone	58
II.11.2.1 Générateur Synchrone à Rotor Bobiné	59

II.11.2.2 Générateur Synchrone à Aimants Permanents	59
II.12 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	60
II.12.1 Avantages de l'éolien	60
II.12.2 Inconvénients de l'éolienne.....	60
II.13 Avantage et inconvénient :.....	61
Conclusion	63

CHAPITRE III

MODELISATION DE LA MADA

Introduction	64
III.1 Modélisation de la turbine éolienne.....	64
III.1.2 Hypothèses simplificatrice pour la modélisation mécanique de la turbine.....	65
III.1.3 Modèle de la turbine	65
III.1.4 Modèle du multiplicateur.....	66
III.1.6 Courbe de coefficient de puissance C_p et puissance P	67
III.2 Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	68
III.3 Méthodes de recherche du point de puissance maximale.....	70
III.4 les déférentes Techniques de la MPPT :.....	71
III.4.1 La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio)	71
III.4.2 Contrôle de Couple optimal (OTC) :	73
III.4.3 MPPT avec la méthode PO (Perturbation et Observation)	74
III.5 modèle intégrant la MADA au réglage de la fréquence :	76
III.5.1 Modélisation du système d'orientation des pales	76
III.6 Modèle de la MADA	77
III.7 L'évaluation de l'énergie et la courbe de puissance	80
III.7.1 Les différentes caractéristiques courbes de la puissance :	81
III.7.2 Courbe de puissance polynomiale :	82

III.7.3 Courbe de puissance exponentielle :.....	82
III.7.4 Courbe de puissance cubique :.....	82
III.7.5 Approximative courbe de puissance cubique	83
Conclusion	83

CHAPITRE IV

RESULTATS DE SIMULATION

Introduction	84
IV.1 Résultats de simulation.....	84
IV.2 Interprétations et commentaires:	92
Conclusion	92
Conclusion Générale	

Nomenclature

b_i : caractéristique de la réponse de la fréquence de la $i^{\text{ème}}$ région

D : caractéristique de la fréquence/charge

Δ : Petite variation

ΔF_i : Variation de la fréquence

ΔP_{Di} : Variation de la puissance de demande de la $i^{\text{ème}}$ région

ΔP_{ij} : Puissance transitant dans les lignes d'interconnexion

ΔP_{ligne} : Variation de la puissance via la ligne d'interconnexion

ΔP_{gi} : Variation de la puissance au niveau du gouverneur de vitesse

$\Delta P_{réf}$: Variation de la puissance de référence

ΔP_{Vi} : Variation de la puissance à la sortie de la turbine

f : fréquence

f^0 : Valeur nominal de la fréquence

f_0 : Valeur initiale de la fréquence

H : constante d'inertie

i : Indice de région

j : Indice de région

K_i : Gain qui contrôle la vitesse d'intégration (PI)

K_1 : Gain intégral

K_P : Gain proportionnel

R_i : Constante de régulation

T_i : Coefficient constant de la ligne d'interconnexion par variation de tension

T_{gi} : Constante du temps du gouverneur de vitesse

T_{ij} : Coefficient du synchronisme

T_{Ti} : Constante du temps de la turbine

U_i : Vecteur d'entrée de la $i^{\text{ème}}$ région

W_{cin} : Énergie cinétique des équipements en rotation

X_i : La réactance série de la ligne d'interconnexion

X : Vecteur d'état

θ : Angle électrique du générateur

ω_{re} : vitesse rotorique électrique

H_{ei} : Inertie de la turbine de vent

R : régulateur de statisme

T_{ai} : Turbine a MADA

T_{hi} : Constante de temps de gouverneur

T_{ri} : Constante de temps Transducteur

T_{wi} : Constante de temps de filtre

\vec{F} : Vecteur force exercée sur les pales d'une éolienne à incidence variable

V_1, V_2 : Vitesse du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne

m_0 : Masse d'air traversant le rotor éolien

P_m : Puissance extraite par le rotor éolien

P_{mt} : Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne

λ : Vitesse relative de l'éolienne

η : Rendement aérodynamique

T_t : Couple aérodynamique

C_m : Coefficient du couple

$\Omega_{réf}$: Vitesse de référence

β : Angle de calage des pales d'une éolienne à axe horizontal

i : Angle d'incidence des pales d'une éolienne à axe horizontal

\vec{V} : Vecteur vitesse du vent

\vec{V}_{rot} : Composante de la vitesse du vent due à la rotation de la turbine

\vec{V}_{res} : Résultante des vecteurs \vec{V} et \vec{V}_{rot}

\vec{F}_{ax} : Vecteur force représentant la poussée axiale sur une pale

\vec{F}_{rot} : Vecteur force représentant la poussée en direction de la rotation sur la pale

\vec{F}_{res} : Résultante de \vec{F}_{ax} et \vec{F}_{rot}

Introduction générale

Le développement de l'énergie éolienne et photovoltaïque s'inscrit dans le cadre général de la lutte contre le changement climatique dont une des conséquences pour l'Union Européenne est une nouvelle politique énergétique préconisant, entre autres, l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Selon l'European Wind Energy Association (EWEA), la contribution majeure pour l'Europe serait celle de l'éolien. Par ailleurs, les contextes particuliers (enjeu économique d'approvisionnement énergétique et potentiel éolien important à exploiter) des systèmes insulaires conduisent à un développement rapide de la production éolienne sur des réseaux plus sensibles aux perturbations que les grands réseaux interconnectés. Ceci pose donc la question de l'impact d'une arrivée massive des EnR (Energies Renouvelables) fatales (éolien et photovoltaïque), qui présentent des caractéristiques très différentes de celles des groupes conventionnels maîtrisées par les gestionnaires de réseau, sur le fonctionnement des systèmes électriques.

Le problème majeur d'aujourd'hui qui rendrait difficile l'intégration continue des éoliennes est qu'elles ne participent, en général, pas aux services système, notamment à celui du réglage de fréquence. Cela amène ce type de source à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue du fonctionnement du système électrique. A fort taux de pénétration, la substitution de moyens de productions conventionnels contribuant au réglage de fréquence conduira à de nombreux problèmes, tels que la diminution de l'inertie du réseau et la difficulté d'allocation de puissance de réserve, et pourrait donc mettre en cause la sûreté du système électrique.

Il apparaît que l'insertion massive de cette filière ne pourra se poursuivre qu'à condition que les éoliennes puissent participer au réglage de fréquence comme le font les producteurs classiques. Une telle exigence a été déjà formulée dans certains référentiels (grid codes) comme ceux du réseau irlandais et du réseau danois. De nombreux travaux de recherche ont ainsi eu lieu depuis la dernière décennie sur l'implantation du réglage de fréquence sur les éoliennes à vitesse variable. Une telle fonctionnalité a été mise en oeuvre dans certaines installations de production actuellement en fonctionnement.

Toutefois, la fourniture du réglage de fréquence par un moyen de production intermittente, même si elle est techniquement possible, soulève des questions quant aux performances garanties aux regards d'exigences telles que celles définies dans les référentiels techniques des opérateurs de réseaux. La qualité du réglage de fréquence éolien pour les gestionnaires

INTRODUCTION GENERAL

de réseaux nécessite ainsi d'être évaluée en précisant les performances exigibles de la part de la production éolienne. Par ailleurs, les travaux décrits dans la littérature détaillent généralement la participation des éoliennes à l'échelle de l'installation d'une production. Cependant, notamment pour le réglage de fréquence, la fourniture de services système doit être vue à une plus grande échelle en considérant par exemple un parc de production dans son ensemble.

L'objectif de notre travail est basé sur le réglage de fréquence d'un système électrique à deux régions interconnectées engendré pour chacune une éolienne à base d'une génératrice asynchrone à double aimantation (MADA).

Listes des figures

CHAPITRE I

Figure I. 1: Croissance mondiale de la capacité installée d'énergie éolienne	2
Figure I. 2: Régulateur de la fréquence / charge	2
Figure I. 3 : modèle linaire de la boucle primaire du contrôleur automatique de la fréquence/charge.....	7
Figure I. 4: boucle de retour du ALFC avec le régulateur PI.....	8
Figure I. 5: modèle global du contrôleur automatique de la fréquence/charge.....	8
Figure I. 6 : Schéma de la ligne d'interconnexion	9
Figure I. 7 : Modèle de la ligne d'interconnexion.....	12
Figure I. 8: modèle pour deux régions interconnectées	14
Figure I. 9: Variations du couple moteur C_m et du couple résistant C_r	18
Figure I. 10 : Interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport.....	25
Figure I. 11: Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW	28

CHAPITRE II

FigureII. 1: Conversion de l'énergie cinétique du vent	30
FigureII. 2 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes	31
Figure II. 3: Éoliennes à axe vertical	32
Figure II. 4: Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable	33
FigureII. 5: Éolienne à axe horizontal.....	35
FigureII. 6: Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal.....	36
FigureII. 7: Colonne d'air animée d'une vitesse	39
FigureII. 8: Tube de courant d'air autour d'une éolienne	40
Figure I. 9: Vitesse du vent et vitesse tangentielle de l'aubage	42
Figure II. 10: Coefficient de puissance	43
FigureII. 11: Allure des coefficients C_p et C_m en fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle de calage β [32]	47
Figure II. 12: puissance théorique disponible en fonction de la vitesse de rotation	48
Figure II. 13: Eolienne à vitesse fixe	49
Figure II. 14: Eoliennes à vitesse variable	50
Figure II. 15: caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et la vitesse du vent.....	51

Figure II. 16: Eolienne à attaque directe	52
Figure II. 17: Eolienne raccordée au réseau.....	54
Figure II. 18: Bilan des forces sur une pale	55
Figure II. 19: Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne	55
Figure II. 20: Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple.....	57
Figure II. 21: Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles	58
Figure II. 22: Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau	59
Figure II. 23: Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur	60
Figure II. 24: Machine asynchrone à double stator.....	60
Figure II. 25: Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné-variation de la vitesse de rotation par réglage de la résistance du rotor	61
Figure II. 26: Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation-régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation.....	62
Figure II. 27: Système avec générateur synchrone pour un fonctionnement à vitesse variable	63

CHAPITRE III

Figure III. 1: Schéma du système éolien	54
Figure III. 2: Modèle simplifié de la turbine éolienne.....	55
Figure III. 3: Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse	57
Figure III. 4: Puissance aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation.....	58
Figure III. 5: Caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation.....	59
Figure III. 6: Caractéristique de vitesse de rotation en fonction de vitesse de vent	59
Figure III. 7: Caractéristiques de la puissance optimale	61
Figure III. 8 : La caractéristique du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse de pointe	62
Figure III. 9 : Le schéma de principe de la commande de rapport de vitesse de pointe....	63
Figure III. 10: Convergence vers le point optimal.....	65
Figure III. 11: Schéma bloc de maximisation de la puissance (méthode directe)	66
Figure III. 12: Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage....	67
Figure III. 13: Boucle de régulation de l'angle de calage.....	67
Figure III. 14 : Modèle de la MADA a base d'une turbine de vent.....	70

CHAPITRE IV

Figure IV. 1 variation des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 5%.....	86
Figure IV. 2 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 10%.....	87
Figure IV. 3 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 20%.....	89
Figure IV. 4 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 25%.....	90
Figure IV. 5 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 5%.....	91

INTRODUCTION :

La puissance et la fréquence sont deux des principaux facteurs qui déterminent la qualité de l'énergie électrique distribuée aux consommateurs. Diverses causes entraînent des variations de ces deux grandeurs qui doivent être maintenues dans des limites correspondant aux besoins des utilisateurs et aux impératifs techniques et économiques du fonctionnement du réseau. Pour réaliser cet objectif il est nécessaire de mettre en œuvre des moyens de réglage automatiques qui assureront à chaque instant la tenue de la puissance et de la fréquence. On parle ainsi, de la régulation fréquence-charge [1].

Le développement durable et les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs équipes de recherches. Ainsi, le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. Ces systèmes qui produisent de l'énergie électrique à partir du vent peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergies épuisables. D'ailleurs, la croissance de l'industrie éolienne mondiale est de l'ordre de 30 % par an depuis le début des années 2000 (Fig. 1) [2]. L'utilisation des aérogénérateurs présente des avantages importants. En effet, ils sont pour l'instant l'un des moyens les plus écologiques d'obtenir de l'électricité et cette source est inépuisable. Cependant le coût de l'énergie éolienne est encore trop élevé pour concurrencer les sources traditionnelles.

De nombreux travaux de recherche sur la commande d'éoliennes ont été menés. Grâce à eux, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent avec une vitesse variable et disposent d'une régulation pitch [3]. Nous pouvons modifier ainsi la vitesse de rotation et l'angle de calage de chacune des pales, nous permettant ainsi d'améliorer la production de l'aérogénérateur. Néanmoins, il reste encore à introduire plus d'intelligence dans le fonctionnement des aérogénérateurs.

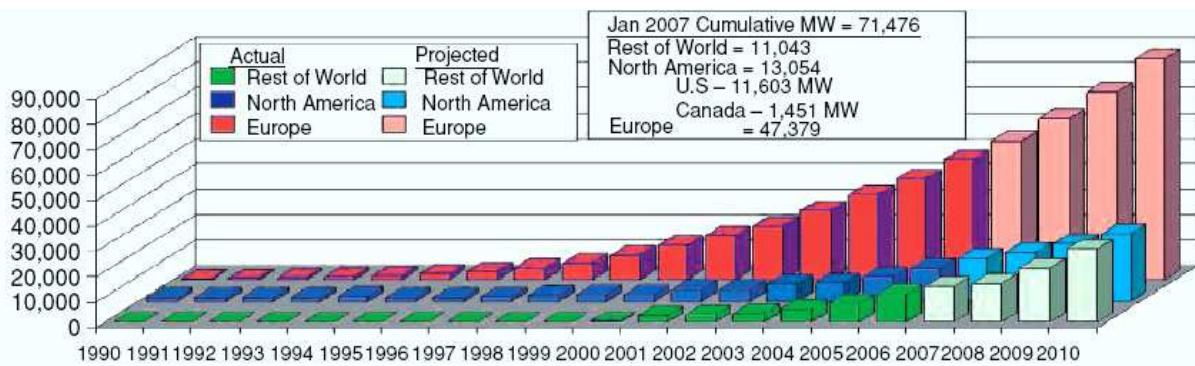


figure I. 1: Croissance mondiale de la capacité installée d'énergie éolienne [1].

I.1 Modélisation du système :

I.1.1 contrôleur automatique de la fréquence/ charge :

Dans un réseau électrique, il faut en permanence ajuster le niveau de production pour l'adapter au niveau des consommations appelées à l'intérieur du réseau d'une part et à l'extérieur de celui-ci, via les lignes d'interconnexion d'autre part. Il est également nécessaire d'effectuer le réglage de dépassement de la fréquence dans les différentes régions interconnectées. Pour cela il faut mettre en place un régulateur ou contrôleur appelé ALFC(Automatique Load Frequency Controller).

Celui-ci composé d'un contrôleur de vitesse (la SGS : Speed Govervor Système), d'une valve hydraulique, d'une turbine et des lignes (Voir fig. I .2).

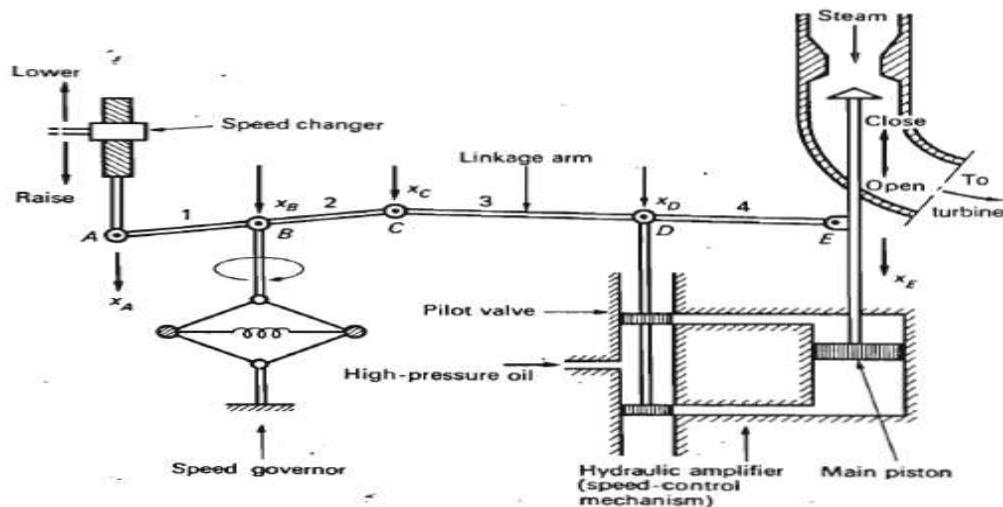


figure I. 2: Régulateur de la fréquence / charge

I.1.2 Le contrôle de vitesse :

Le réglage de la fréquence du courant produit par un alternateur se ramène au réglage de sa vitesse, donc à l'ouverture plus ou moins grande du vannage par lequel passe le fluide (eau et vapeur) à la turbine.

Un léger mouvement du raccord au point E (Voir fig. I.2) dû à la pression de la vapeur entraîne une variation de puissance ΔP_v qui détermine l'ouverture ou la fermeture du vannage et une variation de vitesse ΔP_T dans la turbine. Ainsi on donne une description quantitative du mécanisme, en s'intéressant aux mouvements incrémentés des différents points de raccord (A à E). En réalité ces mouvements sont mesurés en millimètre, mais dans notre analyse on se doit d'exprimer ceci en Mégawatts, c'est-à-dire en puissance active.

Un léger mouvement du raccord A correspond à une variation $\Delta P_{réf}$ qu'on désigne comme puissance de référence.

Les variations de fréquence Δf_v du générateur sont mesurées par le mouvement du raccord B. Un accroissement dans la variation ΔP_g est dû à un accroissement de $\Delta P_{réf}$ et un décroissement de Δf on peut donc écrire pour les petites variations

$$\Delta P_g = \Delta P_{réf} - \frac{1}{R} \Delta f \quad (\text{I. 1})$$

Avec R : constante de régulation

En utilisant la transformée de Laplace :

$$\Delta P_g(S) = \Delta f_{réf}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(S) \quad (\text{I. 2})$$

I.1.3 Valve hydraulique :

L'accroissement de la position d'entrée ΔX_d de la valve, qui est relevé directement au tiroir, (fig.I.1) est dû à l'accroissement de la commande ΔP_g , mais son décroissement est dû à l'accroissement de ΔP_v (à la sortie de la valve). Une variation égale de ΔP_g et de ΔP_v est possible lorsque $\Delta X_d = 0$.

On écrit donc :

$$\Delta X_d = \Delta P_g - \Delta P_v \quad (\text{I.3})$$

Pour les légers changements ΔX_d , l'écoulement de huile dans le moteur hydraulique et proportionnel à la position de ΔX_d du tiroir. On obtient la relation suivante pour la position du piston.

$$\Delta X_v = K_H \int \Delta X_d dt \quad (\text{I.4})$$

K_H : Constante positive qui dépend de la géométrie et la surface du cylindre et de la pression du fluide.

$$\text{En utilisant la transformée de la place : } \Delta P_v(S) = K_H \frac{\Delta X_d(S)}{S}$$

$$\text{En remplaçant } \Delta X_d(S) \text{ par } \Delta X_d(S) = \Delta P_g(S) - \Delta P_v(S)$$

$$\text{En obtient } S\Delta P_v(S) = K_H \Delta P_g(S) - K_H \Delta P_v(S)$$

$$(S + K_H)\Delta P_v(S) = K_H \Delta P_g(S)$$

Ou sous la forme de fonction de transfert :

$$\frac{\Delta P_v(S)}{\Delta P_g(S)} = \frac{K_H}{S + K_H} = \frac{1}{1 + ST_g} \quad (\text{I.5})$$

$$\text{Tel que } T_g = \frac{1}{K_H}$$

I.2 Turbine :

L'accélération ou la décélération de la turbine dépend de la variation de la différence de la puissance de la turbine ΔP_T et de la puissance électromécanique ΔP_G . La puissance de la turbine dépend de la variation de la puissance ΔP_V .

$$\text{On exprime la fonction de transfert de la turbine : } G_T = \frac{\Delta P_T}{\Delta P_V}$$

Tel que : ΔP_T : puissance au niveau de la turbine.

ΔP_V : puissance au niveau de la valve.

On prend le cas le plus simple de la turbine à une seul constante de temps, sa fonction de transfert et de la forme :

$$G_T = \frac{1}{1 + ST_T} \quad (\text{I.6})$$

I.2.1 Schéma globale du contrôleur automatique de la fréquence/charge

Pour pouvoir étudier convenablement notre système, on se doit de fermer la boucle ALFC Pré-déterminée (voire fig. I.3, I.4, I.5). Ainsi, on prendra en considération les charges des différentes régions interconnectées du réseau.

Pour cela on fera plusieurs hypothèses :

1. Le système à l'origine fonctionne dans son état normal avec un équilibre en puissance. Ainsi on aura : $P_G^0 = P_D^0 + \text{pertes}$

La fréquence est à sa valeur : f^0

L'énergie cinétique des équipements en rotation est représentée par :

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \quad (\text{MWs})$$

2. En connectant des charges additionnelles au système, on obtient un accroissement de la puissance ΔP_D , qu'on défini comme nouvelle charge.
3. Ainsi il y aura un déséquilibre de puissance dans le réseau égale :

$$\Delta P_T = W_{cin}^0 \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 \quad (\text{I.7})$$

Avec : f_0 : fréquence initiale.

Et $(W_{cin} = \frac{1}{2} J \omega^2)$

4. La charge initiale dépend également de la fréquence, d'où on écrit :

$$D \approx \frac{\partial P_D}{\partial f} \quad (\text{MW/HZ})$$

D: caractéristique de la fréquence/charge (MW/HZ)

L'équilibre en puissance de système nécessite un accroissement de la puissance au niveau de la turbine égale à la somme des charges (initiale et nouvelle) plus la variation de l'énergie cinétique.

On écrit cela :

$$\Delta P_T = \Delta P_D + \frac{d}{dt} (W_{cin}) + D\Delta f \quad (\text{I.8})$$

De même : $f = f_0 + \Delta f$

Or : Δf petit devant f^0

D'où :

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \left(\frac{f_0 + \Delta f}{f_0} \right)^2 = W_{cin}^0 \left[1 + \frac{2\Delta f}{f_0} + \left(\frac{\Delta f}{f_0} \right)^2 \right] \quad (\text{I.9})$$

On a alors : $\cong W_{cin}^0 (1 + \frac{2\Delta f}{f_0})$ Δf petit devant f_0

A partir des deux relations (I.7) et (I.8) on aura :

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2W_{cin}^0}{f_0} \frac{d}{dt} (\Delta f) + D\Delta f \quad (\text{I.10})$$

En divisant par la caractéristique du générateur P_r

On trouve :

$$H \cong \frac{W_{cin}}{P_r} \quad (\text{MWs/MW})$$

Avec H :constant d'inertie.

D'où:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d}{dt} (\Delta f) + D\Delta f$$

$$\Delta P_T - \Delta P_D = 2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta f}{f_0} \right) + \Delta f_0 \left(\frac{\Delta f}{f_0} \right)$$

En utilisant la transformée de la place :

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \frac{2H}{f_0} S \Delta f(s) + D \Delta f(s)$$

$$\Delta f(s) = G_P(s)[\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s)]$$

$$G_P(s) \cong \frac{K_P}{1 + ST_P} \quad (\text{I.11})$$

$$\text{Tel que : } T_P \cong \frac{2H}{f_0 D} \quad ; \quad K_P = \frac{1}{D}$$

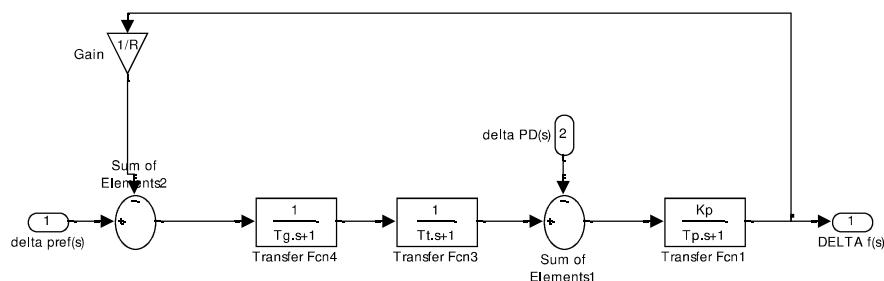


Figure I. 3 : Modèle linéaire de la boucle primaire du contrôleur automatique de la fréquence/charge

Détermination de $\Delta P_{réf}$:

$$\Delta P_{réf}(s) = U_i - \frac{K_i}{S} [b_i \Delta f_i + \Delta P_{ligne}] \quad (\text{I.12})$$

U_i : vecteur de contrôle .

K_i : Gain qui contrôle la vitesse d'intégration.

b_i : Caractéristique de la repense de la fréquence de la $i^{\text{ème}}$ région.

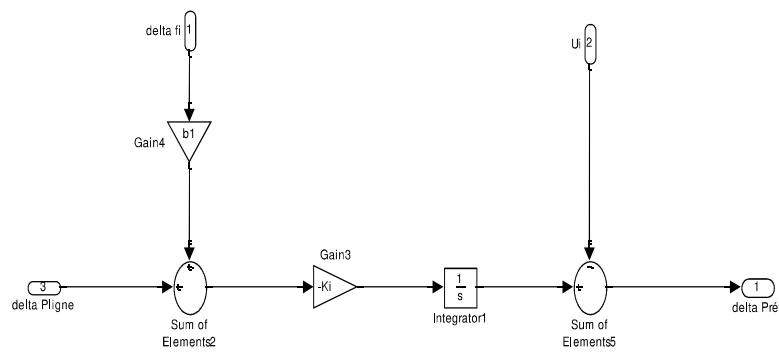


Figure I. 4: Boucle de retour du ALFC avec le régulateur PI

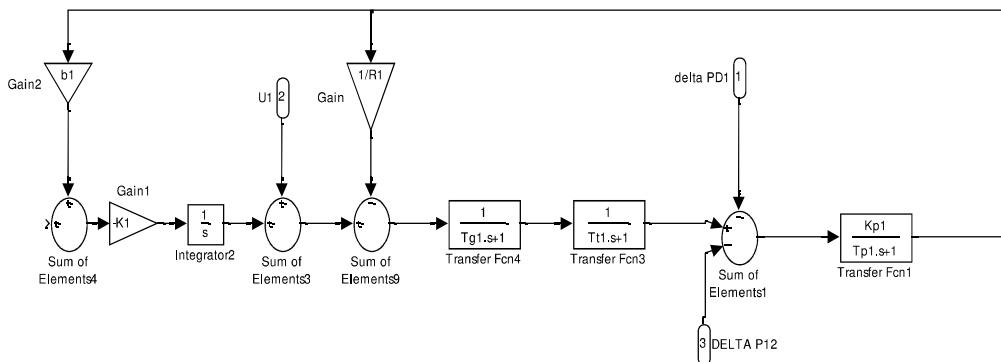


Figure I. 5: Modèle global du contrôleur automatique de la fréquence/charge

Pour notre étude, on se doit d'étudier le contrôleur ALFC pour deux régions interconnectées d'où la modélisation des lignes d'interconnexion intermédiaires. En sachant que la fréquence est la même dans les deux régions, on définit Δf_1 , Δf_2 comme étant les variations (de fréquence) pour les régions une et deux respectivement.

I.3 Modélisation des lignes :

On considère deux régions interconnectées (nœuds 1 et 2). La ligne d'interconnexion est modélisée par sa réactance série (inductive). La puissance qui transite du nœud 1 au nœud 2 est exprimée par : (Fig I.6)

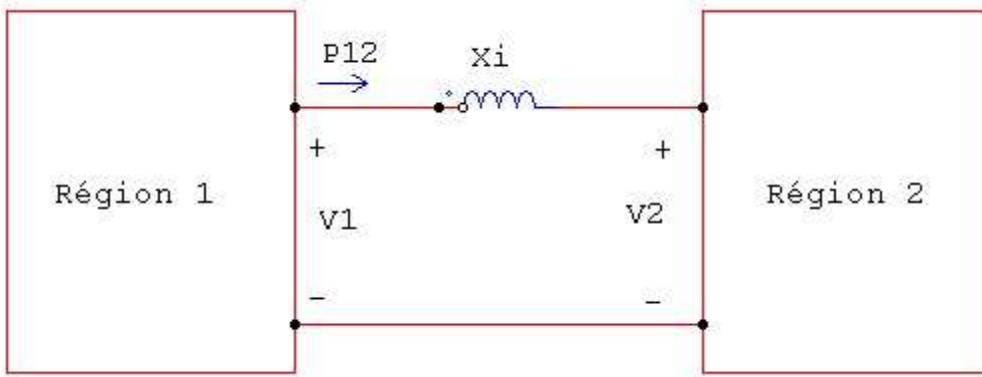


Figure I. 6 : Schéma de la ligne d'interconnexion

$$P_{12i} = \frac{V_{i1}V_{i2}}{X_i} \sin(\theta_{i1} - \theta_{i2}) \quad (\text{I. 13})$$

Tel que : θ_{i1} et θ_{i2} : représentent les angles électriques des deux générateurs.

Pour des petites variations angulaires on a :

$$\sin(\theta_{i1} - \theta_{i2}) \cong \theta_{i1} - \theta_{i2} \quad (\text{I. 14})$$

D'où la relation(I. 14) devient :

$$P_{12i} = \frac{V_{i1}V_{i2}}{X_i} (\theta_{i1} - \theta_{i2}) \quad (\text{I. 15})$$

En général pour 't' lignes , on aura la relation suivante

$$P_{12i} = \sum_{i=1}^t \frac{V_{i1}V_{i2}}{X_i} (\theta_{i1} - \theta_{i2}) \quad (\text{I. 16})$$

Aux conditions de synchronisme entre les deux régions 1 et 2 , à la fréquence f_0 ,on aura :

$$P_{12}^0 = \sum_{i=1}^t \frac{V_{i1}^0 V_{i2}^0}{X_i} (\theta_{i1}^0 - \theta_{i2}^0) \quad (\text{I. 17})$$

Lorsqu'on applique une perturbation au niveau de la région 1, on voit apparaître une variation de la fréquence Δf_1 induisant une variation du déphasage électrique. Une variation de la fréquence causera la même variation au niveau de l'autre région. La puissance de transit entre les régions 1 et 2 sera :

$$P_{12} = P_{12}^0 + \Delta P_{12} = P_{12}^0 + (\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \sum_{i=1}^t \frac{V_{i1}V_{i2}}{X_i} \quad (\text{I. 18})$$

D'où : $\Delta P_{12} = T_{12}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2)$

Avec :

$$T_{12} = \sum_{i=1}^t \frac{V_{i1}V_{i2}}{X_i} \quad (\text{coefficient de synchronisme})$$

On peut déterminer la variation de la phase à partir de la variation de la fréquence, tel qui suit :

$$f = \frac{\omega_{re}}{2\pi} = f_0 + \Delta f$$

$$\text{Or : } \omega_{re} = \omega_s + \frac{d\delta}{dt}$$

$$\text{Et : } \omega_s = 2\pi f$$

Avec : ω_{re} : vitesse rotorique électrique en rad /S

ω_s : pulsation angulaire en radian

$$\text{D'où : } \frac{d\delta}{dt} = 2\pi f$$

$$\text{Or : } \int_{\delta_0}^{\delta} d\delta = \Delta\delta = 2\pi f \int_0^t \Delta f dt$$

En prenant la transformée de Laplace :

$$\Delta\delta(s) = \frac{2\pi\Delta f(s)}{s}$$

En général, pour la région i ,

$$\Delta\delta_i = \frac{2\pi\Delta f(s)}{s} \quad (\text{I. 19})$$

On admet que la variation de phase est uniforme dans la région i , d'où :

$$\Delta\theta_i = \Delta\delta_i$$

La puissance qui transit dans les lignes d'interconnexion est donnée par la relation suivante :

$$\Delta P_{ij} = T_{ij}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)$$

On note en général :

$$\Delta P_{ij} = -\Delta P_{ji}$$

En particulier pour deux régions interconnectées, on peut écrire :

$$\Delta P_{12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2)$$

On a : $\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt} (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2)$

D'où :

$$\Delta\delta = 2\pi f \Delta f dt$$

Et : $\Delta P_{12} = 2\pi T_{12} \left(\int_0^t \Delta f_1 dt - \int_0^t \Delta f_2 dt \right)$

En prenant la transformée de Laplace :

$$\Delta P_{12} = \frac{2\pi T_{12}}{s} (\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)) \quad (\text{I.20})$$

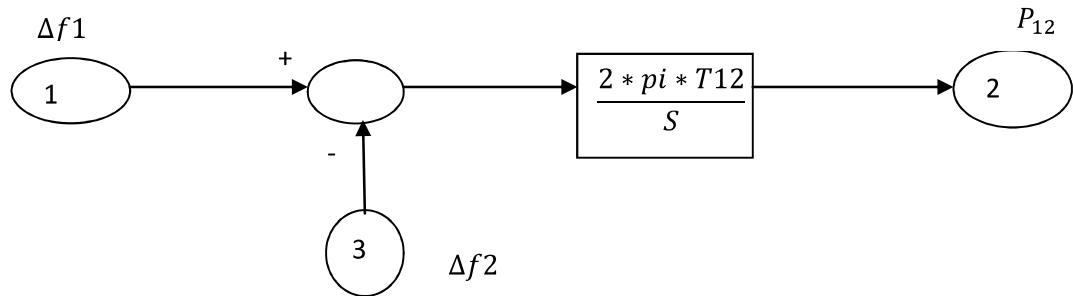


Figure I. 7 : Modèle de la ligne d'interconnexion

I.4 Etude du cas de plusieurs régions interconnectées :

Comme point de vus, on dira que les problèmes du contrôle de fréquence des régions interconnectées sont plus importants que ceux des régions isolées, or en pratique, tout les réseaux électriques actuels sont bouclés (maillés).

L'interconnexion entre déférentes régions est d'une très grande importance.

Ainsi dans le cas ou une perturbation subsiste au niveau d'une région, où une charge accrue est demandée, elle fera appel aux autres régions via les lignes.

I.5 Modèle de régions interconnectées :**I.5.1 Modèle de deux régions interconnectées****I.5.2 Les équations d'états :**

Les équations différentielles qui régissent notre système sont données par :

$$\dot{X} = AX + BU + Ld$$

$$y(t) = CX(t)$$

Le vecteur d'état associé est défini par :

$$X = [\Delta F_1 \quad \Delta P_{g1} \quad \Delta P_{V1} \quad \Delta P_{12} \quad \Delta F_2 \quad \Delta P_{g2} \quad \Delta P_{V2}]$$

$$= [X_1 \quad X_2 \quad X_3 \quad X_4 \quad X_5 \quad X_6 \quad X_7]$$

On obtient les équations d'états suivantes :

$$\dot{X}_1 = -\frac{1}{T_{P1}}X_1 + \frac{K_{P1}}{T_{P1}}X_3 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}X_4 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}\Delta P_{d1} \quad (I.21)$$

$$\dot{X}_2 = -\frac{1}{T_{g1R1}}X_1 - \frac{1}{T_{g1}}X_2 + \frac{1}{T_{G1}}U_1 \quad (I.22)$$

$$\dot{X}_3 = \frac{1}{T_{T1}}X_2 - \frac{1}{T_{T1}}X_3 \quad (I.23)$$

$$\dot{X}_4 = 2\pi T_{12}X_1 - 2\pi T_{12}X_5 \quad (I.24)$$

$$\dot{X}_5 = -\frac{1}{T_{P2}}X_5 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}X_4 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}X_7 - \frac{K_{P2}}{T_{P2}}\Delta P_{d2} \quad (I.25)$$

$$\dot{X}_6 = -\frac{1}{R_2 T_{g2}} X_5 - \frac{1}{T_{g2}} X_6 + \frac{1}{T_{g2}} U_2 \quad (\text{I.26})$$

$$\dot{X}_7 = \frac{1}{T_{T2}} X_6 - \frac{1}{T_{T2}} X_7 \quad (\text{I.27})$$

I.5.3 Schéma du modèle

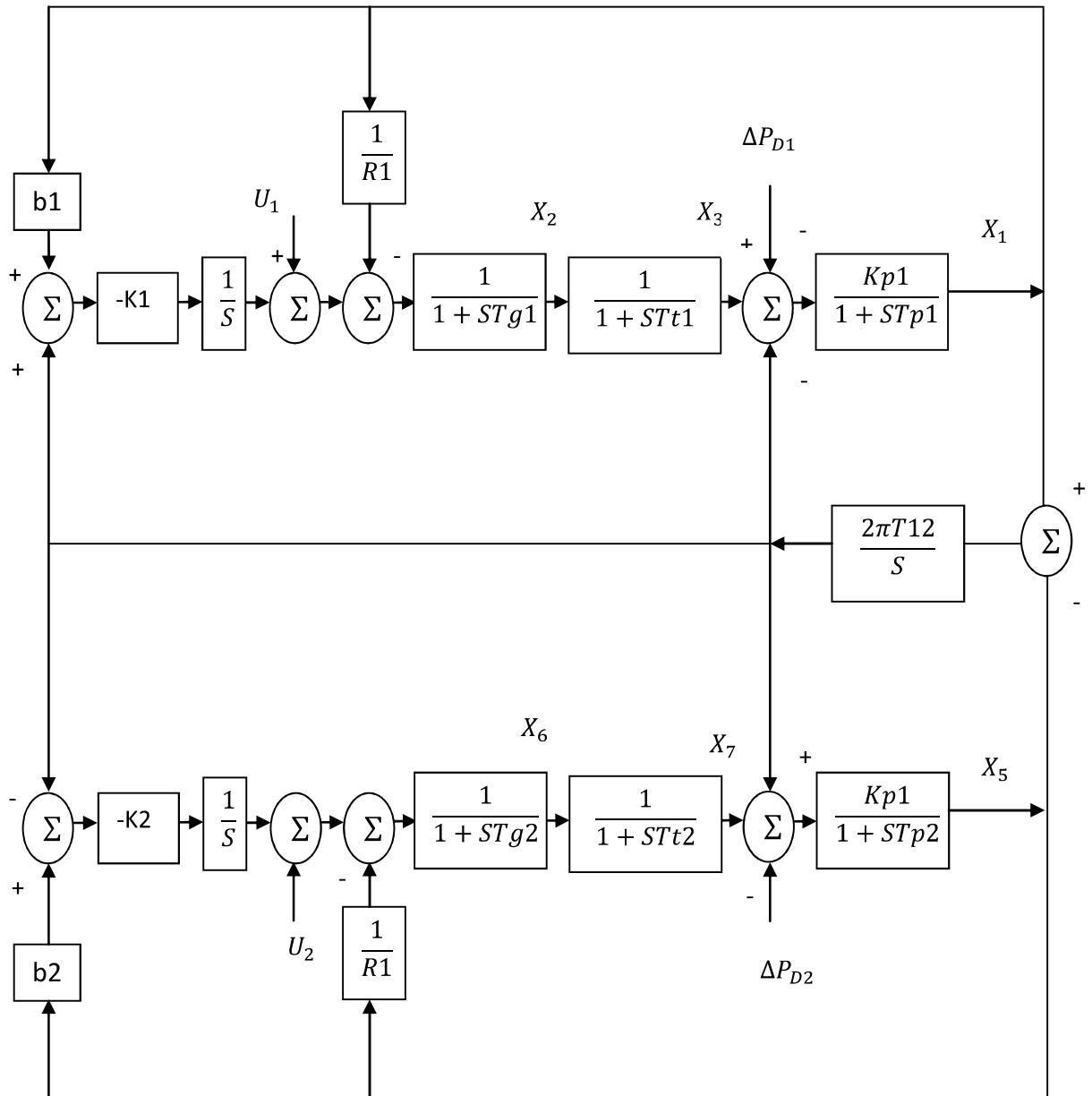


Figure I. 8: Modèle pour deux régions interconnectées

I.6 Réglage de la fréquence

I.6.1 L'interconnexion des réseaux électriques :

L'histoire de l'interconnexion des réseaux électriques paraît être animée par un ressort implacable les systèmes électriques ne cessent de s'interconnecter les uns aux autres, dans un mouvement sans fin, qui a commencé avec le développement de l'électricité industrielle et qui ne s'arrêtera peut-être que lorsque la planète entière sera interconnectée.

Le problème majeur de l'exploitant est donc de maintenir, en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire de fonctionnement du système production-transport-consommation (que nous appellerons aussi système électrique, plutôt que réseau, terme qui peut avoir diverses acceptations et que nous réservons à l'ensemble des moyens de transport et de transformation de l'électricité).

Les réseaux de transport et d'interconnexion à très haute tension (THT) assurent la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné. Par ailleurs, le maillage du réseau contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels qui peuvent affecter l'exploitation (indisponibilité d'ouvrage, aléas de consommation, incidents...)

I.6.2 La charge :

La demande de la charge montre également des tendances à court terme et à long terme de fréquence. Mais à la différence du vent il est relativement facile de les prévoir (dans la fréquence et l'amplitude) puisqu'elles suivent les habitudes de la communauté. Avec la connaissance du modèle de consommation de la charge tout au long de la journée, la puissance peut être prévue, et la capacité de génération diesel appropriée peut être apportée sur la ligne pour fournir un approvisionnement fiable et de façon optimale et efficace.

I.6.3 Fréquence :

La fréquence est directement liée à la vitesse de rotation des alternateurs. En régime établi, les alternateurs, rendus solidaires par les phénomènes électromagnétiques qui régissent leur comportement, tournent tous à la même vitesse électrique (qui est la vitesse de rotation réelle multipliée par le nombre de paires de pôles de l'alternateur considéré). Il y a alors égalité entre le couple moteur T_m , fourni par la turbine, et le couple résistant C_r (égal au couple électrique opposé par le réseau), autrement dit égalité entre la production et la consommation de puissance active. Tout déséquilibre de ce bilan entraîne une variation de vitesse, donc de fréquence. Contrairement à ce qui se passe pour la tension, la tenue de la fréquence est un problème intéressant l'ensemble d'un système électrique interconnecté.

I.6.4 Réglage de fréquence et Comportement dynamique du système électrique :[8]

La fréquence et les différents niveaux de tension dans un système électrique doivent être maintenus à l'intérieur des marges contractualisées afin d'assurer la stabilité du système. Dans son intégralité. Il existe néanmoins toujours des aléas dans le réseau, qu'ils soient d'origine naturelle, matérielle ou humaine. Le système électrique doit pouvoir y faire face en retrouvant rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de désagréments pour les consommateurs. Pour cela, les producteurs raccordés au réseau doivent fournir ce que l'on appelle les services système, c'est-à-dire participer, entre autres, au réglage de tension et de fréquence. Dans ce paragraphe, le principe de fonctionnement ainsi que quelques notions importantes du réglage de fréquence (notamment celles du réglage primaire) seront rappelés. Cela permet de mieux comprendre pourquoi la production renouvelable passive a des impacts défavorables sur le réglage primaire de fréquence et comment les éoliennes peuvent contribuer à la stabilisation de la fréquence après un défaut.

I.6.5 Principe du réglage de fréquence et nécessité :

La fréquence d'un système électrique traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre la puissance générée issue des procès des centrales et la puissance consommée par les charges. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau (les

alternateurs, étant reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique [6]).

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique de chaque groupe de production et toute variation de la production se traduit par une variation du couple mécanique. Le déséquilibre entre ces deux couples conduit à une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones. Pour un groupe i donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au Système rotor-arbre-turbine:

$$J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = T_{mi} - T_{ei} \quad (\text{I. 28})$$

Avec : J_i [Kg.m²] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production i,

Ω_i [rad/s] : vitesse de rotation du rotor du groupe de production i,

T_{mi} [N.m] : Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe i,

T_{ei} [N.m] : Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe i.

Il est ainsi aisément de comprendre que les machines synchrones raccordées au réseau accélèrent quand la production (liée au couple T_{mi}) excède la consommation (liée au couple T_{ei}). Cela se traduit électriquement par une augmentation de la fréquence. A contrario, si la demande est supérieure à l'offre, la vitesse des machines et la fréquence du réseau baissent. La puissance appelée par un réseau peut être estimée à l'avance avec une bonne précision :

le programme d'appel du parc de production est élaboré la veille pour le lendemain en vue de l'équilibrer. Toutefois, en pratique, face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (erreurs de prévision de la consommation, pertes fortuites de groupes de production ou de charges, ...), la fréquence est appelée à fluctuer en permanence.

Si aucune action n'était conduite sur la puissance mécanique des groupes, le comportement spontané de la charge pourrait suffire à ramener la consommation au niveau de la production. En effet, une part de la consommation est sensible à la fréquence dans un sens favorable au rétablissement de l'équilibre. Cependant, le seul effet de l'autoréglage de la charge, dont l'amplitude est toujours relativement modérée (de l'ordre de 1-2%/Hz), conduit à des excursions de fréquence incompatibles avec les besoins des utilisateurs, les contraintes des matériels et la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques [7].

Le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite ainsi des actions sur la puissance produite des centrales afin d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : les réglages primaires, secondaire et tertiaire de fréquence.

I.6.6 Causes des variations de fréquence

La charge globale d'un réseau est constituée par des charges individuelles de nature diverse (domestique, artisanale, industrielle), dont la puissance unitaire est très faible vis-à-vis de la puissance totale du réseau. Le comportement de chacune des charges est aléatoire, mais la puissance moyenne absorbée par l'ensemble des charges liées aux activités humaines peut être prévue avec une bonne précision. Il est donc possible d'élaborer un programme de production à partir des prévisions de la consommation (dans ce traité, article Demande d'électricité et prévision à long terme).

En pratique toutefois, l'équilibre n'est jamais exactement réalisé. Il existe toujours des erreurs inévitables dans la prévision de la consommation et la réalisation du programme de production par les centrales. Par ailleurs, il y a des variations aléatoires de charge et des pertes fortuites de groupes de production. On observe donc un écart global entre la production et la demande qui se traduit par une variation de fréquence. Sans disposition particulière, c'est-à-dire sans action complémentaire sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines, on arrive à un nouvel état d'équilibre. En effet, en général, le couple résistant global opposé par la charge augmente avec la fréquence, tandis que le couple moteur global des turbines diminue (figure 2). Un nouvel état d'équilibre peut donc s'établir. Une variation ΔC du couple résistant C_r va nous amener de la caractéristique C_r à la caractéristique en tireté $C_r + \Delta C$. Le nouveau point de fonctionnement M' va être obtenu en linéarisant autour du point d'équilibre initial M par la formule :

$$\frac{\Delta C}{C_o} = a_{fo}^{\Delta f} \quad (\text{I.29})$$

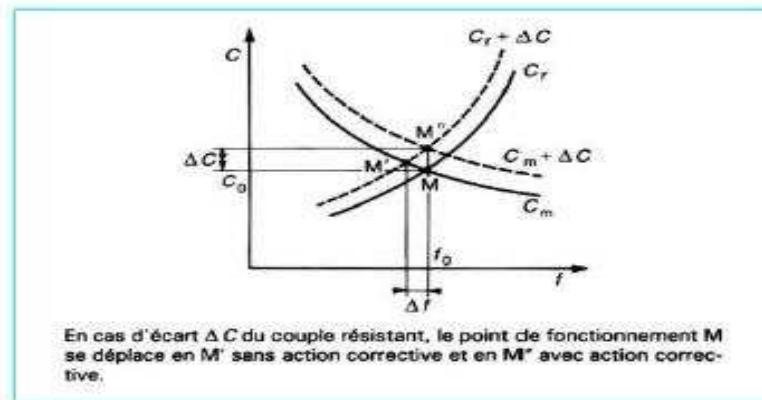


Figure I. 9: Variations du couple moteur C_m et du couple résistant C_r

sous l'effet de l'autoréglage, en fonction de la fréquence

$\frac{\Delta C}{C_0}$ est l'écart relatif initial entre le couple moteur et le couple résistant ;

$a \frac{\Delta f}{f_0}$ l'écart relatif de fréquence par rapport à la fréquence de consigne ;

a le coefficient global d'autoréglage de l'ensemble production- consommation.

Ce terme a peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines. Il peut être très faible, ce qui, sans mesure particulière, conduirait à des écarts de fréquence prohibitifs (par exemple, pour une variation de la demande de 1 000 MW, on va perdre 1 Hz).

Un autre cas délicat est celui où le terme $\frac{\Delta C}{C_0}$ est important. C'est le cas notamment sur les petits réseaux ou les réseaux séparés, lorsque l'on perd l'un des plus gros groupes de production en service. Là encore, les écarts de fréquence qui s'ensuivent peuvent être inacceptables (on entrevoit d'ailleurs ici l'intérêt, du point de vue tenue de la fréquence, des interconnexions entre réseaux : pour la perte d'un même groupe, le terme sera $\frac{\Delta C}{C_0}$ plus faible, et il en sera donc de même pour Δf).[8]

I.7 Adaptation de la production à la consommation :**I.7.1 Généralités**

Au fur et à mesure de l'évolution de la technologie et de la structure des réseaux, des solutions de plus en plus élaborées ont été appliquées pour adapter automatiquement la production à la consommation. Les actions qui permettent de maintenir les conditions d'un équilibre production-demande se placent à différentes échéances dans le temps :

- les décisions d'investissement sont prises très en amont du stade opérationnel ; elles permettent de définir le volume et la nature des moyens de production à mettre en service à une date donnée, à partir des prévisions de consommation à long terme, et de planifier les moyens de transport indispensables pour acheminer la puissance vers les zones de consommation.
- sur une période qui s'étale de quelques années à un jour avant l'instant considéré, la gestion prévisionnelle du parc de production va aboutir à la définition des programmes de marche des centrales avec, comme principal critère, l'économie du système : produire au moindre coût, en intégrant les divers aléas possibles.
- en temps réel, le programme de marche prévisionnel est réalisé par les centrales, sous contrôle d'un opérateur ; ce programme est éventuellement révisé pour faire face aux écarts constatés face à la consommation effective ou tout autre aléa.

Le délai d'action d'un opérateur n'est cependant pas suffisant pour assurer une réponse à certains aléas. Il faut donc compléter son action par des réglages rapides et automatiques.

Le réglage primaire, qui agit localement sur chaque groupe de production, assure, de façon automatique, la correction de l'écart entre production et demande. Il aboutit à un nouvel équilibre dans l'ensemble du réseau interconnecté, mais à une fréquence de fonctionnement différente de la fréquence de référence.

Le réglage secondaire, également automatique, agit après le réglage primaire. Il a pour fonction de rétablir la fréquence de référence et les échanges contractuels entre réseaux interconnectés. Le réglage secondaire est du type centralisé (en général par pays ou grosse compagnie).

Lorsque l'on s'écarte trop des conditions prévues de fonctionnement, et lorsque les réglages automatiques s'avèrent inopérants, il faut procéder à un réajustement des

programmes de fonctionnement des centrales ; ce réajustement devra prendre en compte les coûts de production et réaliser l'optimum économique en assurant le fonctionnement le plus sûr du système de production-transport (réglage économique ou tertiaire). Ce type de décision est centralisé.

I.7.2 Réglage primaire :

I.7.2.1 Rôle du réglage primaire :

Comme on l'a vu avec l'équation (I.29), si on laissait agir les générateurs et les récepteurs suivant leurs propres lois d'autorégulation, c'est-à-dire si, notamment, on laissait les organes d'admission du fluide moteur sur les groupes générateurs à ouverture constante, les variations de fréquence, sous l'effet des variations inévitables de la charge, risqueraient de prendre rapidement des amplitudes prohibitives.

Par ailleurs, en l'absence des régulateurs de vitesse, les variations de la charge appelée par le réseau se répartiraient entre les groupes en fonction des caractéristiques naturelles des machines et du réseau (coefficients a d'autorégulation). Il en résulterait :

- sur les ouvrages de transport, des fluctuations de transits très difficiles à maîtriser.
- une désadaptation erratique du programme de production (préjudiciable à l'économie et à la sécurité d'exploitation).

Les groupes générateurs sont donc munis de régulateurs de vitesse, qui agissent dans un sens convenable sur les organes d'admission de la turbine, quand la vitesse du groupe s'écarte de la vitesse de référence, et qui sont asservis à la vitesse pour maîtriser la répartition de la puissance produite entre les groupes.

I.7.2.2 Principe du réglage primaire :[4]

Pour fixer le point de fonctionnement des groupes, il faut établir une relation biunivoque entre la fréquence et la puissance débitée par chaque groupe.

Le principe du réglage primaire consiste à répartir les fluctuations de la charge (dont la fréquence est l'image) au rapport des capacités nominales des groupes en pondérant par un gain. On adopte donc, pour chaque groupe i , une loi de réglage de la forme de la relation suivante : [8].

$$\frac{P_i - P_{0i}}{P_{ni}} = -\frac{1}{S_i} \frac{f - f_0}{f_0} \quad (\text{I.30})$$

Ou :

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = \frac{1}{S_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (\text{I.31})$$

avec f fréquence du réseau correspondant au fonctionnement à la puissance P_i ,

f_0 Fréquence de consigne du réseau,

P_i Puissance débitée par le groupe i,

P_0 Puissance programmée du groupe i pour la fréquence f_0

P_{ni} Puissance nominale du groupe i,

S_i Statisme permanent du régulateur du groupe i.

Considérons maintenant le cas d'un réseau constitué de n machines P_0 ; soit la puissance programmée pour une fréquence f_0 :

$$P_0 = \sum_{i=1}^n P_{0i} \quad (\text{I.32})$$

Examinons l'effet d'une variation ΔP de la puissance appelée. Il est utile de définir une grandeur reliant les variations de fréquence à celle de la puissance appelée.

Ce facteur, similaire au statisme permanent des régulateurs des groupes, ne peut être défini que par une formule légèrement différente, puisque, pour la puissance du réseau, on ne peut pas parler de valeur nominale et l'on est obligé de se référer à la puissance programmée P_0 à l'instant considéré. On écrira donc l'équation de fonctionnement en régime permanent :

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{1}{S} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (\text{I.33})$$

En fait, s est relié au statisme S_i des groupes en réglage primaire. En effet, la variation ΔP de puissance appelée P est la somme des variations ΔP_i des n' groupes qui participent au réglage primaire, soit [relation (I.34)] :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{S_i} \quad (\text{I.34})$$

D'où

$$\frac{1}{S} = \frac{1}{P_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{S_i} \quad (\text{I.35})$$

On notera que, le plus souvent, tous les groupes ne sont pas soumis au réglage primaire de vitesse. Certains sont en butée de réglage, d'autres fonctionnent en réglage de puissance. Donc le statisme équivalent du réseau est supérieur à la moyenne pondérée des statismes permanents des groupes puisque :

$$P > \sum_{i=1}^n P_{ni} \quad (\text{I.36})$$

En général, on préfère caractériser un réseau par son Energie réglante primaire (le terme usuel énergie étant d'ailleurs utilisé ici par abus de langage) :

$$K = \frac{P_0}{Sf_0} \quad (\text{I.37})$$

K s'exprimant en MW/Hz.

Par convention P_0 , est la puissance à la pointe de charge du réseau. Dans ces conditions, l'équation de fonctionnement d'un réseau en régime permanent [relation (I.34)] peut s'écrire :

$$\Delta P + K\Delta f = 0$$

$$P + Kf = P_0 + Kf_0 = \text{Cte} \quad (\text{I.38})$$

I.7.3 Réglage secondaire : [5]

I.7.3.1 Rôle du réglage secondaire :

Le réglage primaire permet, dans certaines limites, de trouver un point d'équilibre entre la production et la consommation, et cela à une fréquence résultante f . Sous la seule action du réglage primaire, tous les écarts entre la demande réelle et le programme de production provoquent donc, en permanence, des écarts de fréquence et une désadaptation du plan de production :

- compte tenu de la valeur du statisme équivalent d'un réseau, la variation de fréquence est en général assez faible ; toutefois, si la valeur moyenne des écarts de fréquence n'est pas nulle (et il n'y a pas de raison pour qu'elle le soit), il se produit une dérive de la fréquence nécessitant une action correctrice).
- par ailleurs, la désadaptation permanente du plan de production, induite par la seule action du réglage primaire, peut également s'avérer fort coûteuse à la longue si on n'y remédie pas.

Un autre problème est celui du contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet, à la suite d'une perturbation sur un réseau, les transits sur les interconnexions avec des réseaux voisins vont évoluer au prorata des inerties des réseaux pour se stabiliser à une nouvelle valeur qui est fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Considérons, par exemple, deux réseaux A et B dont les énergies réglantes primaires sont K_A et K_B les puissances de consigne P_{CA} et P_{CB} et qui sont reliés par une ligne d'interconnexion sur laquelle transite une puissance P_i (figure 1). Supposons que la charge du réseau A varie de ΔP_A . Après la perturbation, la puissance transisée par l'interconnexion varie de ΔP_i donc les équations d'équilibre deviennent, d'après (14) :

$$\Delta P_{CA} = \Delta P_A + \Delta P_i = -K_A \Delta f$$

$$\Delta P_{CB} = -\Delta P_i = \Delta P_i = -K_B \Delta f$$

d'où l'on déduit :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_A}{K_A + K_B} \quad (\text{I.39})$$

$$\Delta P_i = -\frac{K_B \Delta P_A}{K_A + K_B} \quad (\text{I.40})$$

Ces écarts par rapport aux valeurs initiales, gênants sur le plan contractuel, ne sont pas maîtrisables autrement que par le contrôle rapide de la différence entre la production prévue et la consommation de chaque réseau.

Il apparaît donc nécessaire de superposer au réglage primaire un autre réglage dont le rôle sera d'adapter la production à la consommation de façon à ramener la fréquence à sa valeur de consigne et à maintenir les échanges de puissance avec les réseaux étrangers en conformité avec les programmes convenus. Ce réglage est le réglage secondaire.

Généralement, le réglage secondaire est centralisé et il agit sur plusieurs groupes. En outre, pour ne pas interférer avec le réglage primaire, il doit être plus lent que ce dernier. En pratique, son temps d'action est supérieur à la minute, alors que celui du réglage primaire est de quelques secondes.

I.7.3.2 Principe du réglage secondaire [8]

La solution généralement adoptée sur les réseaux interconnectés est le principe de réglage dit de fréquence-puissance (sous-entendu puissance échangée) qui donne à tous les réseaux un rôle identique vis-à-vis du réglage. Dans cette méthode, on mesure l'écart ΔP de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne, et, pour chaque réseau, l'écart ΔP_i entre la puissance totale P_i échangée effectivement par ce réseau avec tous ses voisins et la valeur programmée de cette puissance.

La loi de réglage fréquence-puissance s'écrit (Δe étant l'erreur de réglage) :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} = 0 \quad (\text{I.41})$$

où λ désigne l'énergie réglante secondaire et s'exprime [comme K dans (14)] en MW/Hz.

En pratique, on utilise la méthode de réglage dénommée phase énergie qui consiste à asservir la puissance produite par chaque machine soumise au réglage secondaire à l'intégrale $\Delta \Psi$ de l'erreur de réglage Δe :

$$\Delta \Psi = \int_0^t \left(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) dt \quad (\text{I.42})$$

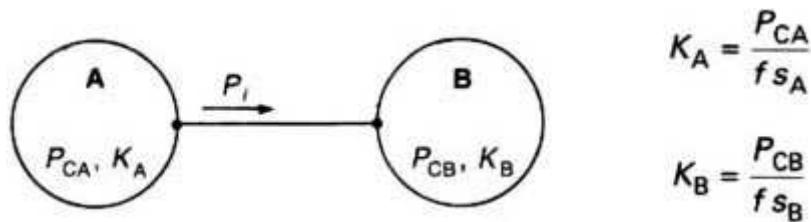


Figure I. 10 : Interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport

I.7.4 Réglage tertiaire :[8]

Pour adapter le plan de production à la situation réelle, il faut pouvoir disposer, en temps réel, d'une marge de manœuvre allant au-delà de celle utilisée par les réglages automatiques.

Cette marge est fournie par la réserve tertiaire (parfois appelée tournante) qui est la puissance quasi instantanément mobilisable (et disponible pendant une durée garantie) programmée en supplément de la prévision de consommation moyenne. Elle est égale à la somme des écarts entre les puissances nominales P_{ni} et les puissances réellement fournies P_i par les groupes couplés sur un réseau, plus les importations éventuellement disponibles (suivant la terminologie utilisée dans chaque pays, on inclut ou non n'inclut pas la bande de réglage dans la réserve tournante).

Son rôle comporte plusieurs aspects :

- permettre au réglage primaire d'agir lors d'une augmentation de charge .
- fournir la bande de réglage, utilisée par le système de réglage secondaire fréquence-puissance, pour adapter automatiquement la production aux fluctuations naturelles de charge.
- fournir une capacité de réserve pouvant se substituer aux groupes indisponibles à la suite d'incidents.
- permettre, en cas de perte d'ouvrage de transport, de modifier la localisation géographique de la production, afin d'éviter des problèmes de stabilité ou de surcharge de lignes.

La réserve de puissance est déterminée à partir d'une évaluation qualitative et empirique des risques encourus par suite d'indisponibilité d'ouvrage de production et de transport ou d'aléas de la demande.

I.8 Génération d'électricité

Une autre famille d'énergies renouvelables est celle où l'énergie produite est directement sous la forme électrique. A l'aide des panneaux solaires ou de génératrices hydrauliques et éoliennes, la puissance électrique peut être récupérée et immédiatement utilisée par un récepteur ou bien transportée vers les réseaux de distribution. Nous donnons ici une description sommaire de chaque ressource énergétique et la façon de produire l'énergie électrique.

I.8.1 Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Cependant, de nets progrès ont été faits à ce sujet et on considère aujourd'hui qu'il suffit de 3 à 5 ans pour qu'un panneau produise l'énergie que sa construction a nécessité. Un autre inconvénient est celui de la pollution à la production qui est due à la technologie utilisée. Des progrès technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive. En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïques peut être augmenté par les solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT). Cette dernière caractéristique est assez commune avec la production d'énergie éolienne. Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale (télécommunication, balises maritimes, etc..).

La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance. En 2001, en Europe on comptait environ 250 MW installés et en 2003 ce chiffre est monté jusqu'au 560 MW de puissance installée. La Figure 1-5 montre l'évolution mondiale de cette ressource qui est en très nette progression depuis le début du siècle (la production est équivalente à la puissance installée).

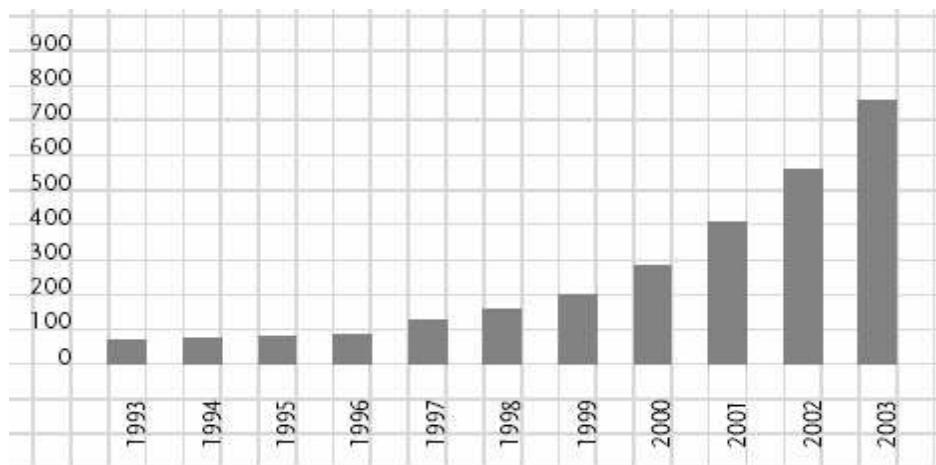


Figure I. 11: Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW [9]

I.8.2 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 30 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, on comptait en 2000 environ 15000 MW de puissance installée. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40000MW de puissance éolienne installée dans le monde. En prévision, pour l'année 2010, on peut espérer une puissance éolienne installée en Europe de l'ordre 70000 MW [10].

Conclusion

Le fonctionnement du système électrique a été présenté. L'organisation, la planification, les matériels ainsi que la surveillance de la fréquence et de la tension sont autant d'atouts qui permettent d'assurer la stabilité du réseau.

Les moyens de production sont essentiels pour le maintien de la fréquence et de la tension dans des plages normatives. Ils permettent d'assurer en partie le réglage de ces deux grandeurs. L'insertion massive non réfléchie d'installation de production décentralisée dans ces réseaux peut rompre le bon fonctionnement du réseau et dégrader la qualité du produit électricité.

Introduction

L'intérêt pour l'usage des énergies renouvelables augmente, car les populations sont de plus en plus concernées par les problèmes environnementaux. Parmi les énergies renouvelables, l'énergie éolienne est maintenant largement utilisée.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement aux principales composantes d'un générateur éolien. Débute par les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent, pour en déduire l'expression de la puissance convertie par la turbine. On présente ensuite les différentes structures de conversion de l'énergie éolienne.

II.1 Historique de l'éolien

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du moyen âge. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de « moulins », ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV^e siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et au Danemark, vers le milieu du XIX^e siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. À l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive [11] [12].

L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 1940 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées)

aux États-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 1960, fonctionnaient dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde [11] [12].

II.2 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui convertit 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 [13-16]. La figure (II-1) représente la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

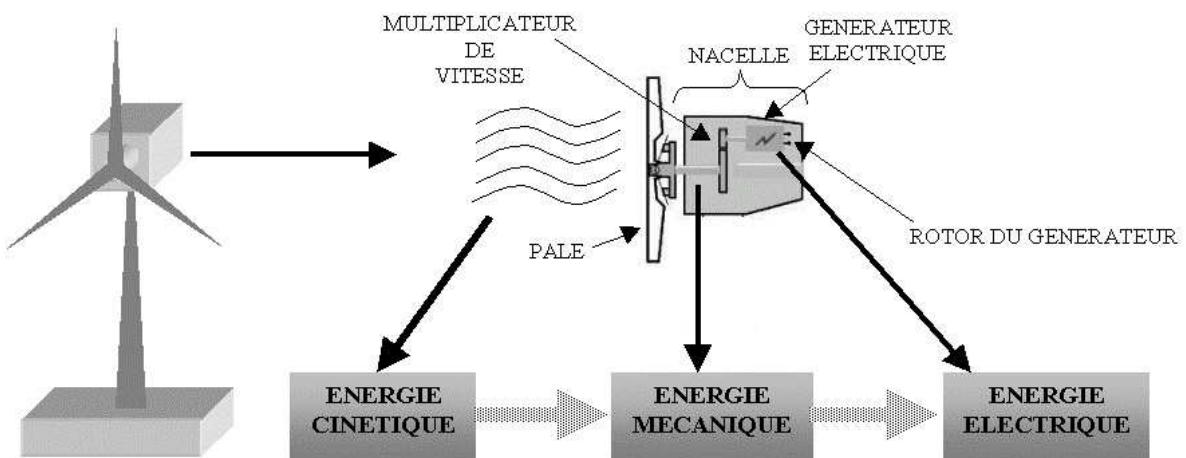


Figure II-1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'énergie éolienne est une énergie « renouvelable » non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en Hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée) [13-15].

II.3 Constitution d'un système éolien

Le système de conversion éolien est principalement constitué par : [17]

- Une turbine éolienne avec ses annexes mécaniques dont le rôle est de convertir une partie de l'énergie du vent en énergie mécanique.
- Un générateur électrique qui convertit une partie de l'énergie mécanique disponible sur l'arbre en énergie électrique.
- Une charge électrique qui peut être statique ou dynamique, ou un réseau de distribution d'énergie électrique.

- Une interface d'électronique de puissance, qui est en général placée entre le générateur et la charge, qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qu'exige la charge.
- Un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire et, éventuellement, en régime dynamique.

II.4 Différents types d'éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux familles de voitures existent : les aérogénérateurs à axe vertical et à axe horizontal [13] [18]. Le graphique de la figure (II-2) donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse réduite λ pour différents types d'éoliennes.

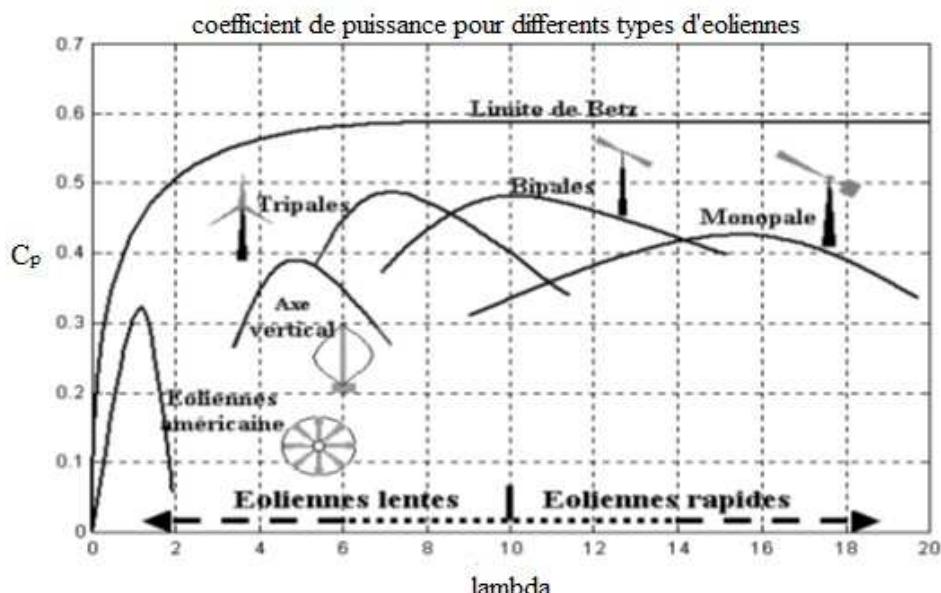


Figure II-2 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

II.4.1 Éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles [13] [18]. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années 1920, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation (Figure II-3) [13].



a) Rotor de Darrieus

b) Rotor de Savonius

Figure II-3 : Éoliennes à axe vertical

- Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de « traînée différentielle » utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (Figure II-4a).
- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 1930). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure II-4b) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont générées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur).

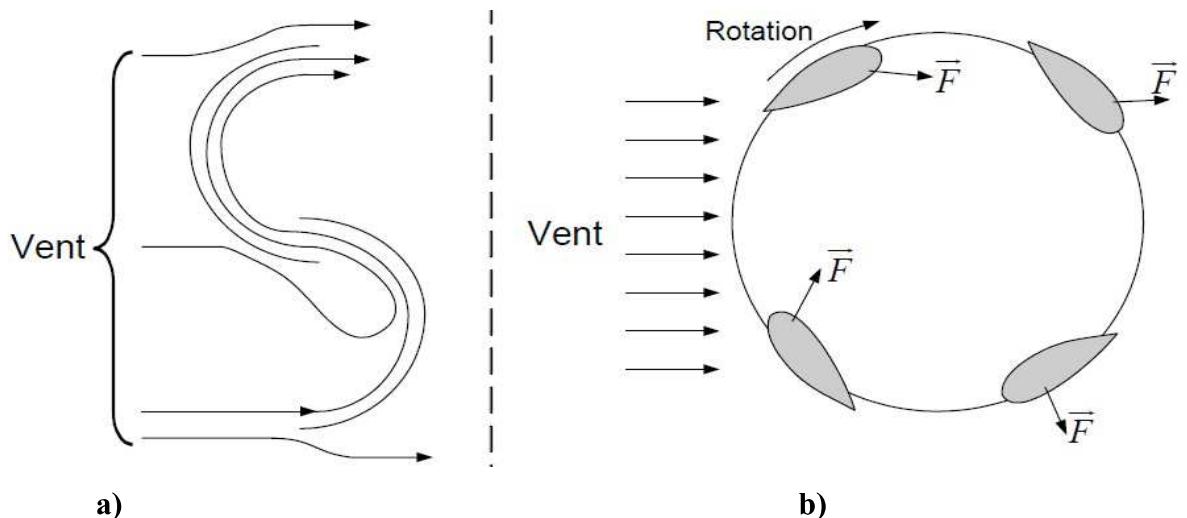


Figure II-4 : Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées, voire actuellement abandonnées. En effet, la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. De plus, elles sont exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin, la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées [13] [18].

II.4.2 Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol, mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3 (Figure II-5), le rotor tripale étant le plus utilisé, car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. Ce type d'éoliennes a pris le dessus sur celles à axe vertical, car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal [11] [13] [18].

Les éoliennes à axe horizontal peuvent être classifiées selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leurs hélices selon le tableau (II-1).

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
PETITE	Moins de 12 m	Moins de 40 kW
MOYENNE	12 m à 45 m	40 kW à 1 MW
GRANDE	46 m et plus	1 MW et plus

Tableau II-1 : Classification des éoliennes**Bergey (US) tripale**

Excel : 7m-10kW

Vergnet bipale

Ge 220 : 220 kW

Emerson tripal

E 66 : 65m-1.8MW

Figure II-5 : Éolienne à axe horizontal

II.5 Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne « classique » est généralement constituée de trois éléments principaux (Figure II-6) [13] [18].

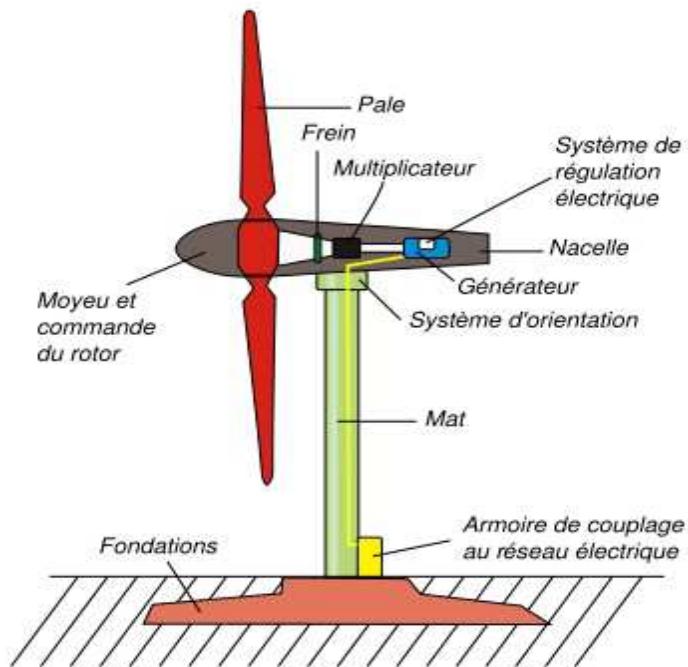


Figure II-6 : Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal

- Le mât, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90 m, mât de 80 m de hauteur).
- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). À cela vient s'ajouter le

système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répondu, car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût.

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux, car le dispositif d'orientation des pales est simplifié, voire supprimés (la société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe). Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisées, car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).

II.6 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique :

La turbine éolienne est un dispositif qui convertit 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 [11] [20]. (Figure II-7) s'écrit :

$$dE_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot dx \cdot V^2 \quad (\text{II - 1})$$

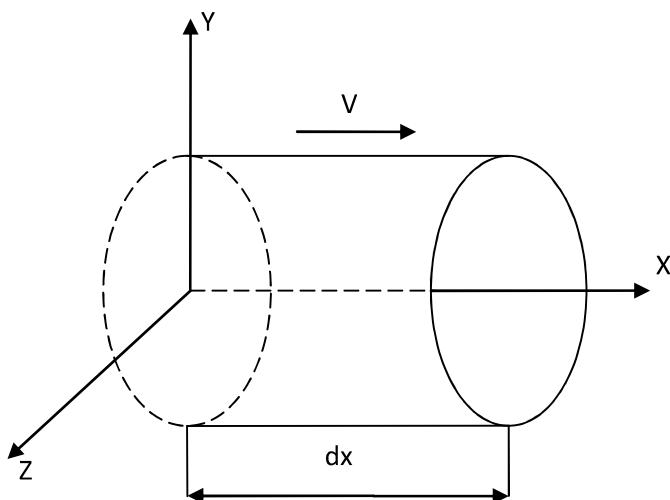


Figure II-7 : Colonne d'air animée d'une vitesse

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

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{dx}{dt} \cdot V^2 \quad (\text{II - 2})$$

On a $dx=Vdt$, on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{II - 3})$$

Avec :

- ρ : masse volumique de l'air (kg/m^3).
- V : vitesse instantanée du vent (m/s).
- E_c : Énergie cinétique (Joule).

II.6.1 Loi de Betz

La loi de Betz stipule 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 [11] [12].

Considérons le système de la figure (II-8) qui représente un tube de courant d'air 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.

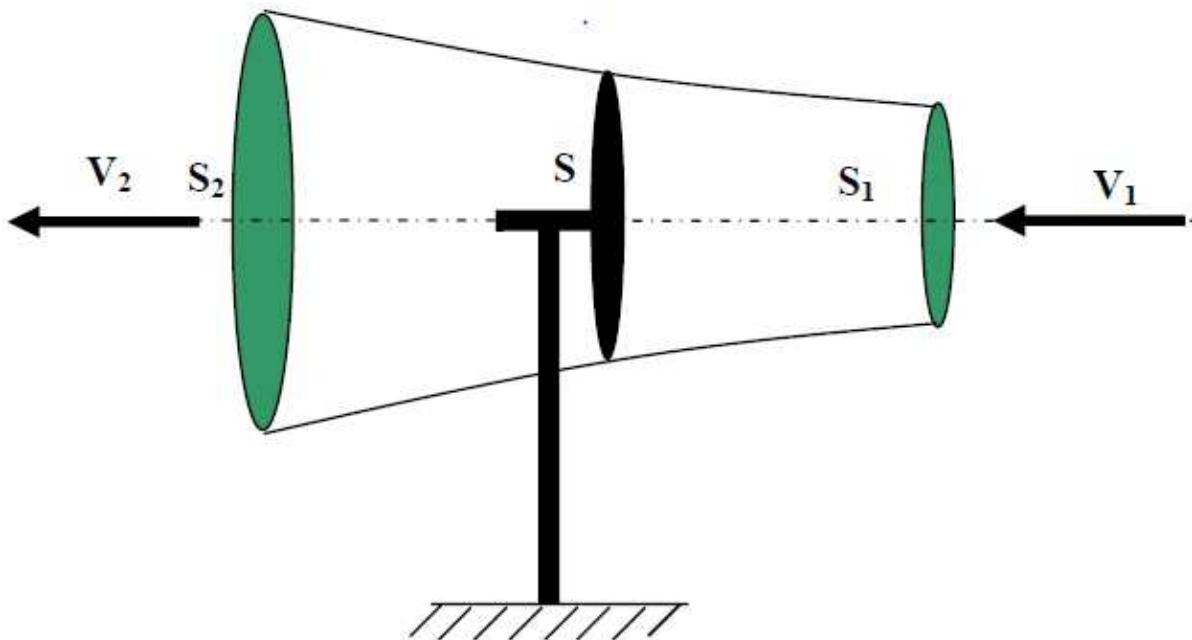


Figure II-8 : Tube de courant d'air autour d'une éolienne

On définit une vitesse moyenne :

$$V_0 = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II - 4})$$

La masse d'air :

$$m_0 = \rho \cdot S \cdot V_0 = \rho \cdot S \cdot \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II - 5})$$

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

$$P_m = \frac{m_0 \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II - 6})$$

Soit en remplaçant m_0 par son expression dans (II-6) :

$$P_m = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{II - 7})$$

Un vent théoriquement non perturbe traversera la surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , donc la puissance théoriquement disponible est donnée par :

$$P_{mt} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (\text{II - 8})$$

II.6.2 Rapport de vitesse

On définit la vitesse spécifique ou normalisée λ comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine sur la vitesse instantanée de vent V (figure II-9). Son expression est donnée par : [11] [20] [21].

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (\text{II - 9})$$

Avec :

- Ω_t est la vitesse de rotation de la turbine en rad/s ;
- R_t est le rayon des pales en m ;
- La vitesse du vent V est ici exprimée en m/s.

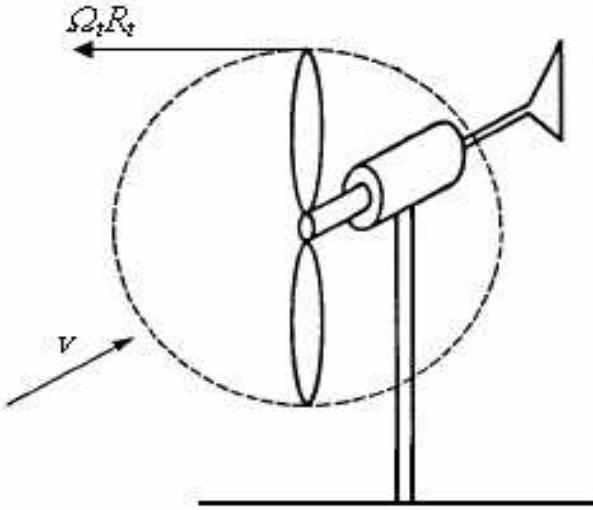


Figure II-9 : Vitesse du vent et vitesse tangentielle de l'aubage

II.6.3 Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance comme étant le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible [11].

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{II} - 10)$$

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 des paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage. 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 [11] [21].

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte, et les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65 % de la limite de **Betz** ; on ne récupère globalement que 40 % de l'énergie cinétique du vent. On déduit alors le rendement aérodynamique [11] :

$$\eta = \frac{27}{16} \cdot C_p(\lambda) \quad (\text{II} - 11)$$

Le rendement aérodynamique est représentatif de la qualité aérodynamique de l'éolienne si on représente la caractéristique correspondante à l'équation (I-10) (figure I-10), on s'aperçoit que le rapport P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maximum de 16/27 soit 0,59. C'est cette limite théorique appelée limite de **Betz** qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent [11].

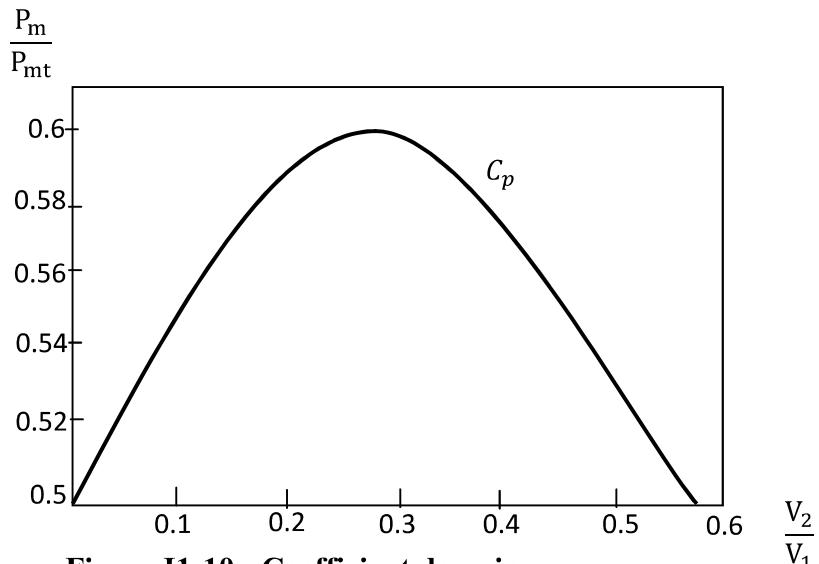


Figure I1-10 : Coefficient de puissance

II.6.4 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 [11] [20] [21].

En combinant les équations (II-8) et (II-10), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi R_t^2 V_1^3 \quad (\text{II - 12})$$

La valeur du coefficient de couple C_m est déterminée par la formule qui suit :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho S R_t V^2} \quad (\text{II-13})$$

Avec :

- T_t , couple de la turbine éolienne.

Le coefficient C_m est, comme le coefficient C_p , fonction de la vitesse du vent v et de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t .

II.6.5 les différents modèles d'approximation des C_p :

Dans [28], l'expression du coefficient de puissance C_p en fonction de λ et β a été approchée par l'équation suivante :

$$C_p = (0.5 - 0.167\beta) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{15 - 0.3\beta} \right] - 0.00184(\lambda - 3)\beta \quad (\text{II} - 14)$$

Le modèle d'énergie éolienne produit des forces aérodynamiques qui déterminent l'index d'exécution en termes de coefficient de puissance de turbines de vent. La transmission mécanique possédée par les masses tournantes de la turbine de vent est directement proportionnelle au cube de la vitesse du vent [29] comme suit :

$$P_m = \frac{1}{2}\rho A C_p(\lambda, \beta) v_w^3 \quad (\text{II} - 15)$$

avec C_p peut s'écrire sous la forme suivante:

$$C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{ij} \beta^i \lambda^j$$

et

$$\lambda = \frac{w_t R}{v_w}$$

La puissance de sortie de chaque parc éolien basé MSAP et MADA est obtenu à partir du modèle de générateur de vent simplifié, dans lequel la perte de puissance de l'éolienne est négligée. Le modèle se compose d'éolienne, le train d'entraînement, et de point de puissance maximale (MPPT).

La puissance de sortie de la turbine de vent et capturé par l'énergie éolienne peut être exprimé par [30]:

$$P_{wt} = 0.5\rho R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II} - 16)$$

La valeur de C_p est dépendante de rapport de vitesse de pointe (λ) et angle d'inclinaison des pales (β) sur la base des caractéristiques de la turbine comme suit:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (\text{II - 17})$$

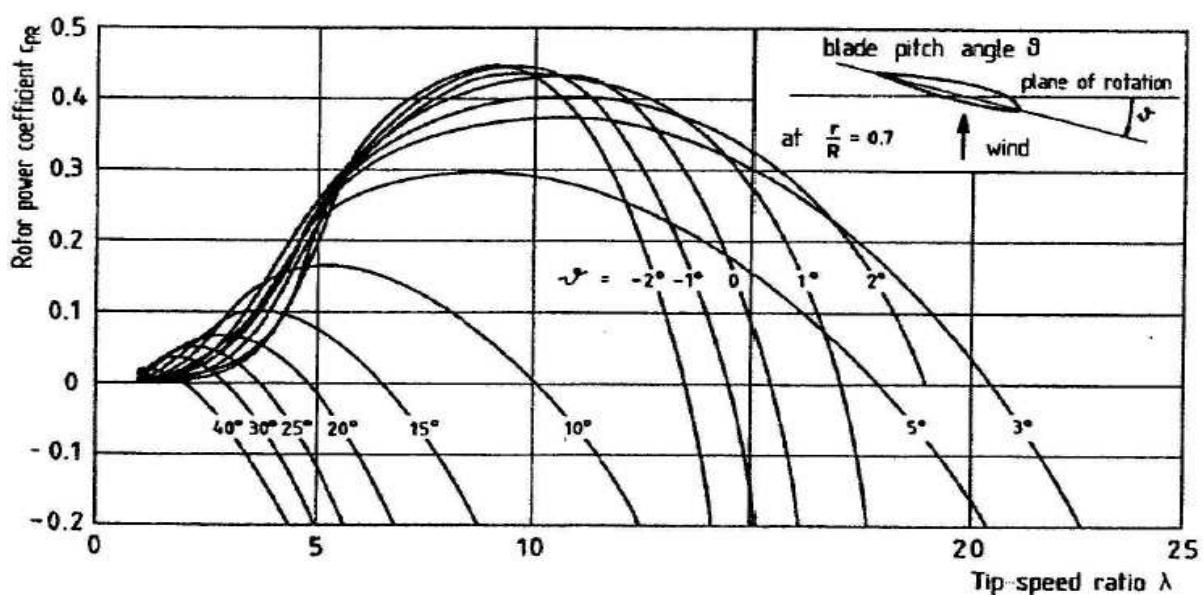
Avec

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

$$\lambda = \frac{w_r R}{V_w}$$

II.6.6 Courbes caractéristiques

Les turbines sont caractérisées par les courbes de C_p et C_m en fonction du rapport de la vitesse 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 comme représenté à la figure II-11. On peut trouver dans la littérature des équations du coefficient de puissance.



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

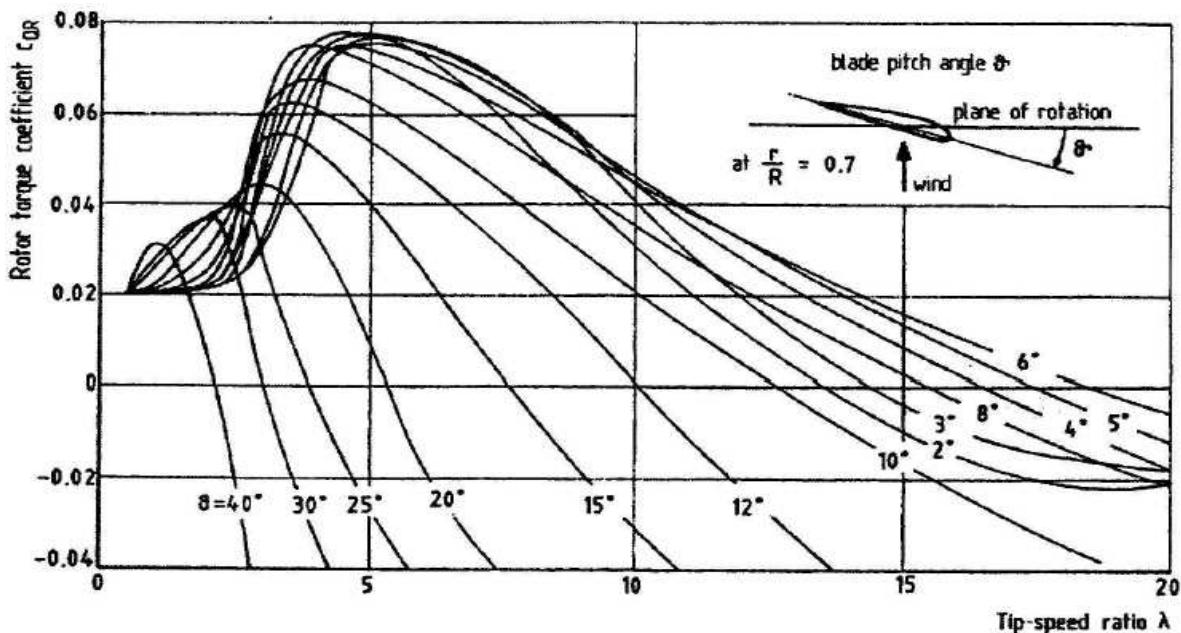
(b) $C_m=f(\lambda, \beta)$.

Figure II-11 : Allure des coefficients C_p et C_m en fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle de calage β [31]

II.6.7 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 :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_t R_t}{GV_1} \right) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (\text{II-18})$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent (figure II-12)

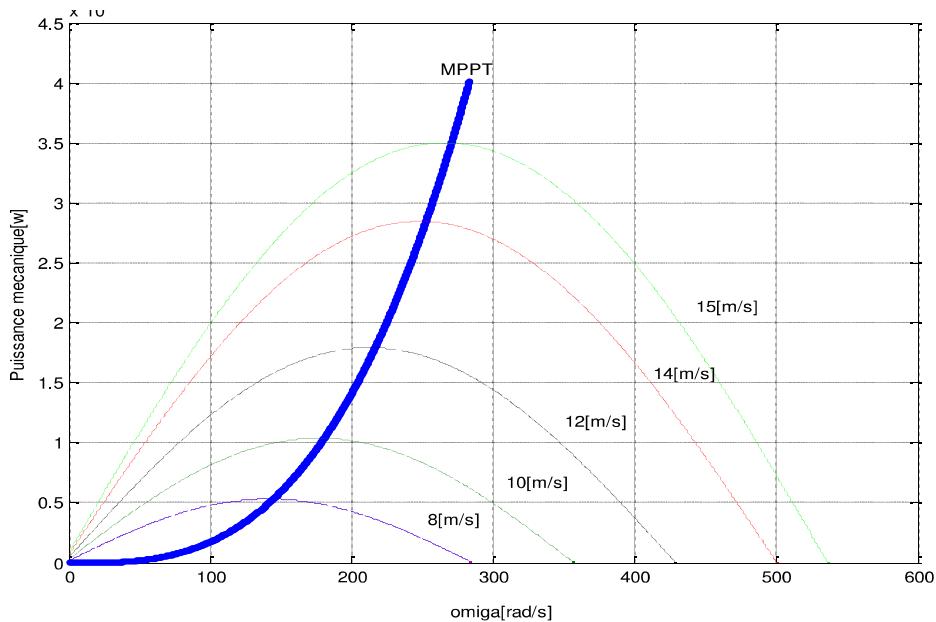


Figure II-12 : puissance théorique disponible en fonction de la vitesse de rotation

Au regard de la courbe repérée MPPT, qui joint les points de puissances maximales, il apparaît que pour pouvoir optimiser le transfert de puissance pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner à vitesses variables.

II.7 Technologies d'éoliennes

En général, il existe deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est fixe et celles dont la vitesse est variable :

II.7.1 Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes de grande puissance mise en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (figure II-13). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). La machine fonctionne alors en hyper synchronisme c'est-à-dire à une vitesse $\Omega_s(1-g)$ avec Ω_s vitesse de synchronisme (souvent $N_s=1500 \text{ tr.mn}^{-1}$) et g le glissement, avec $g < 0$ pour un fonctionnement en génératrice avec une convention moteur ($|g| \leq 1\%$). La rotation des pale par des actionneurs, hydrauliques ou électriques, permet l'augmentation

de l'angle de calage β . La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice. Lors de fort vent, cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta=90^\circ$).

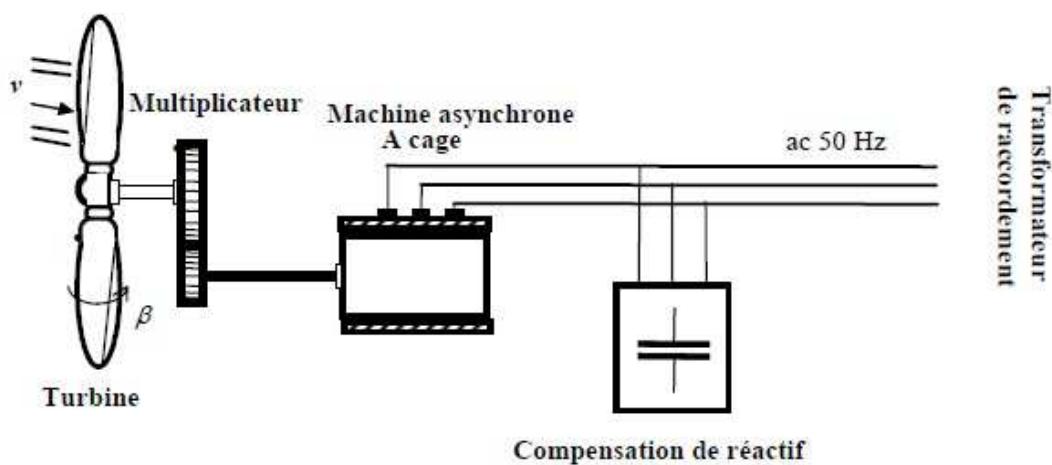


Figure II-13 : Eolienne à vitesse fixe

L'éolienne à vitesse fixe possède les avantages suivantes: [17]

- Système électrique plus simple.
- Système de commande électrique non nécessaire.
- Système moins cher.
- Peu de probabilité d'excitation des fréquences de résonance des éléments de l'éolienne.

II.7.2 Les éoliennes à vitesse variable

II.7.2.1 Principe

Les deux structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont présentées sur la figure II-13. La configuration de la figure II-14a, 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 II-14b, est basée sur une machine asynchrone à double alimentation et à rotor bobiné. La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance, situés au circuit rotorique [23].

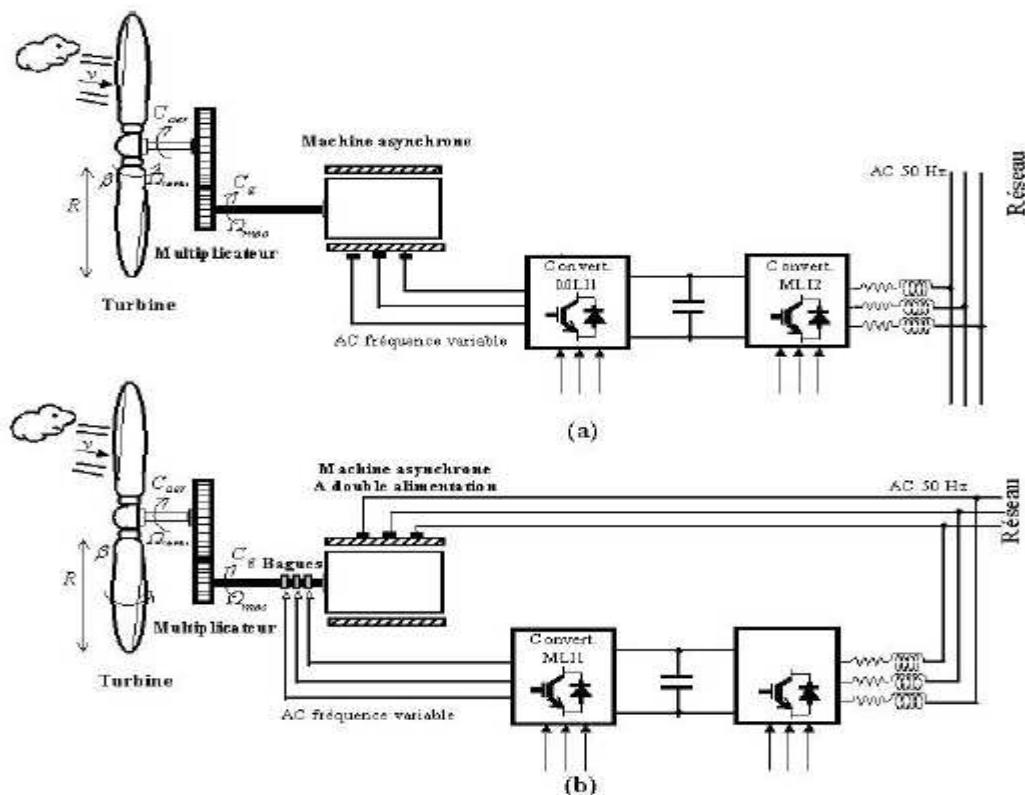


Figure I-14 : Eoliennes à vitesse variable

avec : (a): MAS raccordée aux réseaux et (b): MADA raccordée aux réseaux

II.7.2.2 Intérêt de la vitesse variable

La caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse est représentée sur la figure II-15.

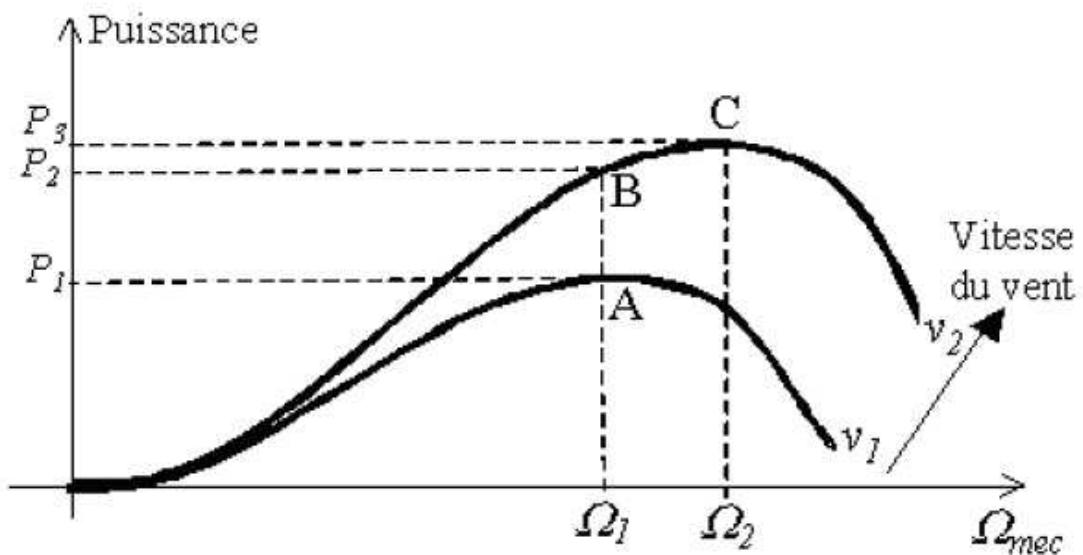


Figure II-15 : caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et la vitesse du vent

Pour une vitesse de vent v_1 et une vitesse mécanique de la génératrice Ω_1 ; on obtient une puissance nominale P_1 (point A). Si la vitesse du vent passe de v_1 à v_2 , et que la vitesse de la génératrice reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance P_2 se trouve sur la 2ème caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure Ω_2 . Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée.

Les techniques d'extraction maximale de puissance consistent à ajuster le couple électromagnétique de la génératrice pour fixer la vitesse à une valeur de référence ($\Omega_{réf}$) calculée pour maximiser la puissance extraite[22],[23].

II.8 Accouplement mécanique

II.8.1 Eolienne à attaque directe

Le principe de l'attaque directe est d'avoir la génératrice directement sur l'hélice. Cette dernière fonctionne à la vitesse basse du rotor, ce qui permet de supprimer le multiplicateur, qui est le siège de perte de puissance et source de bruit [17],[24],[14].

Ce type de génératrice doit tourner à des vitesses comprises entre 18 et 50 tr/min ; pour produire de l'électricité avec ce type de machine il faut que la génératrice possède un grand nombre de pôles permettant d'obtenir une fréquence de l'ordre de 50Hz .Toutes les éoliennes à attaque directe sont équipées de machines synchrones multipolaires à aimants permanents.



Figure II-16 : Eolienne à attaque directe

II.8.2 Eolienne à attaque indirecte

Dans ce type d'éolienne, la vitesse de rotation de la turbine est relativement faible, et le couple mécanique est élevé en sortie d'arbre de la turbine. Les machines électriques sont dimensionnées en couple, et on cherche à les faire tourner rapidement pour atteindre des puissances massiques satisfaisantes. C'est pourquoi on intercale un multiplicateur mécanique à engrenages entre la turbine et la génératrice ; cette dernière est souvent une machine asynchrone à cage ou alors la machine à double alimentation pour un fonctionnement à vitesse variable [17],[24],[14].

II.9 Production d'électricité par éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par 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.

L'énergie éolienne résulte de la force exercée par le vent sur les pales d'une hélice montée sur un arbre rotatif, lui-même est relié à une génératrice qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Cette dernière est fonction de la surface balayée Selon l'utilisation et technologie d'éolienne, certain de ses parties sont plus ou moins développées.

On distingue deux grandes familles d'éoliennes : [32]

- Les éoliennes autonomes.
- Les éoliennes raccordées au réseau.

II.9.1 Eolienne autonome

Pour ce type de centrale, la tension de sortie n'est pas imposée par le réseau, c'est pourquoi il faut maintenir son amplitude et sa fréquence constantes pour une utilisation domestique, et ce, quelle que soit la vitesse de rotation de la turbine. Elles sont utilisées pour l'alimentation en énergie électrique les bateaux, le camping, les stations météo et l'éclairage des chalets isolés ou encore des villages [17].

Ces éoliennes sont associées à des unités de stockage d'énergie, généralement constituée de batteries d'accumulateur. Ces dernières se chargent par l'aérogénérateur soit directement par une génératrice à courant continu pour les faibles puissances, ou bien par une génératrice synchrone à aimants permanents ou bobinée par l'intermédiaire d'un pont redresseur. La tension continue des batteries est utilisée soit directement ou alors mise en

forme par onduleur pour obtenir une alimentation triphasée sinusoïdale de fréquence 50 Hz [32].

II.9.2 Eoliennes raccordées au réseau

La figure ci-dessous présente les éléments principaux qui composent la machine. L'énergie du vent captée sur les pales entraîne le rotor, couplé à la génératrice, qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Celle-ci est ensuite distribuée aux normes sur le réseau, via un transformateur.

Les puissances de ces éoliennes varient de 50 kW à 6 MW. Ces dernières fonctionnent en permanence et la puissance produite fluctue beaucoup au gré du vent [32].

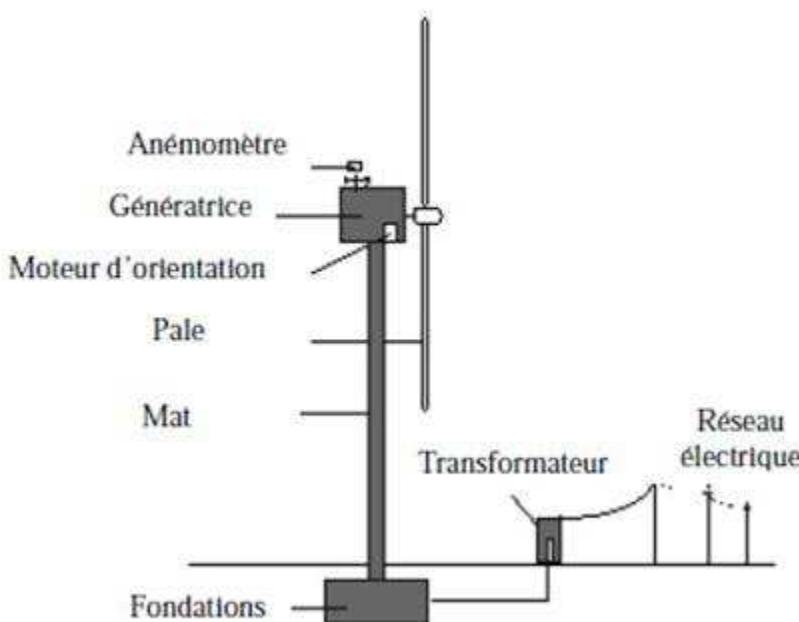


Fig. II.17 : Eolienne raccordée au réseau

II.10- Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

II.10.1- Bilan des forces sur une pale

La figure II-18 représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} . L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} directement compensée par la résistance mécanique

du mât et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} qui produit effectivement le déplacement.

Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale[13],[25],[26].

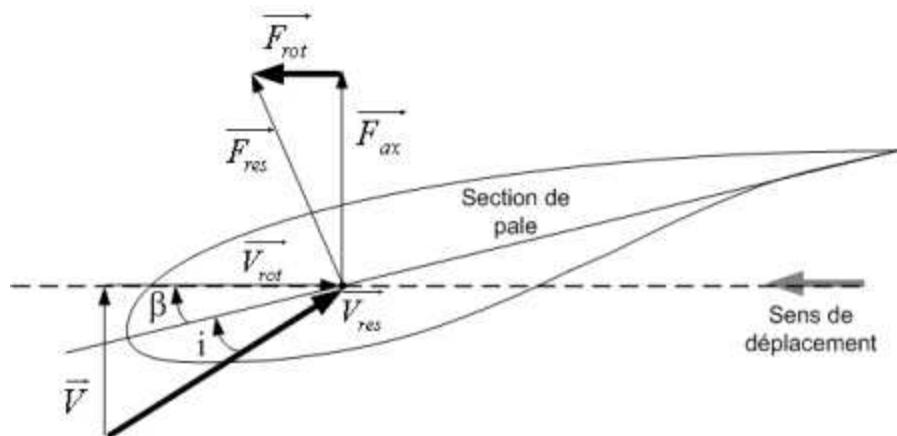


Figure II-18 : Bilan des forces sur une pale

II.10.2 Zones de fonction d'une turbine éolienne

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_n (figure II-19). Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mât et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnant : V_D la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et V_M la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement [26].

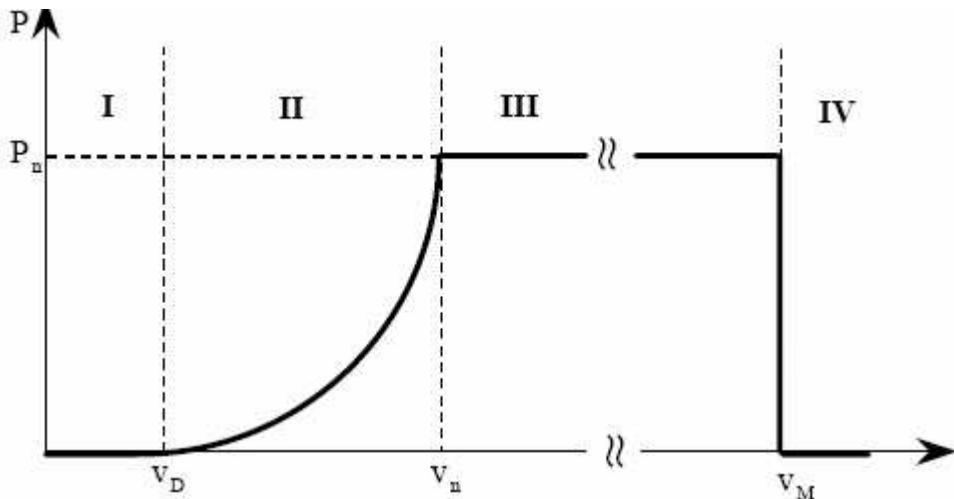


Figure 1I-19 : Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne

Les vitesses V_D , V_n et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

- la zone I, où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V ,
- la zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste égale à P_n ,
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

Il existe deux techniques principales pour cette régulation de puissance : le calage variable (les pales peuvent pivoter autour de leur axe longitudinal afin de réduire la portance et donc le couple moteur) et le décrochage aérodynamique (la conception des pales induit ce phénomène qui limite l'action du vent quand la vitesse de celui-ci dépasse sa valeur nominale) [26].

II.10.2.1 Régulation de ‘STALL’ “Système à décrochage aérodynamique”

Ce système de limitation de vitesse est lié à la forme de la pale dit « STALL ». Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale [17].

II.10.2.2 Régulation de ‘PITCH’ “Système d’orientation des pales”

Ce système de régulation par variation de l’angle de calage « β » qui permet d’ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses. C'est la régulation par mise en drapeaux, soit augmenter l'angle de calage, ce qui diminue l'angle d'incidence (figure II-20). Ce système permet également de freiner la turbine si nécessaire [27],[26].

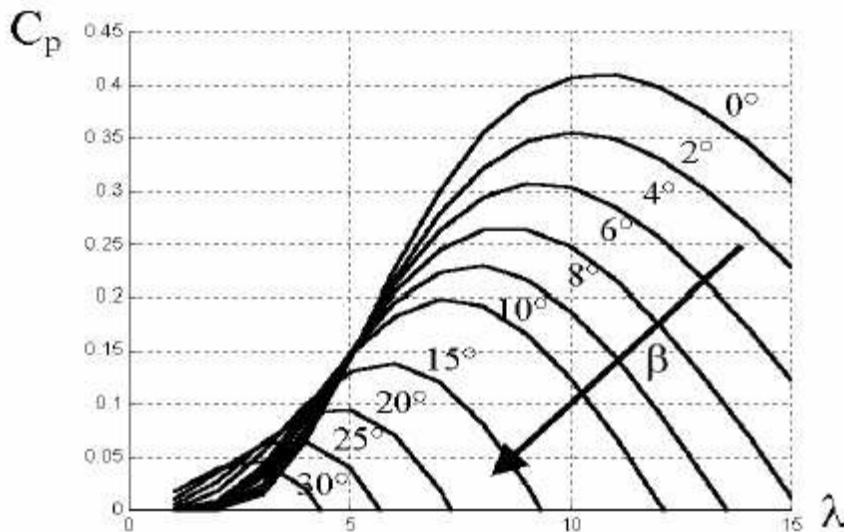


Figure II-20 : Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple

II.11 Etat de l'art sur la conversion électromécanique

II.11.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone

II.11.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil connecté directement au réseau

Contrairement aux autres moyens traditionnels de production d'énergie électrique où l'alternateur synchrone est largement utilisé, c'est la génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur (cela représente d'ailleurs un tiers de la consommation mondiale d'électricité), mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne [13]. La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée sur la figure (II-21)

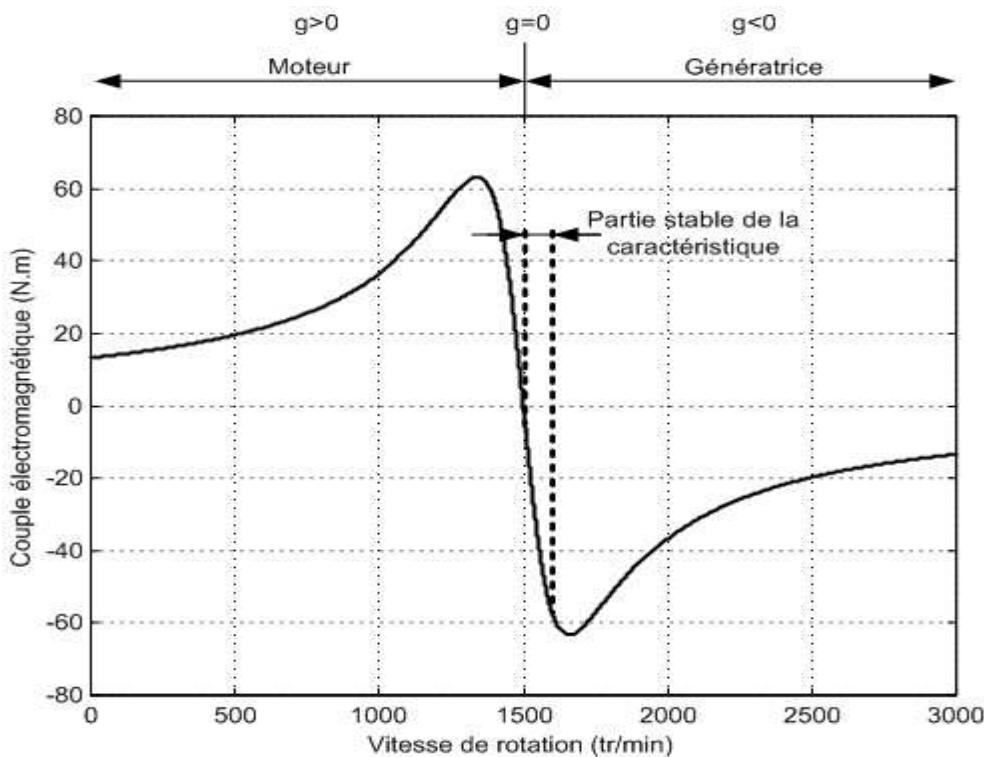


Figure II-21 : Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles

Pour assurer un fonctionnement stable du dispositif, la génératrice doit conserver une vitesse de rotation proche du synchronisme (point $g=0$), dans le cas de la caractéristique ci dessus, la génératrice devra garder une vitesse comprise entre 1500 et 1600 tr/min.

Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau (Figure II-22). La machine a un nombre de paire de pôles fixe et doit donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs. La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine [13].

Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'adjonction de

capacités représentées sur la figure II-22 qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne [13].

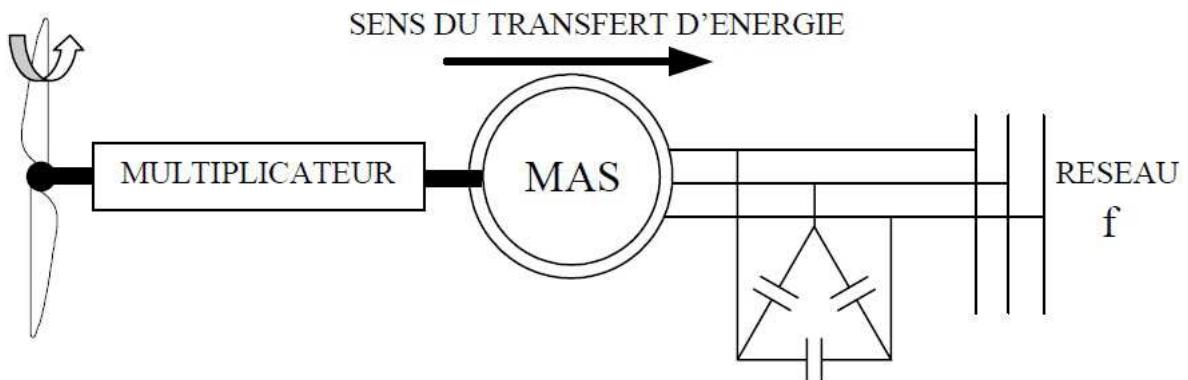


Figure II-22 : Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau

II.11.1.2 Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance

Le dispositif de base est représenté sur la figure II-23. Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable sans limite physique théorique. En effet, quelle que soit la vitesse de rotation de la machine, la tension produite est redressée et transformée en tension continue. Le fonctionnement de l'onduleur est alors classique et une commande adéquate permet de délivrer une tension alternative de fréquence fixe correspondant à celle du réseau avec un facteur de puissance unitaire. La puissance nominale de la génératrice détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de cette puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée. De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel [11].

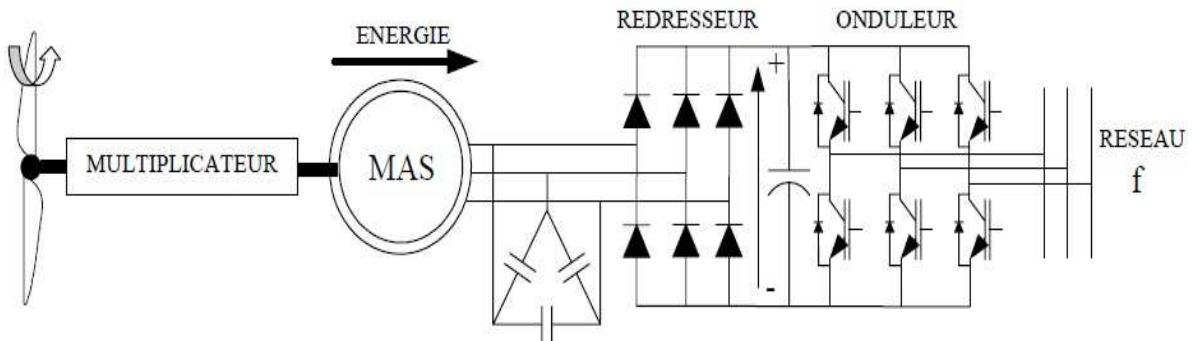


Figure II-23 : Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur

II.11.1.3 Machine asynchrone à double stator

Pour améliorer le rendement du dispositif précédent, certains constructeurs utilisent un système à base de machine asynchrone à double stator (Figure II-24) :

Un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent. Un stator de forte puissance à faible nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux vitesses de vent élevées.

Ce système reste intrinsèquement un dispositif à vitesse fixe mais possède deux points de fonctionnement différents. Le bruit ainsi engendré par l'éolienne est alors plus faible pour les petites vitesses de vent car l'angle de calage nécessaire à l'orientation des pales atteint des valeurs moins élevées. La présence d'un deuxième stator rend la conception de la machine particulière et augmente le coût et le diamètre de façon non négligeable, ce qui représente une augmentation du poids et de l'encombrement de l'ensemble [13].

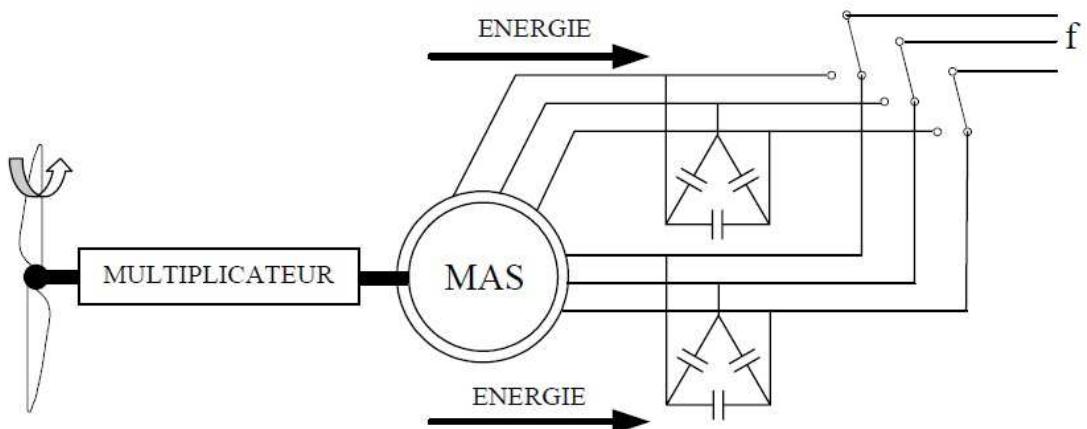


Figure II-24 : Machine asynchrone à double stator

II.11.1.4 Machine asynchrone à double alimentation

Avec les génératrices synchrones, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau (Figure II-25 et Figure II-26) le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électrique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor.

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (Vestas, Gamesa,...) utilisent ce type de machines [12].

Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important.

La figure II-25 montre la technologie (Optislip de Vestas) qui permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotor. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistif [12].

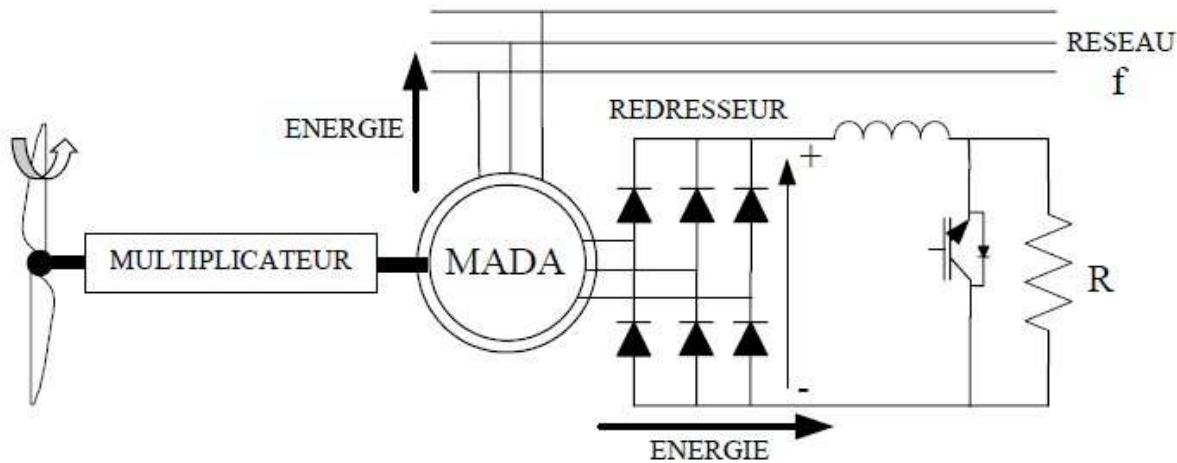


Figure II-25 : Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné - variation de la vitesse de rotation par réglage de la résistance du rotor

Une autre solution très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur réseau (Figure II-26). En général, le dimensionnement de la chaîne rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui suffit à assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse. C'est là son principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau [12].

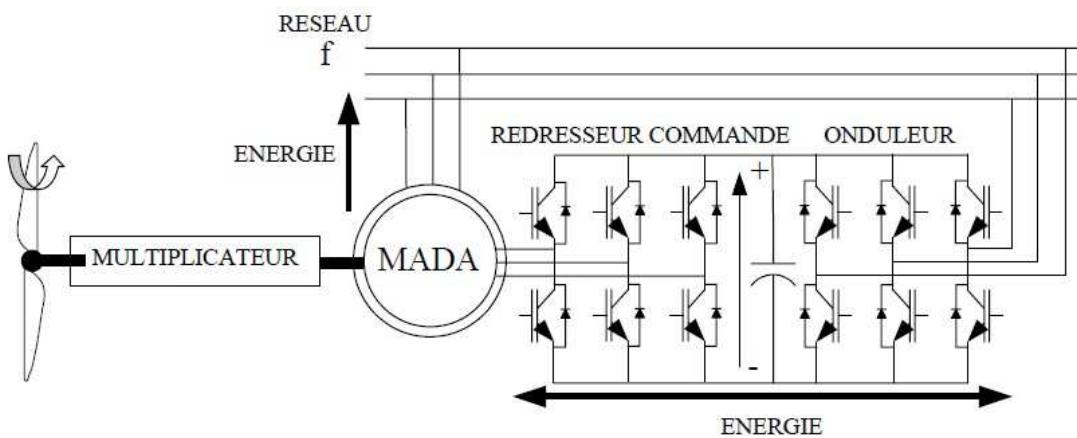


Figure II-26 : Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation-régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation

II.11.2 Systèmes utilisant la machine synchrone

L'avantage du générateur synchrone sur le générateur à induction est l'absence de courant réactif de magnétisation. Le champ magnétique du générateur synchrone peut être obtenu par des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut s'utiliser pour les applications d'entraînement direct (direct-drive) qui ne nécessitent pas de boîte de vitesses (gearless). Le générateur synchrone est toutefois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique (Figure II-27), lequel permet un fonctionnement à vitesse variable.

Pour des unités de petites tailles, le générateur à aimants permanents est plus simple et moins coûteux. Au-

delà de 20 kW (environ), le générateur synchrone est plus coûteux et complexe qu'un générateur asynchrone de taille équivalente [28].

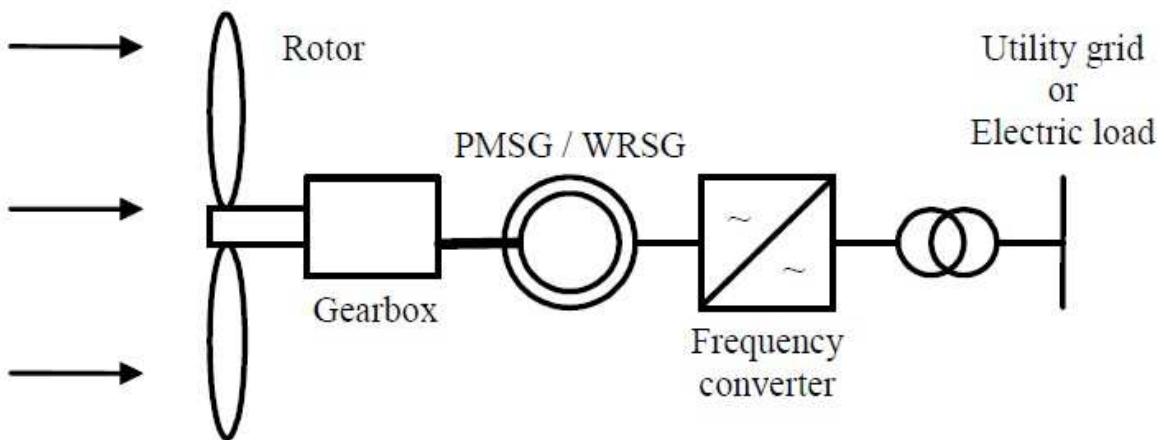


Figure 1I-27 : Système avec générateur synchrone pour un fonctionnement à vitesse variable

II.11.2.1 Générateur Synchrone à Rotor Bobiné

La connexion directe au réseau de puissance implique que le générateur synchrone tourne à vitesse constante, laquelle est fixée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de la machine. L'excitation est fournie par le système de bagues et balais ou par un système brushless avec un redresseur tournant. La mise en œuvre d'un convertisseur dans un système multipolaire sans engrenages permet un entraînement direct à vitesse variable.

Toutefois, cette solution implique l'utilisation d'un générateur surdimensionné et d'un convertisseur de puissance dimensionné pour la puissance totale du système [28].

II.11.2.2 Générateur Synchrone à Aimants Permanent

La caractéristique d'auto excitation du Générateur Synchrone à Aimant Permanent lui permet de fonctionner avec un facteur de puissance élevé et un bon rendement, ce qui le rend propice à l'application à des systèmes de génération éolienne (Ackermann, 2005). En fait, dans la catégorie des petites turbines, son coût réduit et sa simplicité en font le générateur le plus employé.

Cependant, dans les applications de plus grande puissance, les aimants et le convertisseur (lequel doit faire transiter toute la puissance générée), en font le moins compétitif [28].

II.12 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

II.12.1 Avantages de l'éolien

L'éolienne a quelques avantages [11] [17] [19].

- C'est une énergie renouvelable.
- Les aérogénérateurs produisent de l'électricité :
 - Sans dégrader la qualité de l'air (pas d'émission de gaz polluants ou à effet de serre, pas de fumées, ni poussières, ni odeurs).
 - Sans polluer les sols (ni suies, ni cendres).
 - Sans polluer les eaux (pas de rejets dans le milieu aquatique, pas de pollution thermique).

Dans ce domaine, l'effet des parcs éoliens sur la santé humaine est bénéfique.

- Elle utilise des machines dont le cycle de vie est favorable au respect de l'environnement : matériels restituant en quelque mois l'énergie utilisée pour leur fabrication, matériaux recyclables, démantèlement réalisable à tout moment et en quelques jours, assurant une totale remise en état du site.
- C'est une énergie décentralisée plus proche des consommateurs.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables, après celle de l'hydraulique.

II.12.2 Inconvénients de l'éolienne

L'éolienne a quelques inconvénients [11] [17] [19].

- L'impact visuel.
- L'impact sonore, les éoliennes émettent un bruit qui a principalement pour origine le glissement de l'air sur les pales. Une machine de grosse puissance (500 kW) produit un niveau de pression acoustique d'environ 50 dB à 150 mètres. Une éolienne est généralement inaudible à 400 mètres.
- L'impact sur des oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les éoliennes. D'autres études disent qu'il faut éloigner les sites éoliens sur les parcours migratoires des oiseaux.

- La qualité de la puissance électrique : l'énergie éolienne reste par nature, une énergie fluctuante ou à disponibilité aléatoire suivant les conditions météorologiques donc n'est pas toujours bonne.
- Le coût de l'énergie éolienne : les éoliennes implantées dans des sites suffisamment ventés s'accompagnent d'une baisse du coût, donc la rémunération maximum concerne les sites les moins ventés

II.13 Avantage et inconvénient :

Type de générateur	Avantage	Inconvénients
Machine synchrone à aimant permanent	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilité dans la conception. • Niveau de sortie plus élevé peut être atteint sans la nécessité d'augmenter la taille du générateur. • La baisse des coûts de maintenance et de l'exploitation, les roulements durent plus longtemps. • Aucun des pertes engendrées dans le rotor. • Peut régler la vitesse du générateur sans avoir besoin d'équipement ou de boîte de vitesses. • Le couple ne peut pas être très élevé à des basse vitesse. • Elle élimine la nécessité d'une excitation séparée ou systèmes de refroidissement. 	<ul style="list-style-type: none"> • La hausse du coût en raison de la hausse des prix des aimants utilisés. • Coûts d'aimants permanents limitent la production de ces générateurs pour la conception des turbines connectée au réseau à grande échelle. • L'aimant peut démagnétiser à des grande températures et à la surcharge de rompre et les courts-circuits. • L'utilisation du redresseur de diode à l'étape initiale de la conversion de puissance réduit la contrôlabilité du système global.
Générateur asynchrone	<ul style="list-style-type: none"> • la construction du générateur moins coûteux. • machines robustes qui ont une conception très simple. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance extraite non optimisée. • Maintenance boîte de vitesse. • Pas de contrôle de l'énergie

	<ul style="list-style-type: none"> • Machine robuste. • Faible coût. • Pas d'électronique de puissance. 	<ul style="list-style-type: none"> réactive. • Magnétisation de la machine imposée par le réseau.
MADA	<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement à vitesse variable • Puissance extraite optimisée • Électronique de puissance dimensionnée à 30 % de la puissance nominale • Machine standard . • Connexion de la machine plus facile à gérer. • Une magnétisation de la machine en cas de défaut sur le réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance de boite de vitesse. • Prix de l'électronique de puissance. • Contrôle-commande complexe. • Contacte glissant bagues-balais.
générateur synchrone	<ul style="list-style-type: none"> • Usage mécanique minimale en raison de la rotation lente de la machine. • Permettre de contrôler la puissance réactive car ils sont auto excités c'est une machines qui ne nécessitent pas l'injection de puissance réactive. • Facilement accepté par les systèmes isolés pour le raccordement au réseau. • contrôle indépendant de la puissance réelle et réactive. 	<ul style="list-style-type: none"> • typiquement les coûts de maintenance plus élevés par rapport à celle d'une machine asynchrone. • L'aimant utilisé pour la synchronisation est cher. • Grand diamètre de la machine.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'avoir une vue générale, sur la production de l'énergie électrique, d'origine éolienne. Dans le premier lieu, une présentation générale de la turbine éolienne avec ces différents types et ces principaux composants et sa constitution a été présentée. Dans le deuxième lieu, la conversion de l'énergie cinétique à l'énergie mécanique ainsi que les différentes technologies d'éoliennes et les stratégies de fonctionnement de l'éolienne ont été illustrées d'une manière générale. Finalement, ce chapitre est clôturé par la représentation des différentes structures standards de conversion de l'énergie éolienne.

Le prochain chapitre sera consacré à l'étude de la modélisation d'une turbine éolienne à base d'une machine asynchrone à double aimantation (MADA).

Introduction

Ce chapitre est consacré à la modélisation de la turbine éolienne et le réglage de la fréquence par l'intégration de la MADA dans un réseau.

La stabilité de la fréquence est un critère très important dans l'évaluation de la qualité de la l'alimentation électrique pour les réseaux à courant alternatif.

Le réglage de la fréquence, associé à celui de la puissance active a pour principal objectif d'éviter un mauvais fonctionnement des équipements connectés au réseau et d'empêcher le fonctionnement des dispositifs de protection par mini fréquence. Vu l'importance du réglage de la fréquence, nous profiterons de ce chapitre pour présenter le cœur de notre travail qui se trouve être la conception d'un contrôleur qui permettra à l'éolienne à MADA de participer efficacement au réglage de la fréquence dans le réseau. Des résultats de simulations sous MATLAB/Simulink sont présentés.

III.1 Modélisation de la turbine éolienne

Un système éolien classique (Fig. III-1) est composé d'une aéroturbine qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, à travers d'un multiplicateur de vitesse. Ce dernier permet d'augmenter la vitesse de rotation et donc diminuer le couple. Le générateur électrique assure la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique [11,23].

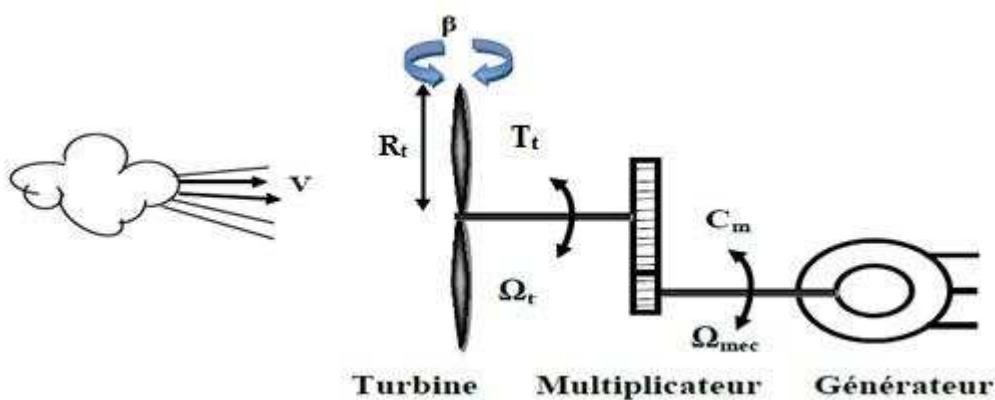


Figure III. 1: Schéma du système éolien

La puissance du vent ou la puissance théoriquement disponible est définie de la manière suivante :

$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (\text{III - 1})$$

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du la turbine s'écrit alors :

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (\text{III - 2})$$

Où λ et le rapport de vitesse, défini comme étant le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (\text{III - 3})$$

III.1.2 Hypothèses simplificatrice 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 [33,23] :

- Les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement.
- Les coefficients de frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés.
- 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.

On obtient alors un modèle mécanique simple (figure III-2) :

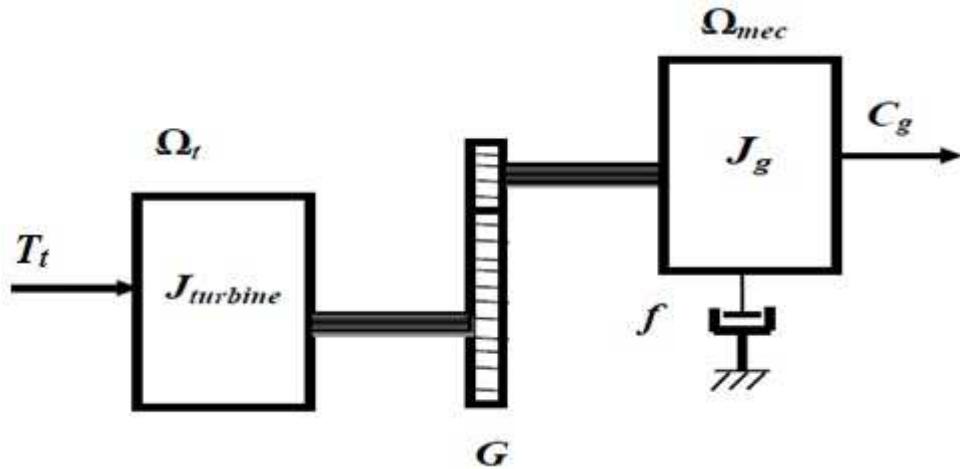


Figure III. 2: Modèle simplifié de la turbine éolienne

III.1.3 Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit [11] :

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

- La vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales et l'angle de calage.

Les quantités de sorties de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlé en variant les quantités d'entrées précédentes.

III.1.4 Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est d'adapter la vitesse mécanique de la turbine à la vitesse de la génératrice [11,34]. Dans ce cas, à la sortie du multiplicateur où la vitesse et le couple suivant :

$$C_g = \frac{1}{G} \cdot T_t \quad (\text{III} - 4)$$

$$\Omega_g = G \cdot \Omega_t \quad (\text{III} - 5)$$

III.1.5 Équation dynamique de l'arbre de transmission

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_{turbine} et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine [34,35].

$$J = \frac{J_{\text{turbine}}}{G^2} + J_g \quad (\text{III} - 6)$$

Avec :

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

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 :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} = C_{\text{mec}} \quad (\text{III} - 7)$$

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

$$C_{\text{mec}} = C_g - C_{\text{em}} - C_f \quad (\text{III} - 8)$$

Où

C_{em} : Couple électromagnétique développé par la génératrice

C_g : Couple issu du multiplicateur.

C_f : Couple résistant dû aux frottements.

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f :

$$C_f = f \cdot \Omega_{mec} \quad (\text{III - 9})$$

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

III.1.6 Courbe de coefficient de puissance C_p et puissance P

Le coefficient de puissance est intrinsèque à une grandeur de l'éolienne et dépend des profils des pales. Voici un exemple d'une éolienne de 10 kW quand a modéliser sont coefficient de puissance avec une équation qui dépend de la vitesse spécifique λ et l'angle d'orientation des pales [36].

On a : $C_1 = 0.5$; $C_2 = 116$; $C_3 = 0.4$; $C_4 = 5$; $C_5 = 21$; $C_6 = 0$

D'après l'équation (II - 17) de $C_p(\lambda, \beta)$ on obtient La figure (III-3) qui montre la variation du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport de vitesse λ et l'angle de calage β .

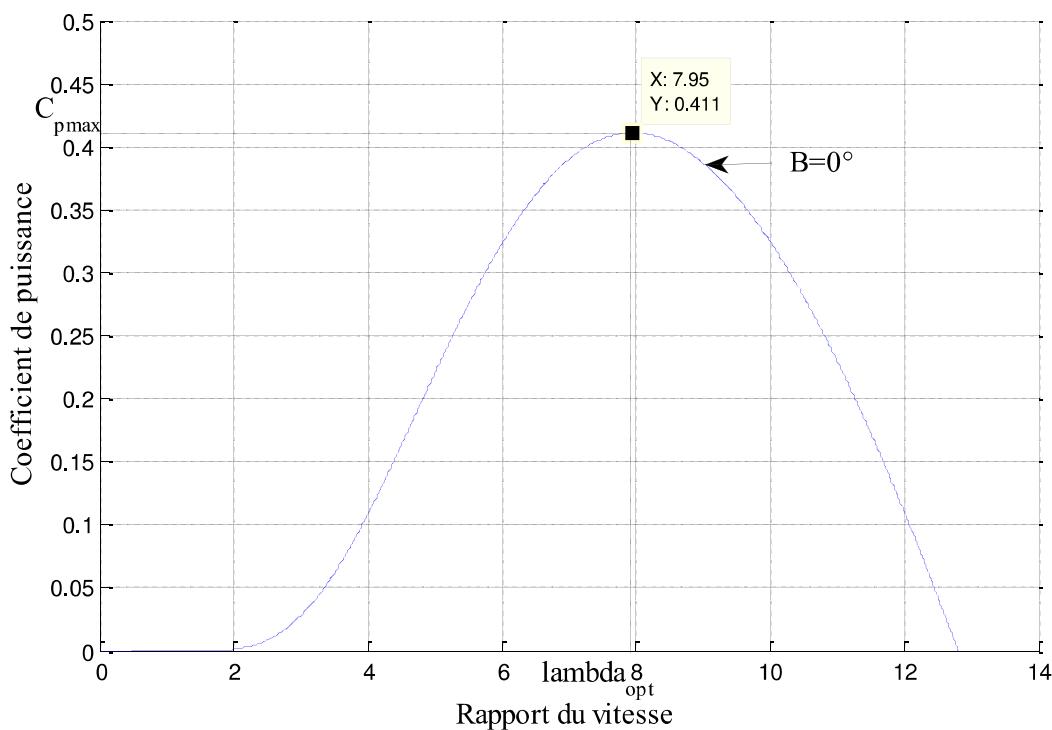


Figure III. 3: Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse

Pour un angle de calage β nul, la caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ Présente un maximum correspondant au point $(\lambda_{opt}, C_{Pmax})$. Pour optimiser (maximiser la puissance), la turbine éolienne doit fonctionner sur ce point pour chaque vitesse du vent.

La figure (III-4) montre la variation de la puissance P en fonction de la vitesse de rotation Ω_t , pour différentes valeurs de la vitesse du vent V . Pour une turbine éolienne de 10 kW (voir les paramètres en annexe).

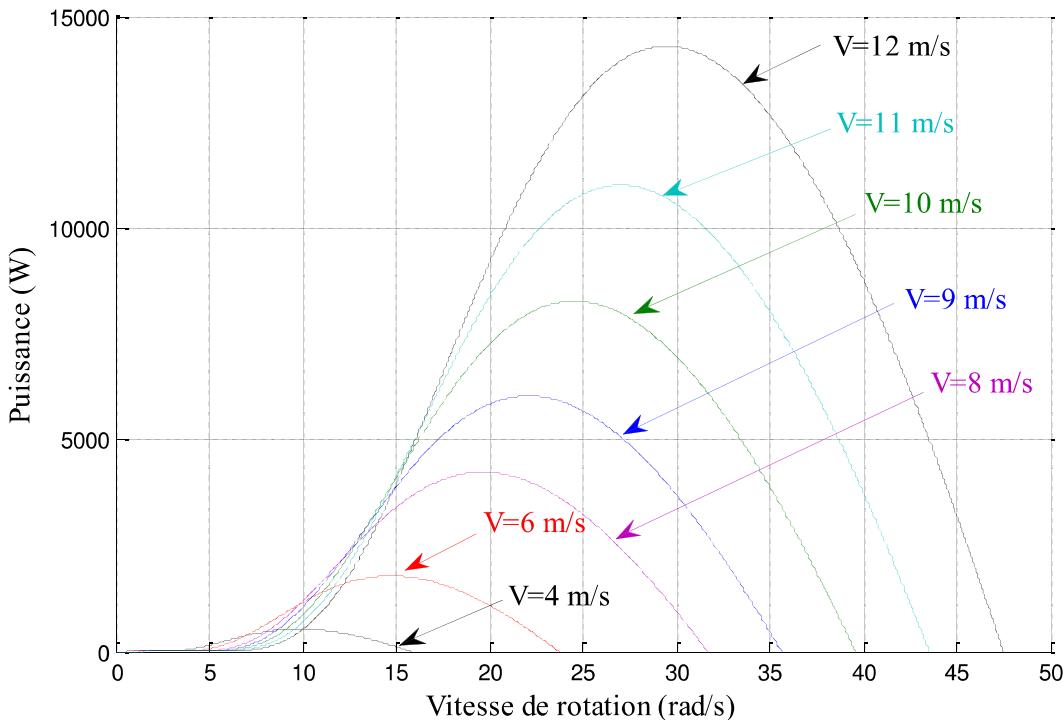


Figure III. 4: Puissance aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation

On remarque que pour chaque vitesse du vent, il y a une vitesse de rotation Ω_t pour laquelle la puissance est maximale.

Le couple aérodynamique sur l'axe lent peut être exprimé par l'équation (III-12) [47]

$$T_t = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (\text{III - 10})$$

Avec :

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine ;

T_t : Couple aérodynamique.

III.2 Stratégies de commande de la turbine éolienne

Les stratégies de commande des systèmes de génération éolienne de moyenne et grande puissance à vitesses variables et à régulation de puissance « pitch » utilisée

notamment pour les aérogénérateurs sont basées sur les deux courbes illustrées sur la figure (III-5), qui sont déduites des données aérodynamiques de la turbine [11] :

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

Deux stratégies de commande de la turbine à vitesses variables sont indiquées sur la figure (III-6).

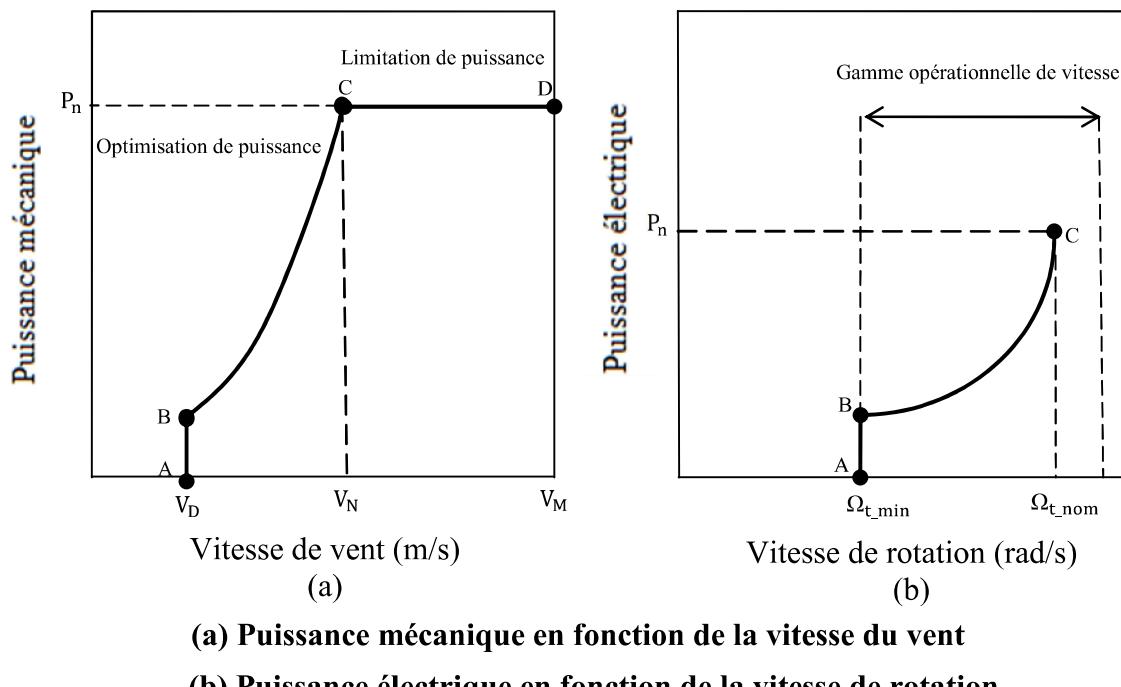


Figure III. 5: Caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation

La figure (III-6) 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 :

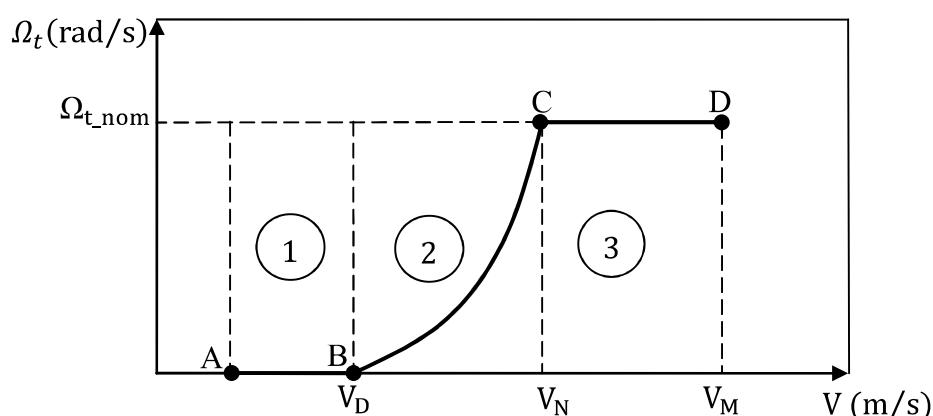


Figure III. 6: Caractéristique de vitesse de rotation en fonction de vitesse de vent

1. Stratégie d'optimisation de puissance : Dans cette stratégie représentée par les séquences « B-C », l'énergie capturée est optimisée au-dessous de la vitesse nominale du vent.
2. 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 « C-D ».

Deux zones de fonctionnement de la turbine peuvent être distinguées sur les figures (III-5) et (III-6).

- zone1 « A-B » : L'éolienne commence à fonctionner à la vitesse du vent de connexion V_D .
- Zone2 « B-C » : Lorsque l'éolienne commence à fonctionner, 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 » : arrivée à la puissance nominale, un système d'orientation des pales « pitch contrôle » est appliqué afin de limiter la puissance générée.
- Au-delà de la vitesse Ω_{t_nom} , un dispositif de protection est actionné pour éviter des ruptures mécaniques.

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. 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 [16,23].

III.3 Méthodes de recherche du point de puissance maximale

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de « cloche » [11, 12,16]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la figure (III-7) illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan

puissance-vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V donnée.

L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale.

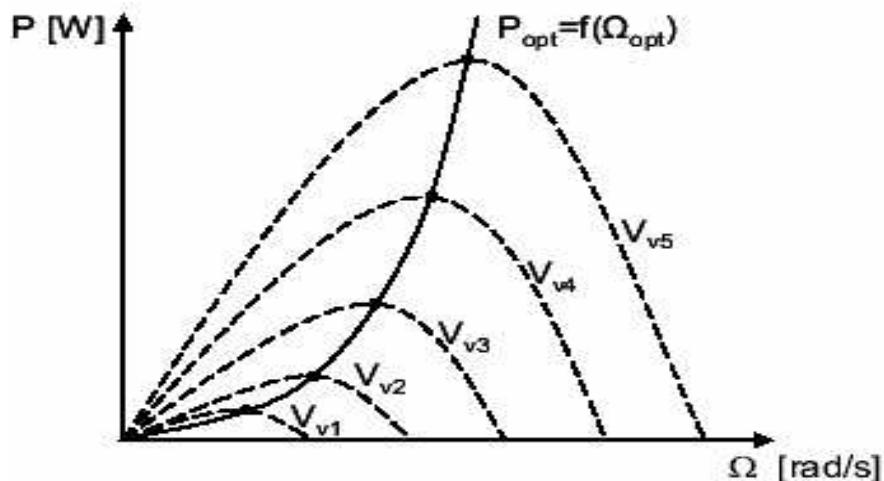


Figure III. 7: Caractéristiques de la puissance optimale

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : « Maximum Power Point Tracking » (**MPPT**) ou suivie du point de puissance maximale correspondant à la zone 2 (figure III-6) doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possibles :

1. La première approche, plus répandue, suppose que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales ;
2. La deuxième approche, la moins classique, considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ n'est pas connue.

III.4 les différentes Techniques de la MPPT :

III.4.1 La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio)

Le TSR optimale pour une éolienne donnée est constante quelle que soit la vitesse du vent. Si le TSR reste constamment à sa valeur optimale, il est garanti que l'énergie

extraite sera maximisée. Par conséquent, cette méthode sert à forcer le système de conversion d'énergie pour rester à ce point, en le comparant avec la valeur réelle et l'alimentation de cette différence au régulateur. Cela, à son tour, modifie la vitesse du générateur afin de réduire cette erreur. Le point optimal de TSR peut être déterminées expérimentalement ou théoriquement et stockée en tant que référence. Bien que cette méthode semble simple que la vitesse du vent est mesurée directement et en continu, une mesure précise de la vitesse du vent est impossible dans la réalité et augmente le coût du système [37, 38, 39]. Le schéma de principe du procédé de commande de rapport de vitesse de pointe est représenté sur la (Fig.III-8).

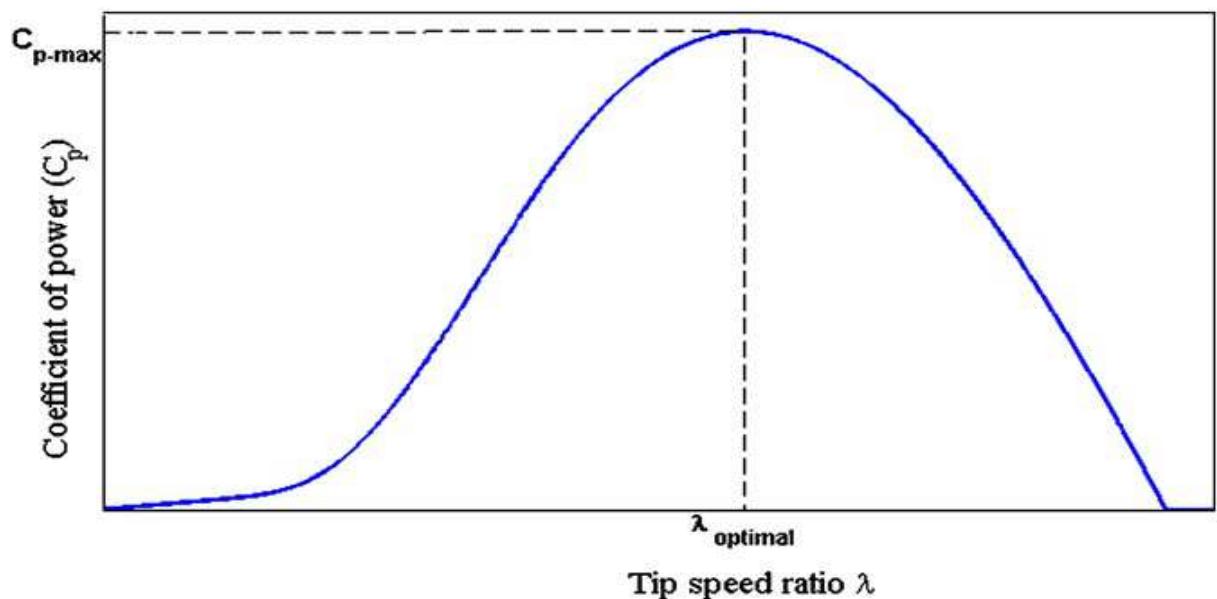


Figure III. 8 : La caractéristique du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse de pointe

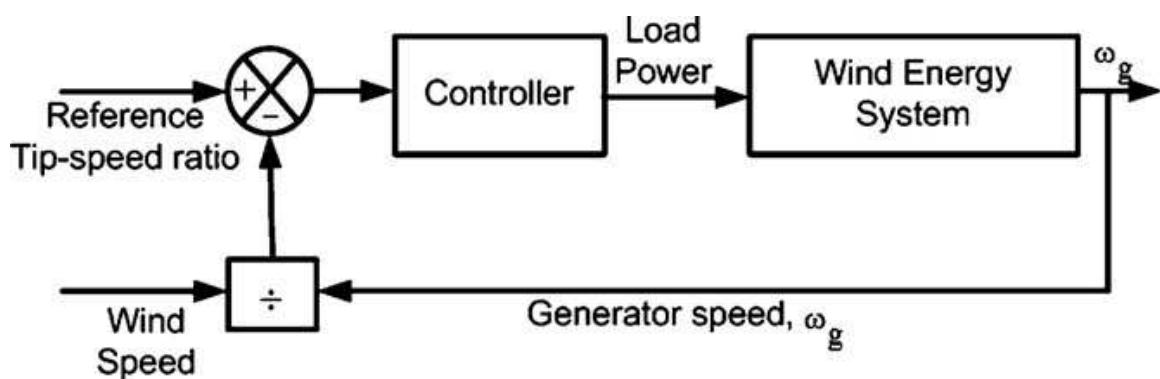


Figure III. 9 : Le schéma de principe de la commande de rapport de vitesse de pointe [40].

III.4.2 Contrôle de Couple optimal (OTC) :

Comme mentionné précédemment, le maintien du fonctionnement du système à λ_{opt} assure la conversion d'énergie éolienne disponible en forme mécanique. On peut observer à partir du schéma de principe représenté à la Fig.(III-9), que le principe de cette méthode consiste à ajuster le couple PMSG(machine synchrone à aimants permanents) selon un couple de consigne de puissance maximum d'éolienne à une vitesse de vent donnée. Pour l'alimentation de la turbine doit être déterminée en fonction de λ et Ω_{ref} , [41,42].

A partir de la vitesse du vent mesurée, et la vitesse spécifique connue λ_{opt} on détermine, la vitesse de référence de la turbine selon l'équation (III-11) :

$$\Omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R_t} \quad (\text{III} - 11)$$

A partir de l'équation (II-13), on détermine l'équation suivante :

$$V = \frac{R_t \cdot \Omega_{ref}}{\lambda_{opt}} \quad (\text{III} - 12)$$

Cette méthode est utilisée lorsque les deux paramètres λ_{opt} et C_{p_max} sont connus. À partir de l'expression (II-2), la puissance extraite par l'éolienne s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^2 \cdot V^3 \quad (\text{III} - 13)$$

On regroupe les deux équations précédentes, on obtient une relation globale de contrôle :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda)}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot \Omega_{ref}^3 \quad (\text{III} - 14)$$

Pour un fonctionnement optimal, la puissance et le couple de référence sont donnés par les équations (II-15) et (II-16) respectivement :

$$P_{ref} = P_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot \Omega_{ref}^3 \quad (\text{III} - 15)$$

$$T_{t_opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot \Omega_{ref}^2 \quad (\text{III} - 16)$$

On constate donc que la puissance et le couple de référence (optimale) sont proportionnels au cube de la vitesse de rotation de la génératrice :

$$P_{\text{opt}} = K_{\text{opt}} \cdot \Omega_{\text{ref}}^3 \quad (\text{III} - 17)$$

$$T_{t,\text{opt}} = K_{\text{opt}} \cdot \Omega_{\text{ref}}^2 \quad (\text{III} - 18)$$

Avec

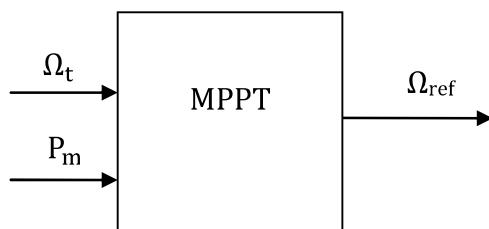
$$K_{\text{opt}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{p,\text{max}}}{\lambda_{\text{opt}}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \quad (\text{III} - 19)$$

III.4.3 MPPT avec la méthode PO (Perturbation et Observation)

Cette technique est adéquate lorsque les paramètres λ_{opt} et $C_{p,\text{max}}$ sont inconnus. La référence de vitesse est ajustée de manière à ce que la turbine fonctionne autour du point donnant le maximum de puissance pour chaque vitesse de vent. Pour agir sur la vitesse de rotation de la turbine, on surveille le sens de variation du rapport $dP/d\Omega$. Lorsqu'on atteint le point désiré (maximum de puissance), ce rapport sera nul [36].

$$\frac{dP}{d\Omega} = \frac{dP}{dt} \cdot \left(\frac{dt}{d\Omega} \right) \quad (\text{III} - 20)$$

Le principe des commandes MPPT de type P.O consiste à perturber la vitesse de rotation d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de la vitesse de rotation Ω_{ref} qui en résulte.



Une représentation de ce mode de contrôle est résumée dans le tableau (II-1) et illustrée sur la figure (II-10)

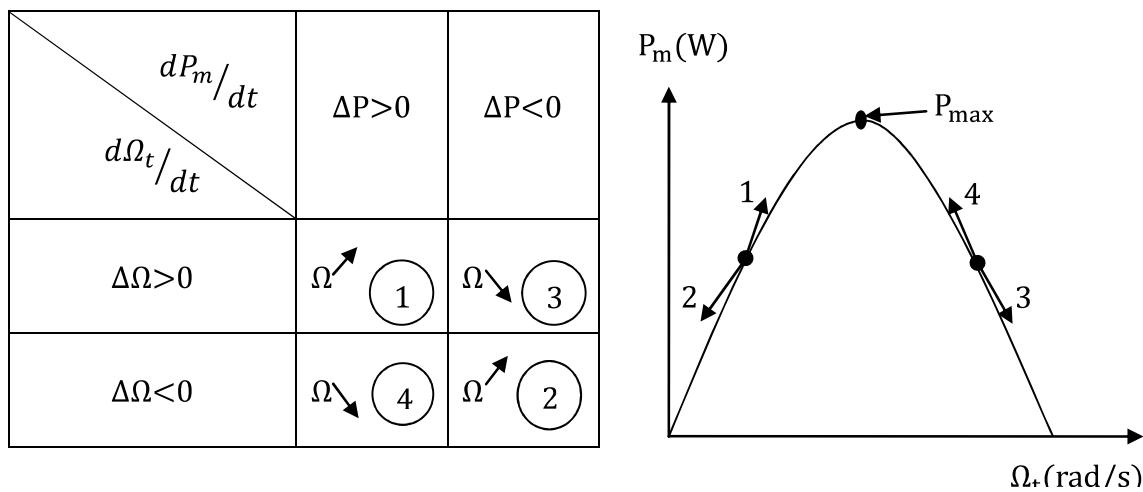


Figure III. 10: Convergence vers le point optimal

Le schéma de principe pour la simulation d'une turbine éolienne par cette méthode (méthode directe), en utilisant un régulateur PI (proportionnel-intégral. Les paramètres de régulateur sont donnés en annexe) pour l'asservissement de la vitesse mécanique, est donné sur la figure (III-8).

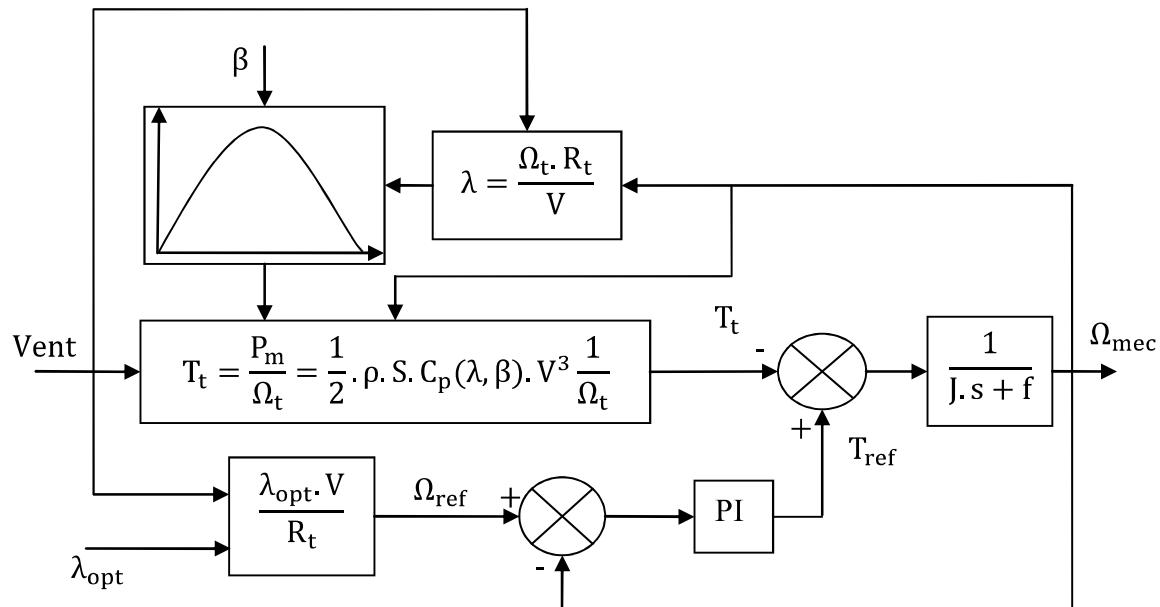


Figure III. 11: Schéma bloc de maximisation de la puissance (méthode directe)

III.5 modèle intégrant la MADA au réglage de la fréquence :

III.5.1 Modélisation du système d'orientation des pales

Les turbines éoliennes de grande puissance, de nos jours utilisent le système « pitch » pour la limitation de la puissance pour les vents forts. Elles utilisent pour cela le principe du contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à sa valeur nominale. Ainsi, l'orientation des pales, pour augmenter ou diminuer la portance selon la vitesse du vent, constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de la turbine. En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basse vitesse puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position « en drapeau ($\beta=90$) » à la vitesse maximale V_{max} . L'entrée de commande de système d'orientation des pales est la puissance électrique mesurée (Figure III-1) [16, 23].

En général la modélisation du contrôle « pitch » se fait en deux étapes :

1. génération de l'angle de référence β_{ref} ;
2. régulation de l'angle d'orientation.

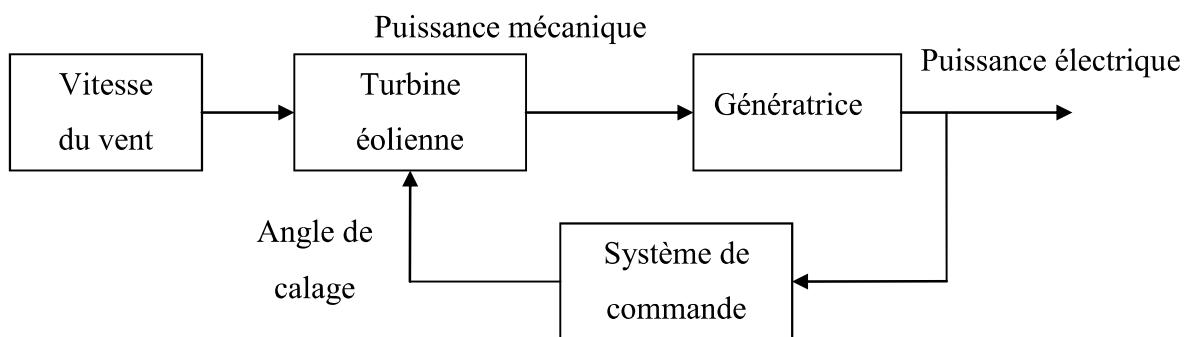


Figure III. 12: Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage

- Génération de l'angle d'orientation :

La conception analytique de ce réglage est complexe à cause des caractéristiques des pales et du modèle non linéaire de la turbine. Il est plus pratique d'utiliser des caractéristiques expérimentales renseignant les puissances mesurées pour différents angles de calage. Dans le cas de manque de ces

informations, l'angle de référence est obtenu par le réglage de l'erreur entre la puissance mesurée et celle de référence (Figure III-2) [11, 16, 23] ;

➤ Réglage de l'angle d'orientation :

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales soit pour chacune d'elle indépendamment. La régulation indépendante donne plus de degrés de liberté au système de commande, mais peut entraîner un déséquilibre aérodynamique dans la turbine. Un système précis de mesure est par conséquent utilisé pour assurer que l'angle de calage de chacune des pales soit le même. Certains auteurs représentent tout simplement le mécanisme de l'angle d'orientation des pales par une simple fonction de transfert du premier ordre avec une constante de temps T_d [11, 16].

Lors de la modélisation du système de commande du pas des pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la vitesse de variation de l'angle de calage doit être limitée à environ 10 % lors d'un fonctionnement normal et à 20 % pour les cas d'urgence [11, 16].

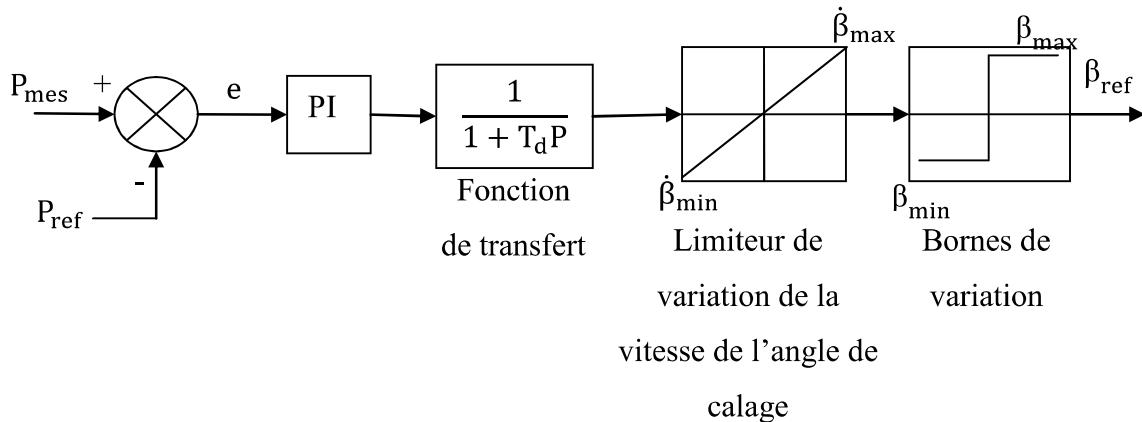


Figure III. 13: Boucle de régulation de l'angle de calage

III.6 Modèle de la MADA [43]

Quand l'éolienne participe au réglage de la fréquence, les éoliennes (turbines à vitesse fixe) s'empêchent de fournir leur puissance maximale disponible d'une manière à maintenir une marge de réserve pour le contrôle de la fréquence. Mais maintenant, avec le contrôle avancé, l'énergie cinétique stockée dans le système mécanique d'éoliennes peut

être extraite avec des générateurs à vitesse variable. Éoliennes à base de MADA peuvent produire de l'énergie avec une vitesse mécanique variable et d'extraire l'énergie cinétique pour soutenir la contrôle primaire de la fréquence. La puissance active et réactive d'un MADA peut être contrôlée à volontairement par l'opérateur. Bien que la puissance active à l'état stable livrée au réseau par un système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) dépend de la vitesse du vent, la puissance peut être contrôlée dynamiquement dans une certaine mesure en utilisant l'énergie mécanique stockée. La figure 2 montre le modèle dynamique utilisé pour l'étude de la régulation de fréquence avec une éolienne à base de la MADA, qui a l'essence de l'émulation inertie donnée dans. Dans l'émulation inertie d'un MADA, un signal de commande supplémentaire permet d'adapter la puissance de la set-points ΔP_f^* en fonction du type et du taux de variation de fréquence. Les contrôleurs essaient de garder la turbine à sa vitesse optimale pour produire la puissance maximale. Le contrôleur fournit une puissance de consigne ΔP_w^* qui est basé sur la vitesse mesurée et la puissance électrique mesurée. Le soutien au contrôle de fréquence primaire dépend de l'activation de cette boucle supplémentaire, comme la fréquence du réseau est supérieure à une certaine limite. Comme la fréquence du système chute, le couple de consigne augmente, le rotor ralentit, et l'énergie cinétique est relâchée ΔP_{NC} a deux composantes ΔP_f^* , le point de référence supplémentaire basé sur le changement de fréquence donnée dans [44] avec pilotage inertiel classique.

D’Où

W_p et w_i sont les gains de contrôleur de vitesse PI qui aident à produire la puissance active signaler souhaite pour réduire les fluctuation de fréquence.

on peut déterminée la référence écart de vitesse Δw^* de points de consigne de vitesse comme indiqué dans la [45].

$$\begin{aligned}\Delta w^* &= 2a_2 P_{nc} \Delta P_{nc} + a_1 \Delta P_{nc} && (\text{III} - 21) \\ &= (2a_2 P_{nc} + a_1) \Delta P_{nc} \\ &= K_w * \Delta P_{nc}\end{aligned}$$

L'injection totale, de la source d'énergie éolienne non-conventionnel s'écrite sous forme de l'équation :

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_w + \Delta P_r \quad (\text{III} - 22)$$

Avec ΔP_r est la puissance de sortie de la boucle de régulation de statisme.

Les caractéristiques des éoliennes, sont de nature oscillant en raison de la variation de la vitesse du vent. En outre, il ne fournit pas de support d'inertie due au découplage de MADA de la grille, et par conséquence, les effets négatifs sur le problème de régulation de fréquence de charge et un sujet de préoccupation avec la pénétration accrue de la production d'énergie éolienne en système d'alimentation. La conséquence indésirable des instabilités peut être raccourcie si l'installation des éoliennes peuvent fournir un soutien d'inertie au système d'alimentation [45].

La boucle de commande à inertie secondaire représenté sur **la figure 2** fournit un inertie pour émuler les éoliennes. Chaque fois qu'il ya toute fluctuation de la fréquence du réseau, le soutien d'inertie dépond de l'activation de cette boucle secondaire [45]. Le changement progressif de la vitesse du gouverneur est déterminé par le déséquilibre des pouvoirs dans le système et la constante d'inertie du générateur.

Ce modèle est représenté par:

$$\Delta_w = \frac{\Delta P}{2H_s} \quad (\text{III} - 23)$$

où H est l'inertie du générateur, et Δ_w et ΔP sont écarts de vitesse et de puissance déséquilibre, respectivement.

➤ Les équations d'états

le vecteur d'état est le suivant:

$$\begin{aligned} x &= [\Delta F \ \Delta X_1 \ \Delta X_2 \ \Delta X_3 \ \Delta \omega \ \Delta P_{NC}] \\ &= [X_1 \ X_2 \ X_3 \ X_4 \ X_5 \ X_6] \end{aligned}$$

On aura les équations d'états suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{X}_2 &= -\frac{X_2}{Tr} + \frac{X_1}{Tr} \\ \dot{X}_3 &= \frac{X_2}{T\omega} - \frac{X_3}{T\omega} \\ \dot{X}_4 &= -\frac{X_3}{RT_a} - \frac{X_4}{T_a} + \frac{K_{WP}}{T_a} - \frac{X_6}{T_a} \\ \dot{X}_5 &= \frac{X_5}{2H_e} - \frac{X_6}{2H_e} \end{aligned}$$

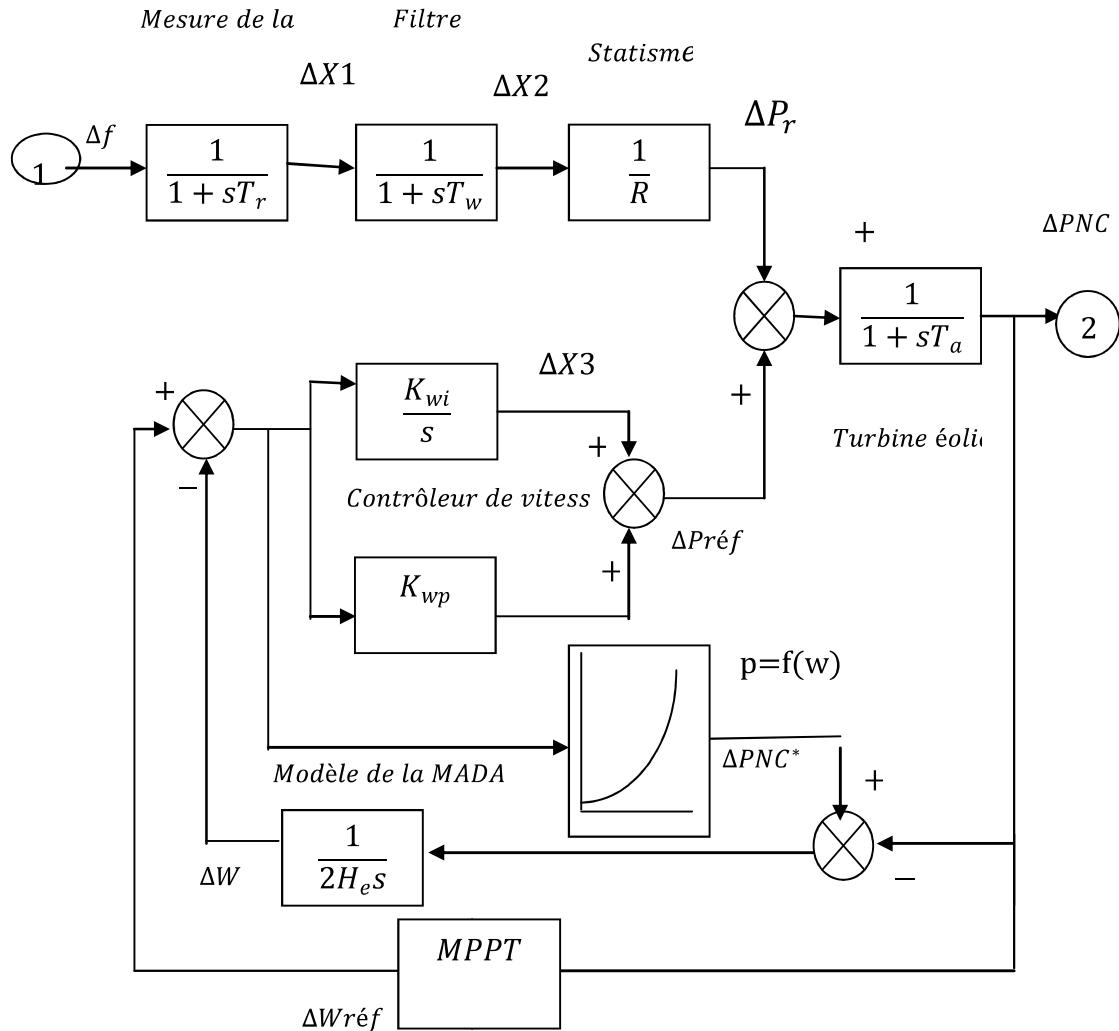


Figure III. 14 : Modèle de la MADA a base d'une turbine de vent

III.7 L'évaluation de l'énergie et la courbe de puissance [46]

La puissance disponible du vent qui traverse le rotor d'une éolienne peut être obtenu à partir de :

$$P_w(v) = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (III - 24)$$

où $P_w(v)$ est la puissance en W associée à une vitesse v du vent en m / s, A est la surface du rotor en m² et ρ est la densité de l'air (typ.1225kg / m³). Cette puissance est liée à l'énergie générée par une turbine éolienne à l'aide du coefficient de puissance.

$$C_p(v) = \frac{P(v)}{P_w(v)} \quad (III - 25)$$

où $P(v)$ est la puissance générée par l'éolienne en W, C_p est le coefficient de puissance qui est lié à la conception des pales, l'angle de pointe et la vitesse du rotor et de la vitesse du vent. La valeur théorique maximale de coefficient de puissance, connu la limite de Betz, est 0,593 (16/27). Toutefois, cette valeur ne soit pas réalisable avec de vrais turbines et sa valeur maximale est normalement autour de 0,5. Le coefficient de puissance peut être obtenu à partir des données du fabricant, en conséquence, des pertes mécaniques et électriques sont généralement inclus dans la valeur de coefficient, ainsi que le comportement aérodynamique des pales.

La puissance délivrée par une éolienne est généralement représenté par sa courbe de puissance, où une relation entre la vitesse du vent et la puissance est établie. Pour les VSWTs, cette relation peut être exprimée de la façon suivante :

$$p(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \text{ or } v > v_{c0} \\ q(v) & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_{c0} \end{cases} \quad (III - 26)$$

Où $p(v)$ est la puissance électrique en W,

v_{ci} est la vitesse du vent coupe-in en m / s,

v_{c0} est la vitesse du vent découpe en m / s,

v_r est la vitesse du vent découpe m / s notés,

P_r est la puissance nominale de $q(v)$ est le navire de relation non linéaire entre la puissance et la vitesse du vent.

III.7.1 Les différentes caractéristiques courbes de la puissance :

Les équations mathématiques les plus typiques pour représenter la partie non-linaire de $q(v)$ d'une courbe de puissance sont :

- Courbe de puissance polynomiale.
- Courbe de puissance exponentielle.
- Courbe de puissance cubique.
- Approximative courbe de puissance cubique.

III.7.2 Courbe de puissance polynomiale :

Dans le polynôme approximation courbe de puissance, un polynôme de deuxième degré est utilisé pour ajuster $q(v)$ [46]

$$q(v) = C_1 + C_2 v + C_3 v^2 \quad (III - 27)$$

Où C_1 , C_2 et C_3 sont calculées à partir des coefficients C_{ci} , P_r et v_r .

$$C_1 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[v_{ci}(v_{ci} + v_r) - 4v_{ci}v_r \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right]$$

$$C_2 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[4(v_{ci} + v_r) \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 - 3v_{ci} - v_r \right]$$

$$C_3 = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right]$$

III.7.3 Courbe de puissance exponentielle :

Quand la courbe de puissance exponentielle est utilisée pour modéliser une courbe de puissance de VSWT(générateurs d'éoliennes à vitesse variable), la courbe non linéaire $q(v)$ est évaluée à l'aide de [46]

$$q(v) = \frac{1}{2} \rho A K_p (v^\beta - v_{ci}^\beta) \quad (III - 38)$$

Où K_p et β sont des constantes.

III.7.4 Courbe de puissance cubique :

Une simplification de l'expression typique représentée en (7) peut être obtenue en supposant v_{ci} égale à zéro et β égal à trois. En conséquence, une approximation cubique de la courbe de puissance, qui est similaire à (1), on obtient [46]

$$q(v) = \frac{1}{2} \rho A C_{p,eq} v^3 \quad (III - 29)$$

Où $C_{p,eq}$ est une constante équivalente au coefficient de puissance.

III.7.5 Approximative courbe de puissance cubique :[46]

La courbe de puissance cubique approximative, peut être obtenue en supposant C_p , EQ égale à la valeur maximale du coefficient de puissance effective (C_p, max) . Le terme «« efficace »» signifie que les pertes mécaniques et électriques sont inclus dans ce coefficient équation résultante est :

$$q(v) = \frac{1}{2} \rho A C_{p,max} v^3 \quad (III - 30)$$

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons déduit les caractéristiques principales de la turbine éolienne choisie. Une explication des zones de fonctionnement et des différentes stratégies de contrôle de la puissance a été faite.

Nous avons étudié les différentes techniques de la MPPT et aussi on a vu le modèle de MADA à base d'une turbine éolienne quand la intégrer dans notre système pour simuler la variation de la fréquence et aussi variation de la puissance transité par la ligne.

Dans le chapitre suivant on va voir les différentes courbes de la variation de la fréquence et l'influence de l'éolienne sur le réglage de la fréquence à base de la MADA.

IV.1 Introduction

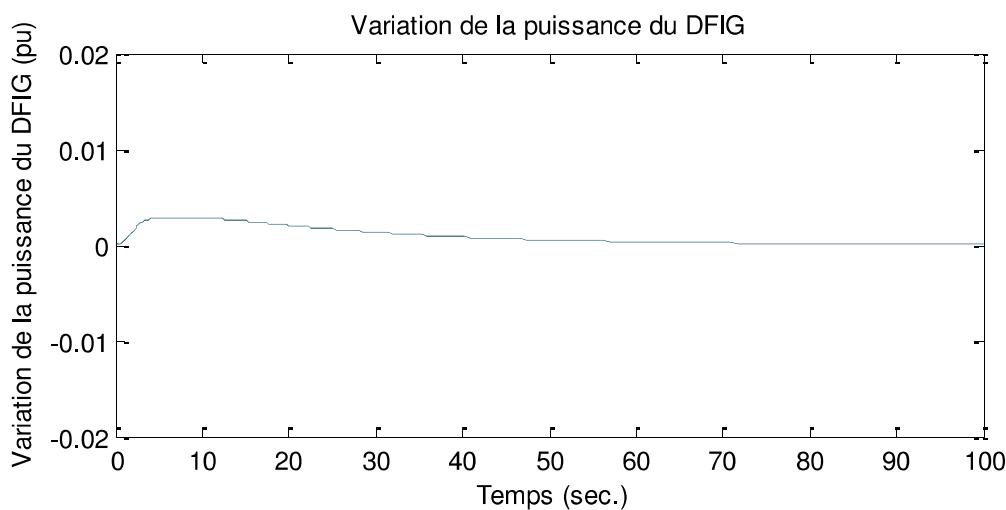
Ce chapitre est destiné pour simuler la variation de fréquence et la puissance dans un système électrique en joindrez par une turbine éolienne à base de la MADA et sans éolienne, en voir l'influence de l'éolienne sur le réglage de la fréquence.

la régulation classique (PI conventionnel et optimal) et l'objectif de notre simulation pour le système donné (deux régions interconnectées). L'interface de simulation est le module <>simulink<>.

Afin de simuler le comportement dynamique de notre système et étudier les performances (stabilité, rapidité) de régulateur classique on introduit la perturbation <>P1<> pour le modèle de deux régions interconnectées

IV.2 Résultats de simulation

- Variation de charge est constante avec 5%, 10%, 20% et 25% de pénétration de l'éolienne :



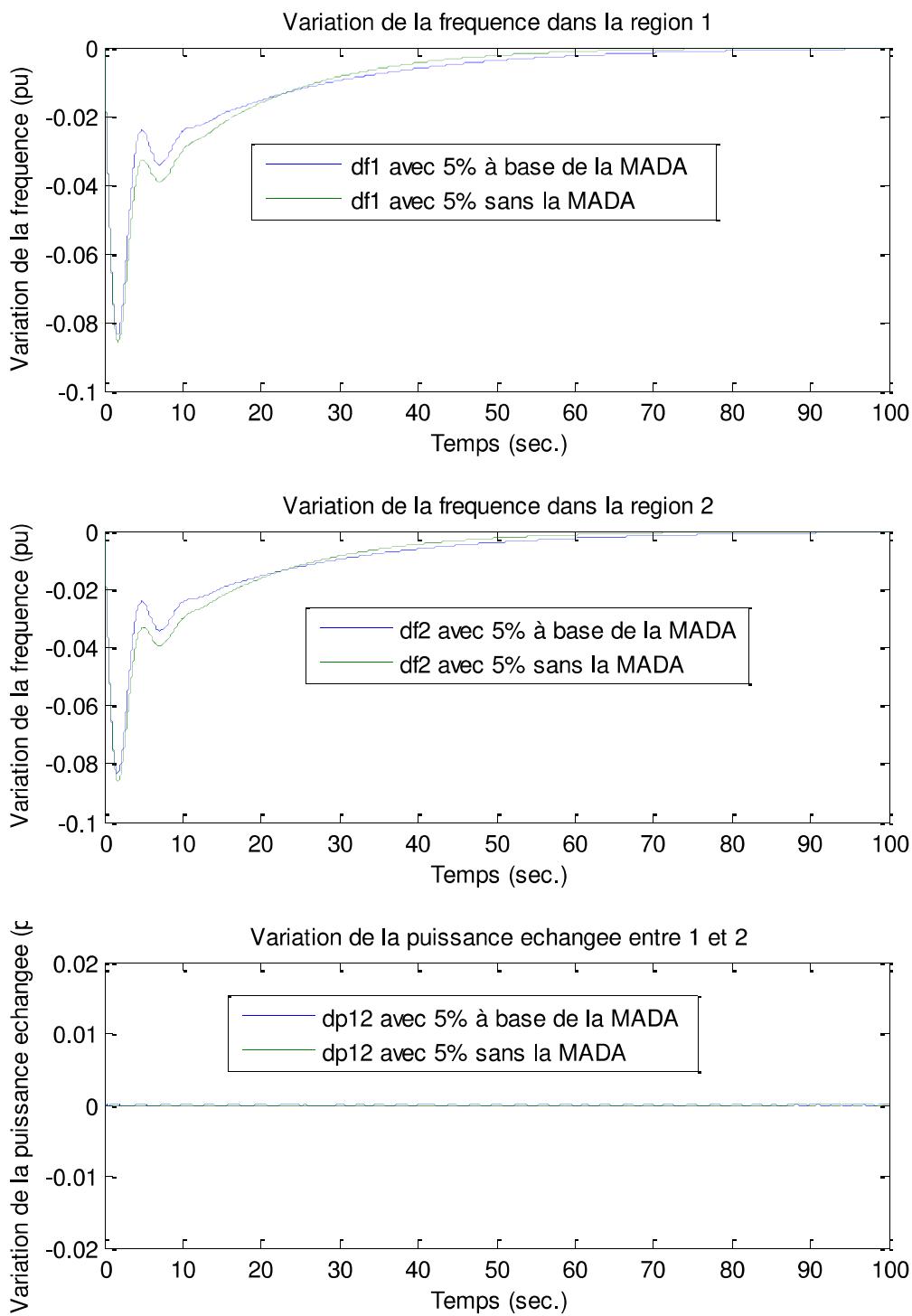
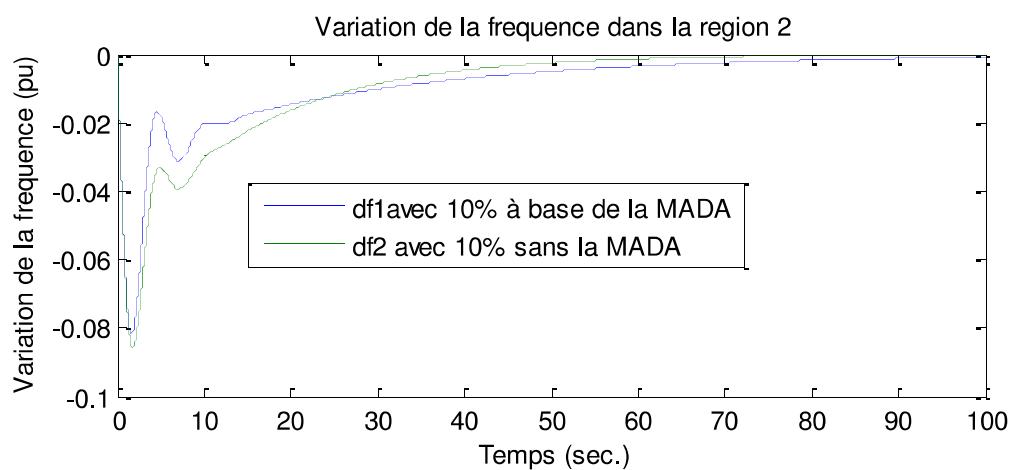
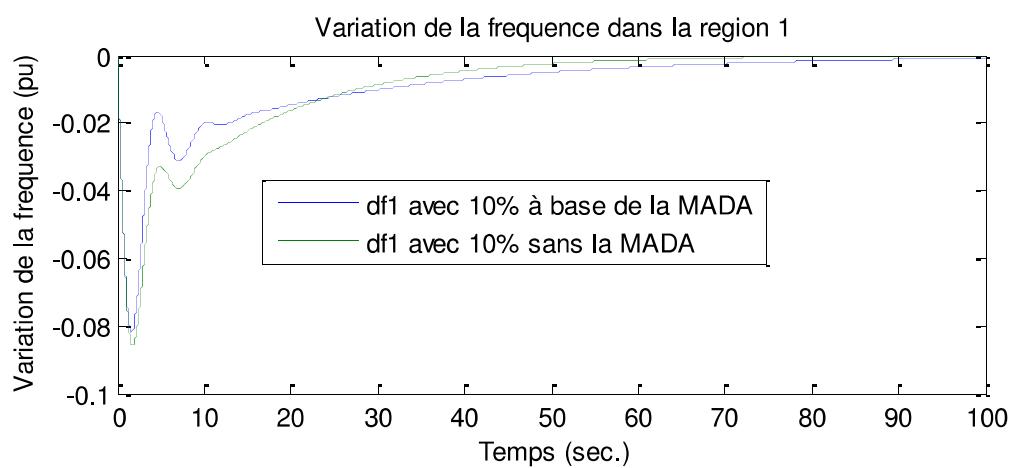
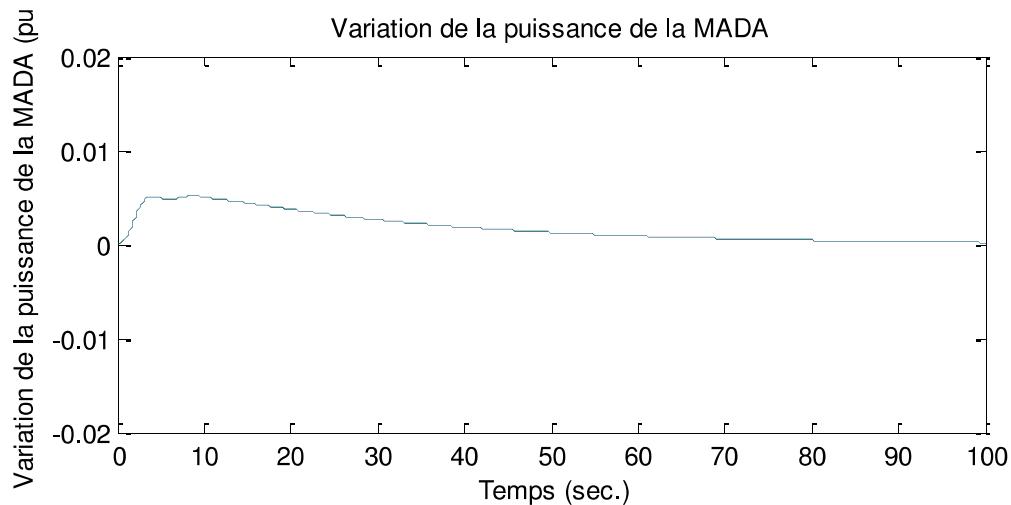


Figure IV. 1 variation des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 5%



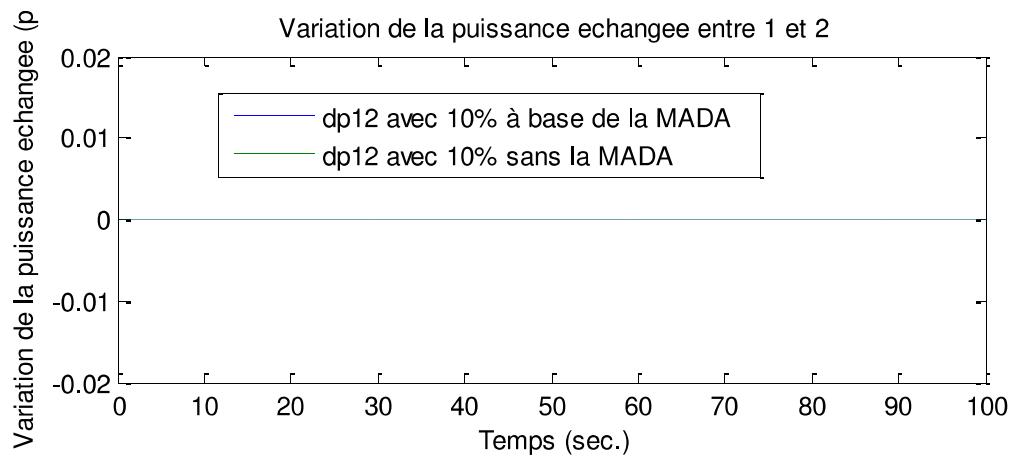
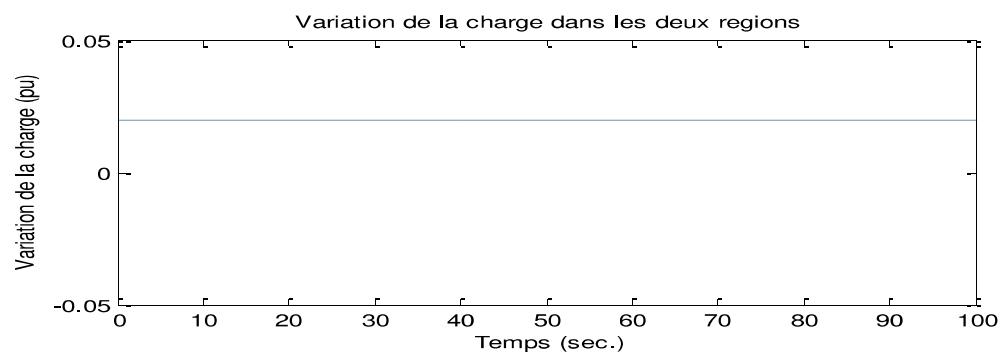
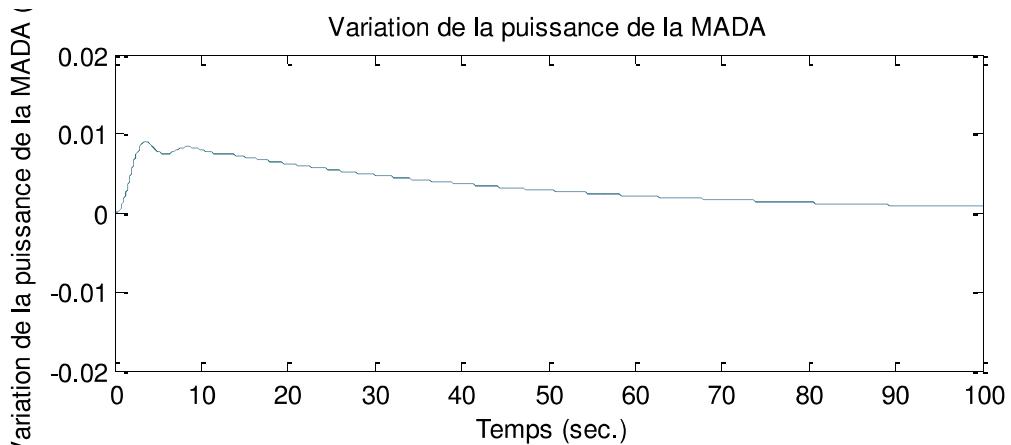


Figure IV. 2 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 10%



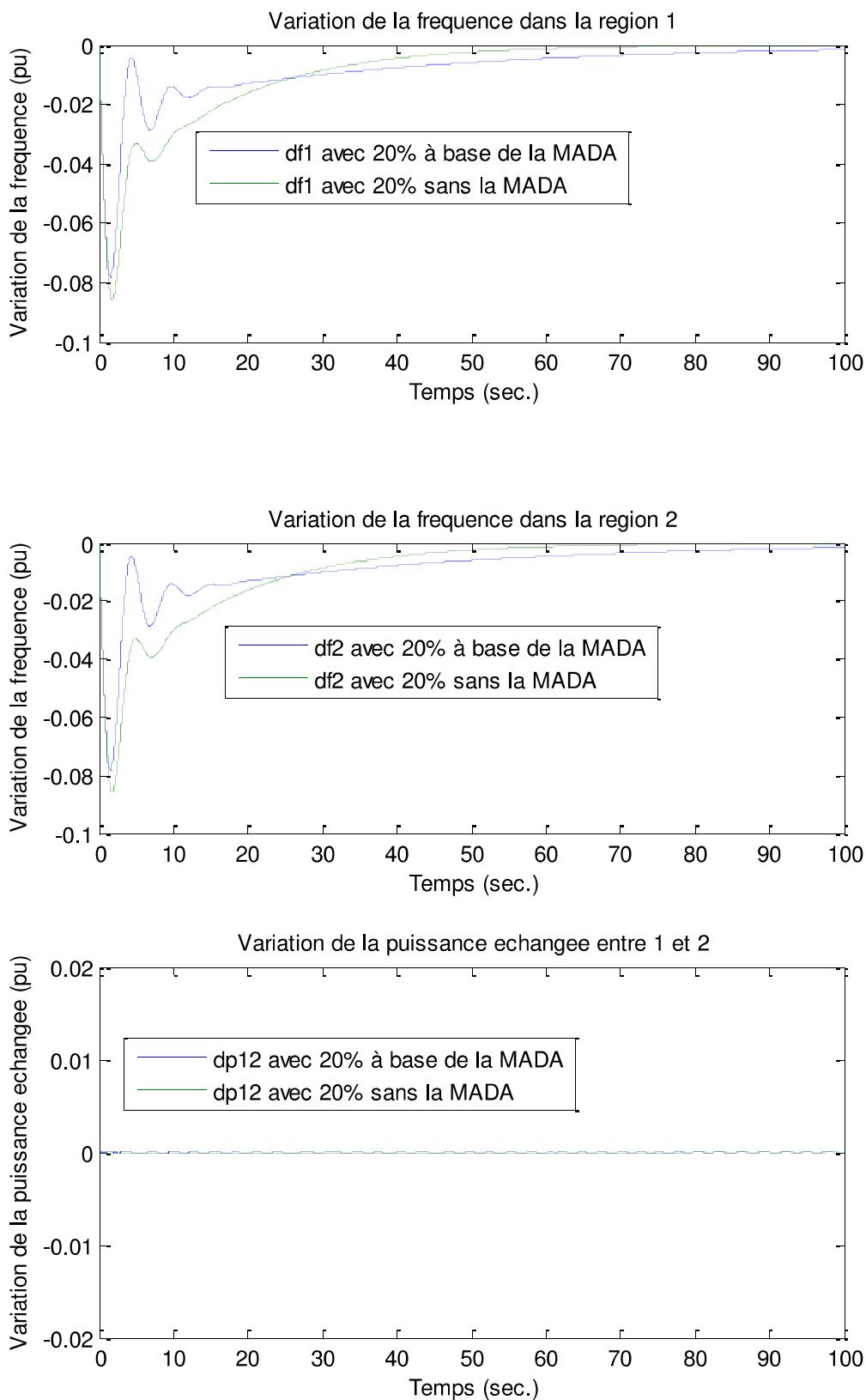
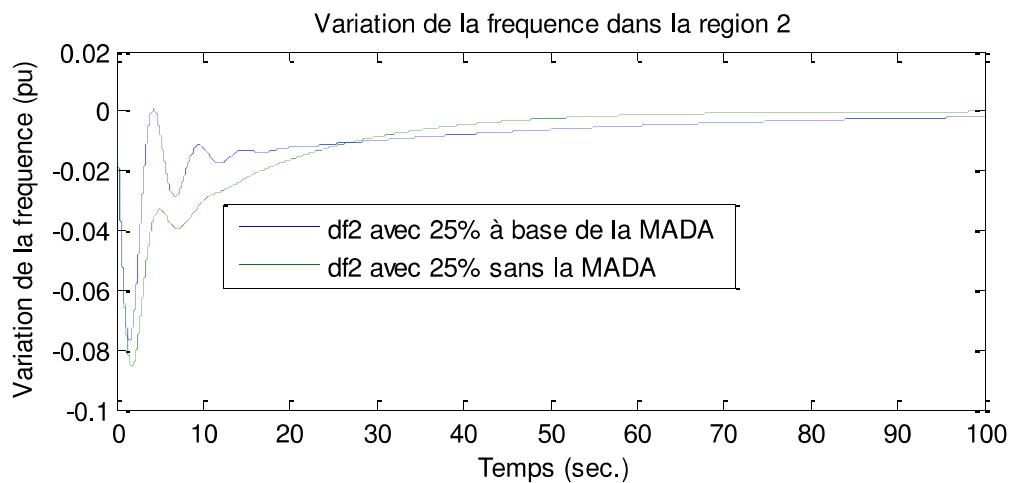
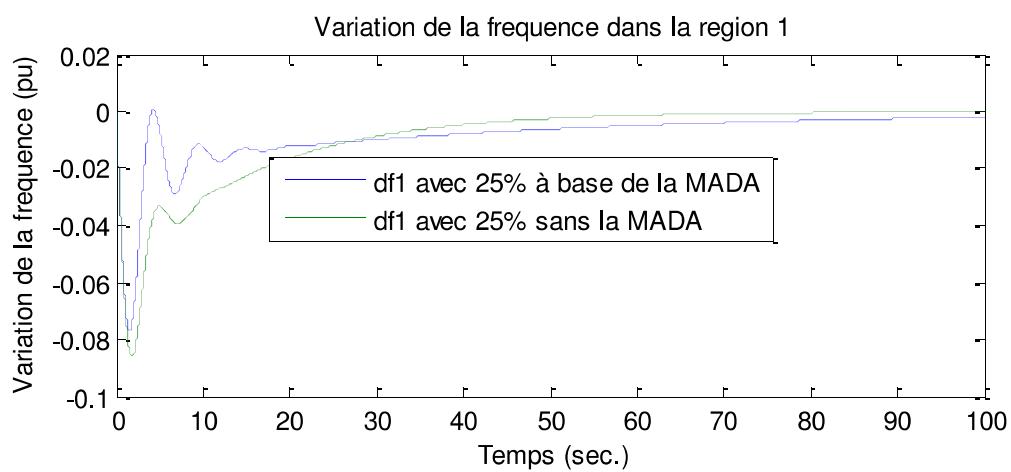
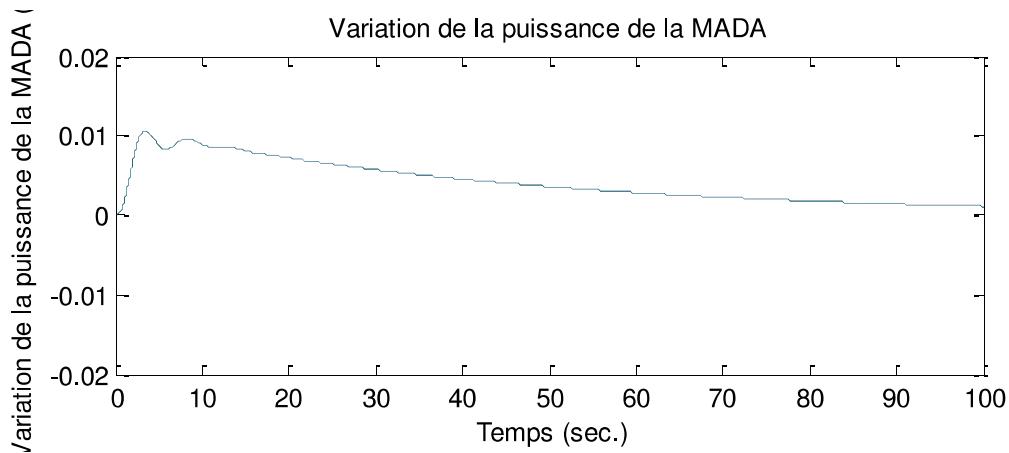


Figure IV. 3 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 20%



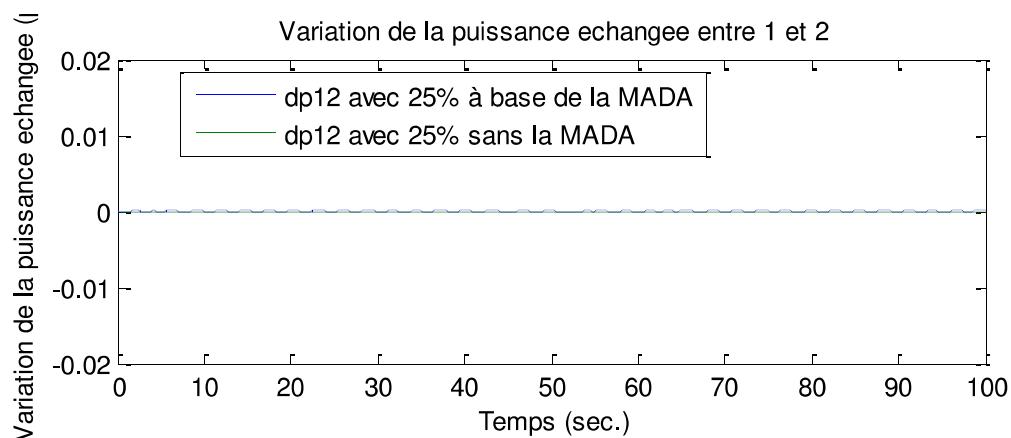
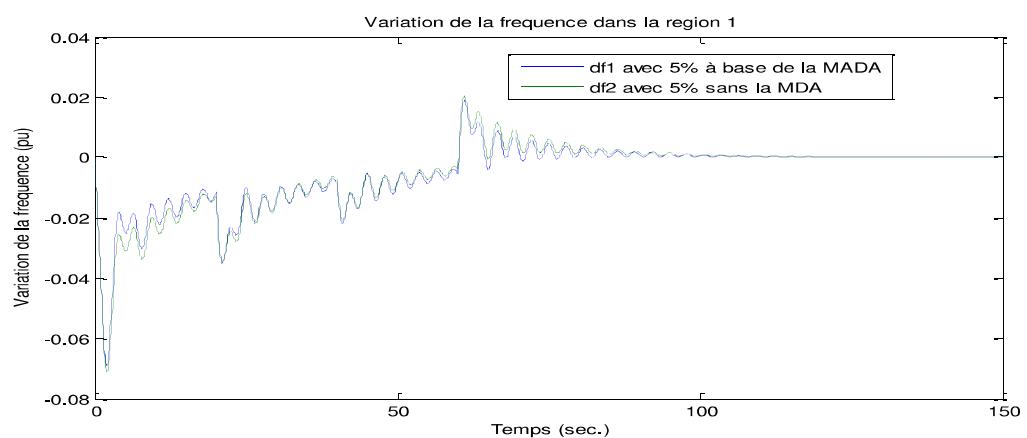
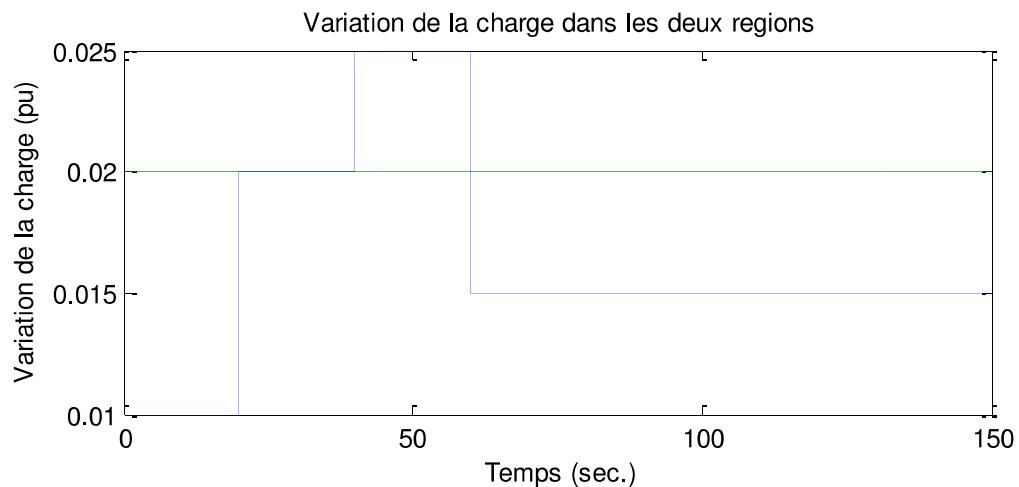


Figure IV. 4 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 25%

⊕ **Cas d'une variation en échelons multiple de la charge avec pénétration de 5% de l'éolienne :**



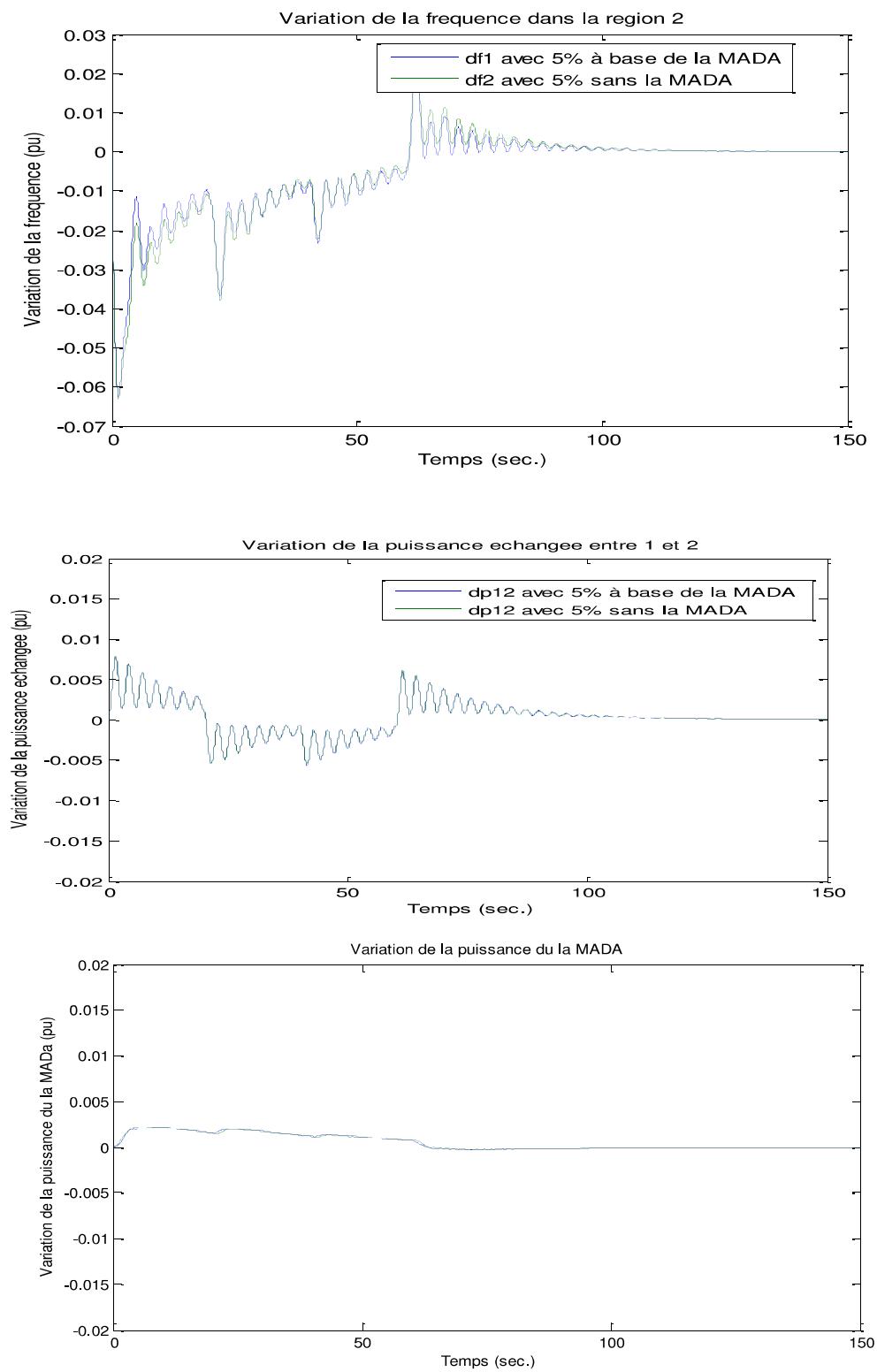


Figure IV. 5 variations des fréquences et des puissances échangées en fonction de temps pour un temps de pénétration de 5%

IV.2 Interprétations et commentaires:**A- Cas d'une variation de la charge constante**

Figure (IV.1 à IV.4) Montre la réponse de la variation de fréquence dans les zone 1 et zone 2 en suivant la même perturbation de la charge. On a observé que la fréquence maximale a été améliorée dans tous les cas à base de la MADA pour 5%, 10%, 20% et 25% de pénétration de l'énergie éolienne.

On peut généralement conclu qu'avec une pénétration inférieure, le temps de stabilisation est améliorée, comparé par le cas de la MADA, que les erreurs de l'état d'équilibre sont proches pour les deux zones.

B- Cas de la variation de la charge d'un échelon

Figure (IV.4) montre les variations de la fréquence et les puissances transitée des deux régions pour un échelons de 0.01 pu à partir de $t=0s$, ensuite la charge augmente 0.02 pu à l'instant $t=35s$, et à $t=45s$ la charge augmente jusqu'à 0.025 pu, et enfin à $t=60s$ la charge diminue à 0.015 pu.

La perturbation est caractérisée par une variation en échelon de la charge de la première région, et une variation constante de la charge 0.02 pu pour la deuxième région, on observe que le temps de la stabilisation transitoire de la fréquence est augmenter par rapport au premier cas cela a cause de la variation transitoire de la charge.

Conclusion

La participation d'éoliennes à base de la MADA dans la régulation de fréquence et les services de contrôle automatique de génération (AGC) dans les systèmes de contrôle multi-zone est un problème complexe. La MADA à vitesse fixe pourrait participer et d'améliorer la performance de la fréquence et de soutenir la production conventionnelle dans les services de régulation de fréquence par une réduction de ACE dans chaque zone.

Études de simulation détaillées ont été présentées pour comparer les performances des contrôleurs MADA réglé de façon optimale et leur contribution à la régulation de fréquence et AGC dans le système d'alimentation à deux région. En outre, des études ont été présentées pour comparer l'impact du système de 5%, 10%, 20% et 25% de pénétration de la production éolienne.

Conclusion général

Dans ce travail nous avons étudié la problématique de réglage de la fréquence d'un système électrique par l'intégration des générateurs éoliennes.

L'objectif initial des présents travaux était d'évaluer la performance et la fiabilité des réglages de fréquence fournis par les éoliennes à l'échelle du système électrique. A l'issue de ce mémoire, nous souhaitons mettre l'accent sur les principales contributions amenées par ces recherches à l'étude de la problématique de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux électriques.

Dans le premier chapitre on a étudié la présentation de la modélisation du contrôleur automatique de la fréquence /charge (ALFC), ainsi que le modèle de deux régions interconnectées. Cette modélisation sous forme d'équations d'états linéaires nous permettra de tester et de simuler le régulateur à concevoir (régulateur conventionnel).

Dans le deuxième chapitre, on s'intéresse essentiellement aux principales composantes d'un générateur éolien. Débute par les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent, pour en déduire l'expression de la puissance convertie par la turbine. On présente ensuite les différentes structures de conversion de l'énergie éolienne ainsi que le troisième chapitre est consacré à la modélisation de la turbine éolienne et le réglage de la fréquence par l'intégration de la MADA dans un réseau. La stabilité de la fréquence est un critère très important dans l'évaluation de la qualité de la l'alimentation électrique pour les réseaux à courant alternatif.

Et finalement on termine par le dernier chapitre l'étude de simulation détaillées ont été présentées pour comparer les performances de la MADA de façon optimale et leur contribution à la régulation de fréquence pour des différentes pénétrations de l'éolienne et on a observé que la variation de la fréquence est améliorée.

[1]: **Barret. J-P**, “ Need for voltage and frequency support ”,RGE-FRA,N°12,P.901-907. Décember1985.

[2]: **R. Thresher et al.**, “The status and future of wind energy technology,” IEEE Power & Energy Magazine, vol. 5, n°6, pp. 34-46, November/December 2007.

[3]: **M.E.H. Benbouzid et al.**, “The state of the art of generators for wind energy conversion systems,” in Proceedings of ICEM'06, Chania, Crete Island, Greece, September 2006

[4] **BARRET (J.)** L’adaptation automatique de la production à la consommation. Le réglage de la fréquence. Journée d’études SEE du 29 nov. 1984.

[5] **KOWAL (J.)** Le réglage secondaire fréquence- puissance. Fonctions, problèmes, mise en oeuvre. Journée d’études SEE du 29 nov. 1984.

[6] **P. Kundur**, « Power system stability and control », Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, ISBN 080780359588X, McGraw-Hill, 1994.

[7] **G. Delille**, « Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution », thèse de doctorat préparée au L2EP Ecole Centrale de Lille, soutenue à Lille, France, 18 novembre 2010.

[8] **Pierre BORNARD et Michel PAVARD** [D 4 090] titre :Réseaux d’interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement a partir de livre technique d’ingénieur

[9] Photovoltaic Energy Barometer. Systèmes solaires n°160. Avril 2004. EurObserv’ER.

[10] Energies Renouvelables. <http://www.energies-renouvelables.org>.

[11] **M. Massaoud** « contribution a la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants Permanents », Mémoire de Magister, Université Batna, 2008.

[12] **A. Mirecki** « Étude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de Doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Toulouse, 2005.

- [13] **F. Poitiers** « Étude et Commande de Génératrices asynchrones pour L'utilisation de L'énergie Éolienne -Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [14] **B. Mourad et S. Ali** « Étude d'un Générateur asynchrone dans La Production d'Énergie électrique par Éolienne », mémoire de fin d'études E.N.P.10, Avenue Hassen-Badi, EL- HARRACH, Alger, juin 2006.
- [15] **CH. Naïm** « Conversion d'Énergie produite par des Générateurs éoliens », Mémoire de Magister, Université de Mentouri Constantine, 2010.
- [16] **B. Ali** « Contribution à L'étude de Système de Commande d'une Éolienne », Mémoire de Magister, Université de Tizi-Ouzou, 2011.
- [17] **T. Saci** « Étude de stockage inertiel d'énergie dans une chaîne de conversion éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation », Mémoire de Magister, Université Bejaia, 2008.
- [18] **K. Fairouz** « Centrale éolienne et Qualité de L'énergie électrique », Thèse de Doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [19] **C. Haritza** « minimisation de l'impact des perturbations d'Origène Éoliennes dans la Génération D'électricité par des Aérogénérateurs a Vitesse variable » Thèse de Doctorat, L'école Nationale Supérieure D'art et Métiers, Centre de Bordeaux, décembre 2003.
- [20] **T. Duc-Hoan** « Conception Optimale Intégrée d'une Chaîne éolienne “passive” : Analyse de Robustesse, Validation expérimentale », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, septembre 2010.
- [21] **L. Ludovic** « Apport du stockage inertiel associe à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », Thèse de Doctorat de l'Université Lille, 2004.
- [22] **YA. Bencherif** « Modélisation et commande d'une machine asynchrone à double alimentation pour la production de l'énergie éolienne », projet de fin d'études, ENSP, juin 2008.
- [23] **S. El Aiamaï** « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de Doctorat, Université Lille, 2004.

- [24] **G. Ali et K. Lyes** « Commande en mode glissant de la MADA dans une éolienne à vitesse variable connectée au réseau », Mémoire de Fin d’Études, Université A. Mira de Bejaia, 2009.
- [25] **B. Mourad et S. Ali** « Étude d’un Générateur asynchrone dans La Production d’Énergie électrique par Éolienne », mémoire de fin d’études E.N.P.10, Avenue Hassen-Badi, EL- HARRACH, Alger, juin 2006.
- [26] **M. Naima** « Contribution à la Modélisation et à la Commande d’une Mini-Centrale Éolienne à base de Machines à Induction simple et double alimentée » Mémoire de Magistère, Université de Batna, 2004.
- [27] **A. Abdelaziz** « Aide a la Décision pour la Définition d'un Système Éolien Adéquation au Site et à un Réseau faible », Thèse de Doctorat, L’école Nationale Supérieure D’arts et Métiers, Centre de Bordeaux, octobre 2006.
- [28] **E. S. Abdin, W. Xu**, "Control design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine- Induction Generator Unit ", IEEE Trans. on Energy conversion, vol.15, No1, March 2000
- [29]. **A. S. Yilmaz, and Z. Ozer**, “Pitch angle control in wind turbines above the rated wind speed by multi-layer perceptron and radial basis function neural networks,” Expert Syst. Appl., Vol. 36, pp. 9767_75, Aug. 2009.
- [30] **Siegfried Heier**, “Grid integration of wind energy conversion system,” John Wiley & Sons, 1998.
- [31] **L.Leclerco**, « Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d’assurer des services systèmes », thèse de doctorat de l’université de Lille, n° d’ordre : 3563, UFRR IEEEA Décembre 2004.
- [32] **A. Boyette**, «Contrôle, commande d’un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne», thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy1, Décembre2006.
- [33] **C. Naïm** « Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens », Mémoire de Magister, Université de Mentouri Constantine, 2010.
- [34] **R. Radia** « Étude d'une Chaîne de Conversion D'énergie Éolienne », Mémoire de Magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.

- [35] **O. Zahra** « Commande d'un aérogénérateur à base d'une machine asynchrone à cage connectée au réseau à travers un convertisseur AC-DC-AC », Mémoire de fin d'études, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Juin 2009.
- [36] **N. Laverdure** « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », Thèse de Doctorat, INPG, France, Décembre 2005.
- [37] **Raza Kazmi SM, Goto H, Hai-Jiao G, Ichinokura O.** Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. In: 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2010. p. 4075–82.
- [38] **Patel MR.** Wind and solar power systems. CRC Press; 1999.
- [39] **Thongam JS, Ouhrouche M.** MPPT control methods in wind energy conversion systems. In: Carriveau R, editor. Fundamental and advanced topics in wind power. InTech; 2011.
- [40] **Abdullah MA, Yatim AHM, Tan CW.** A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system. In: 2011 IEEE, first conference on clean energy and technology (CET). 2011. p. 321–6.
- [41] **Nakamura T, Morimoto S, Sanada M, Takeda Y.** Optimum control of IPMSG for wind generation system. In: Proceedings of the Power Conversion Conference, 2002 PCC Osaka. 2002. p. 1435–40, vol. 3.
- [42] **Shirazi M, Viki AH, Babayi O.** A comparative study of maximum power extraction strategies in PMSG wind turbine system. In: 2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC). 2009. p. 1–6.
- [43] **P. Dahia, and V. R. N. Sharma** "Optimal Generation Control of Interconnected Power System Including DFIG-Based Wind Turbine", IETE Journal of Research, 61:3, 285-299, 2015.
- [44] **Mauricio, J. M., Marano, A., Gómez-Expósito, A., and Ramos, J. L. M.**, "Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 24, No. 1, pp. 173–180, February 2009.
- [45] **Y.P.Verma, and A.Kumar** "Participation of Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine in Frequency Regulation with Frequency-linked Pricing", Electric Power Components and Systems, 40:14, 1586-1604, oct 2012.

[46] C. Carrillo n, A.F.ObandoMontan~ o, J.Cidra' s, E.Di'az-Dorado''Review of power curve modelling for wind turbines''Department of Electrical Engineering, EEI, University of Vigo, 36310 Vigo, Spain; February 2013.

[47] B. Karim et D. Mamadou Lamine « Modélisation et commande d'un système éolien à base de machine asynchrone à double alimentation pour la fourniture de puissances au réseau électrique », Journal de la recherche scientifique N° 0 vol.2, Université du Québec, Novembre 2010.

Annexes

Paramètres d'une turbine éolienne 10 kW :

Paramètres	10 kW
N_n (tr /min) : Vitesse de rotation nominale	250
R_t (m) : Rayon de la turbine	3.2346
J (Kg.m ²) : Inertie	7.68
f (N.m.s/rad): Coefficient de frottement	0.02
V_n (m/s) : Vitesse nominale du vent	10.6518
λ_{opt} : Vitesse spécifique optimale	7.95
C_{p_max} : Coefficient de puissance maximal	0.411

Paramètres optimaux de contrôleur pour différents pénétration du l'éolienne.

Penetration de l'éolienne	Kwi	Kwp
5%	0.05	1.00
10%	0.05	1.00
20%	0.1	1.23
25%	0.1	1.98

les paramètres du système:

$$K_P 1 = K_P 2 = 120 \text{ HZ}(P.U.MW)$$

$$R1 = R2 = 2.4 \text{ HZ}/(P.U.MW)$$

$$T_P 1 = T_P 2 = 12 \text{ s}$$

$$T_g 1 = T_g 2 = 0.08 \text{ s}$$

$$T_{12} = 0.0866 \text{ PU.MW/HZ}$$

$$K1 = K2 = 0.198$$

$$T_t 1 = T_t 2 = 0.3 \text{ s}$$

$$b1 = b2 = 0.4249 \quad PU.MW/HZ$$

$$H_e1 = H_e2 = 3.5 \quad PU.MW$$

$$T_{a1} = T_{a2} = 0.2 \quad s$$

$$P_{nc0} = 1$$

$$\omega_{nco} = 1.26$$

$$T_\omega1 = T_\omega2 = 6 \quad s$$

$$T_r1 = T_r2 = 0.1 \quad s$$