

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. MIRA, Bejaia
Faculté de Technologie
Département de Génie Électrique



Mémoire de Fin de Cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master
En Électrotechnique
Option : *Réseaux électriques*

Thème

*Participation des aérogénérateurs en mode dégradé
Au réglage de la fréquence d'un réseau électrique*

Présenté par :

M. DJOHRI Nassim
M. BORDJIHANE Houssam

Encadré par :

M. BOUTEBEL Mohamed

Membres de jury:

M^{me} S.Merabet
M^{me} F.Zidane

Promotion 2016

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, M^R BOUTEBEL, pour avoir proposé et dirigé ce travail, pour son entière 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.

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes
qui mes 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 soutiens, depuis toujours, que
le Bon Dieu les gardes et les protège*

*À mes chers frères : Amir, A^{bde}lghani, lamine,
Rédha et à ma sœur Meriem et ma grande famille.*

*À tous mes chers amis(es) : Lamine, Laarbi,
Mourad, Houssam, Djafer, Nassim, fares, Said
Kamel.....*

Et qui me connaissent de près ou de loin

À toute la promotion 2016 d'électrotechnique

Nassim DJOHRI

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes
qui mes 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 soutiens, depuis toujours, que
le Bon Dieu les gardes et les protèges*

*À mes chers frères : Eldjillali, Ali, Lotfi, Khelaf et
à ma sœur Melissa et ma grande famille*

*À tous mes chers amis hocine, katia, said,
belkacem, hmana, sabi, daoud, monia, nassim,*

Jakir, laarbi.

Qui me connaissent de près ou de loin

À toute la promotion 2016 d'électrotechnique

HOUSSAM BORDJIHANE

Table des matières :

Introduction générale.

CHAPITRE I

RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

INTRODUCTION :	1
I. 1 Modélisation du système :	2
I. 1. 1 boucle de régulation de fréquence :	2
I. 1. 2 le contrôle de vitesse :	3
I. 1. 3 Valves hydrauliques :	6
I. 1. 4 Modélisations de la repense de fréquence :	6
I. 2. Turbine :	10
I. 3 modélisations des lignes :	10
I. 4 études 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 Schémas du modèle :	15
I. 6. Réglage de la fréquence :	15
I.6.1 Causes des variations de fréquence :	16
I. 6. 2. Dégradation de la fréquence :	18
I. 6. 3 : besoins de tenue de la fréquence :	18
I. 6. 4 Adaptations de la consommation à la production :	19
I. 6. 5 : gestion de la charge :	20
I. 6. 6 Cas d'un incident :	20
I. 6. 7 Interconnexions des réseaux :	21
I. 6. 8 Comportement dynamique de la fréquence et stabilité du réseau :	22
I. 7. Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence :	22

I. 7. 1 problématique liée au réglage de la fréquence :	23
I. 7. 1. 1 contrôle de la fréquence :	23
I. 7. 1. 2 le réglage primaire :	23
I. 7. 1. 3 le principe de réglage primaire : ⁽⁷⁾	24
I. 7. 1. 4 le réglage secondaire :	26
I. 7. 1. 5 Principes du réglage secondaire :	26
I. 7. 1. 6 le réglage tertiaire :	26
I. 8. Génération d'électricité d'origine renouvelable :	27
I. 8. 1 Hydraulique :	29
I. 8. 2 photovoltaïques :	29
I. 8. 3 Productions éoliennes :	29
Conclusion :	30

Chapitre II

L'énergie éolienne

Introduction :	31
II.1 Historique de l'énergie éolienne :	31
II.2 Définition de l'énergie éolienne :	33
II.3 constitution d'une éolienne:	35
II.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne :	36
II.5 les différents types d'éoliennes :	38
II.5.1 les éoliennes à axe vertical :	38
II.5. 2 Les éoliennes à axe horizontal :	41
II.6 Principe de conversion de l'énergie éolienne :	43
II.6.1 conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique : ⁽²⁸⁾	44
II.6.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique :	44
II.6.2.1 : loi de Batz	44
II.6.2.2 Coefficient de Puissance CP :	47
II.6.2.3 Couple produit par L'éolienne:	48

II.6.2.4 Vitesse spécifique de L'éolienne :	48
II.6.2.5 Production d'énergie mécanique :	48
II.7 les éoliennes connectées au réseau électrique :	49
II.7.1 les éoliennes à vitesse fixe :	49
II.7.2 les éoliennes à vitesse variable :	50
II.7.2.1 machine asynchrone à cage :	51
II.7.2.2 machine asynchrone à double alimentation :	52
II.7.2.3 Machine synchrone :	52
II.8 Accouplement mécanique de l'éolienne :	54
II.8.1 Éolienne à attaque directe :	54
II.8.2 Éolienne à attaque indirecte :	54
II.9 mise en œuvre des éoliennes :	54
II.9.1 Éoliennes autonomes :	54
II.9.2 Éoliennes raccordées au réseau :	55
II.9.3 Notion du stockage de l'énergie :	55
II.10.Stratégies de fonctionnement d'une éolienne :	55
II.10.1 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne :	55
II.10.2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne :	57
II.10.2.1 Système à décrochage aérodynamique « stalle » :	57
II.10.2.2 Système d'orientation des pales « pitch » :	58
II.11 chaîne de conversion électrotechnique :	59
II.11.1 systèmes utilisant la Machine synchrone :	59
II.11.1.1 Machines synchrone à électroaimants :	59
II.11.1.2 Machines synchrone à aimants permanents ou « MSAP»:	61
II.11.2 Systèmes utilisant la Machine asynchrone :	61
II.11.2.1 Machine asynchrone à Cage D'écureuil :	61
II.11.2.2 Machine asynchrone à Double Stator :	63

II.11.2.3 Machine asynchrone à double Alimentation (MADA) :	64
II.11.2.3.1 Machine Asynchrone à Double Alimentation type « Brushless »	64
II.11.2.3.2 Machine Asynchrone à Double Alimentation type « Rotor Bobiné».....	65
II.12 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :	65
II.12.1 Avantages :	65
II.12.2 Inconvénients :	67
Conclusion :	68

Chapitre III

L'éolienne en mode dégradé

Introduction :	70
III.2 Modélisation d'une turbine éolienne :	70
III.2.1 Hypothèse simplificatrice pour la modélisation mécanique de la turbine :	70
III.2.2 Modélisation de la turbine :	71
III.2.3 Modèle du multiplicateur :	72
III.2.4 l'équation dynamique de l'arbre :	72
III.2.5 Graphe informationnel causal du modèle de la turbine :	73
III.2.6 courbe de coefficient de puissance c_p et puissance P :	74
III.3 Stratégie de commande de la turbine éolienne :	76
III.3.1 caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance :	76
III.3.2 système de contrôle de l'aéro turbine :	77
III.3.3. méthodes de recherche du point maximum de puissance (MPPT):	77
III.3.4 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne :	78
III.4 Modélisation du système d'orientation des pales :	78
III. 5 Modèle de la MADA : ⁽⁴⁶⁾	78
III.6 Intégration des Aérogénérateurs en mode dégradé :	79
III.7 Système de modélisation :	80
III.7.1 Éolienne aérodynamique :	80

III.7.2 génératrice synchrone à double alimentation :.....	82
III.8 fonctionnement de la MADA basé sur les générateurs éoliens dégradés :	84
III.9 Réglage primaire par le statisme :	87
III.9.1 Étape de Changement de la vitesse du vent :	88
Conclusion :	88

Chapitre IV

Simulations et résultats

Introduction :.....	89
IV.1 résultats de simulations :	89
IV.2 Interprétations et commentaires:.....	99
Conclusion :	100

Conclusion générale

Bibliographie

Liste des figures :

Chapitre I

Figure I-1: puissance éolienne et photovoltaïque cumulée dans le monde (mw).....	2
Figure I-2 : Bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone avec les boucles de régulation de fréquence de base.....	3
Figure I-3: schéma de principe de la régulation de vitesse et du servomoteur.....	4
Figure I-4 : schéma bloc du régulateur de vitesse et turbine.....	4
Figure I-5 : schéma bloc de régulateur de vitesse isochrone.....	4
Figure I-6 : schéma bloc d'un régulateur de vitesse avec statisme.....	5
Figure I-7: schéma bloc d'un régulateur de vitesse avec statisme.....	5
Figure I-8 Représentation de schéma fonctionnel de générateur-charge.....	7
Figure I-9 : diagramme de la figure. 1 simplifié.....	8
Figure I-10: schéma fonctionnel de système de turbine-gouverneur ; (a) non-réchauffent l'unité de vapeur, (b) unité de vapeur de réchauffage et (c) unité hydraulique.....	9
Figure I-11 : Le modèle de schéma fonctionnel du gouverneur avec des boucles d'avertissement de fréquence pour non-réchauffent l'unité de générateur de vapeur.....	9
Figure I-12 schémas d'interconnexion de deux réseaux.....	10
Figure I-13 : schéma fonctionnel d'une ligne de puissance dans la zone i.....	12
Figure I-14 : Modèle pour deux régions interconnectées.....	15
Figure I-15 : Variations du couple moteur C_m et du couple résistant C_r	17
Figure I-16 Évolution de la fréquence sous l'action des réglages primaire et secondaire.....	21
Figure I-17 : réglage hiérarchique de la fréquence.....	23
Figure I-18 : réglage primaire de fréquence-exemple de droite de statisme.....	24
Figure I-19 : Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables. (12).....	28

Chapitre II

Figure II -1: Le moulin perse (à gauche) et le moulin à vent (à droite)	32
Figure II- 2: Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	33
Figure II-3:constitution d'une centrale éolienne	35
Figure II- 4 : constitution de la nacelle	36
Figure II-5 : principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique	37
Figure II- 6:Éoliennes à axe vertical de type Darrieus	39
Figure II-7:Turby: exemple d'éolienne urbaine ⁽²⁴⁾	40
Figure II-8:Schéma de principe du rotor de Savonius ⁽²⁵⁾	40
Figure II-9:Eolienne Savonius sur une toiture ⁽²⁶⁾	41
Figure II-10: Photographie d'une éolienne à axe horizontal et d'un moulin à vent.....	42
Figure II-11: Types d'éoliennes à axe horizontal ⁽²⁵⁾	42
Figure II-12:Principe de la conversion de l'énergie éolienne.....	43
Figure II-13: Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne.....	44
Figure II-14:Tube de courant autour d'une éolienne	45
Figure II-15: Coefficient de puissance.....	46
Figure II-16: Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes.....	46
Figure II-17:Coefficient de puissance ⁽³¹⁾	47
Figure II-18: Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné.....	49
Figure II- 20: Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à fréquence variable.	51
Figure II-21: Système éolien basée sur une machine asynchrone à double alimentation à fréquence variable.....	52
Figure II-22 : Système éolien basé sur une machine synchrone à aimants permanents à fréquence variable.....	54
Figure II-23: caractéristique puissance /vitesse du vent d'une éolienne classique	56
Figure II- 24: Flux d'air sur un profil de pôle « stall ».....	57

Figure II-25: Variation de l'angle de calage d'une pale	58
Figure II-26 : Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple	58
Figure II- 27:Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la machine synchrone ⁽³¹⁾	60
Figure II- 30:Schéma de connexion au réseau de l'éolienne avec MAS à cage d'écureuil ⁽²⁵⁾ .	63
Figure II-31:Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator ⁽²⁵⁾	64
Figure II-32:Machine asynchrone Brushless connectée sur le réseau ⁽²⁸⁾	65

Chapitre III

Figure III-1:Modèle simplifié de la turbine éolienne	Error! Bookmark not defined.
Figure III-2: Schéma de la turbine éolienne	Error! Bookmark not defined.
Figure III-3: Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine (λ).	Error! Bookmark not defined.
Figure III-4:Graphe informationnel causal du modèle de la turbine	Error! Bookmark not defined.
Figure III-5: Schéma bloc du modèle de la turbine	Error! Bookmark not defined.
Figure III-6:Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse	Error! Bookmark not defined.
Figure III-7:Puissance aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation.....	Error! Bookmark not defined.
Figure III-8: la caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance	Error! Bookmark not defined.
Figure III-9:Caractéristique de l'éolienne dans le plan, vitesse de rotation	Error! Bookmark not defined.
Figure III-10:schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage.....	Error! Bookmark not defined.

Figure III-11: système de conversion d'énergie éolienne basé sur MADAErro! **Bookmark not defined.**

Figure III-12 : MPPT et courbes de puissance dégradées de WTGErro! **Bookmark not defined.**

Figure III-13: la puissance de référence pour un fonctionnement dégradéErro! **Bookmark not defined.**

Figure III-14:bloc de Simulation de l'éolien dégradé sur la base de la régulation de fréquence **Error! Bookmark not defined.**

Figure II -1: Le moulin perse (à gauche) et le moulin à vent (à droite)..... 32

Figure II- 2: Conversion de l'énergie cinétique du vent..... 33

Figure II-3:constitution d'une centrale éolienne 35

Figure II- 4 : constitution de la nacelle 36

Figure II-5 : principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique..... 37

Figure II- 6:Éoliennes à axe vertical de type Darrieus 39

Figure II-7:Turby: exemple d'éolienne urbaine ⁽²³⁾ 40

Figure II-8:Schéma de principe du rotor de Savonius ⁽²⁴⁾..... 40

Figure II-9:Eolienne Savonius sur une toiture ⁽²⁵⁾ 41

Figure II-10: Photographie d'une éolienne à axe horizontal et d'un moulin à vent..... 42

Figure II-11: Types d'éoliennes à axe horizontal ⁽²⁴⁾ 42

Figure II-12:Principe de la conversion de l'énergie éolienne 43

Figure II-13: Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne. 44

Figure II-14:Tube de courant autour d'une éolienne..... 45

Figure II-15: Coefficient de puissance 46

Figure II-16: Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes 46

Figure II-17:Coefficient de puissance ⁽³⁰⁾ 47

Figure II-18: Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné 49

Figure II- 20: Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à fréquence variable..... 51

Figure II-21: Système éolien basée sur une machine asynchrone à double alimentation à fréquence variable.	52
Figure II-22 : Système éolien basé sur une machine synchrone à aimants permanents à fréquence variable	54
Figure II-23: caractéristique puissance /vitesse du vent d'une éolienne classique	56
Figure II- 24: Flux d'air sur un profil de pôle « stall ».....	57
Figure II-25: Variation de l'angle de calage d'une pale	58
Figure II-26 : Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple	58
Figure II- 27: Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la machine synchrone ⁽³⁰⁾	60
Figure II- 30: Schéma de connexion au réseau de l'éolienne avec MAS à cage d'écureuil ⁽²⁴⁾	63
Figure II-31: Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator ⁽²⁴⁾	64
Figure II-32: Machine asynchrone Brushless connectée sur le réseau ⁽²⁷⁾	65

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

ACE_i : erreur de contrôle d' $i^{\text{ème}}$ région

LFC : contrôle de fréquence de la charge

AGC : générateur automatique de contrôle

WTG : générateur de turbine éolienne

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

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_{tie} : 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_T : Puissance au niveau de la turbine

ΔP_V : Puissance au niveau de la valve

Δf : est la dérivation de fréquence

ΔP_m : La variation de la puissance mécanique

ΔP_l : La variation de la charge

G : Rapport du multiplicateur

f : fréquence

f^0 : Valeur nominale 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

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

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

T_t : Couple aérodynamique

C_m : Coefficient du couple

Ω_{ref} : Vitesse de référence

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

Introduction générale :

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire. En effet, c'est le réchauffement inégalement réparti à la surface de la planète qui provoque les vents. Cette énergie propre et de moins en moins coûteuse avec les progrès technologiques permet une production électrique décentralisée faiblement émettrice de gaz à effet de serre. Tous ses facteurs ont fait de l'éolien, l'énergie renouvelable la plus prometteuse, ce qui explique l'engouement fort pour cette technologie dans le monde. Ainsi, durant les dernières décennies, l'utilisation des méthodes alternatives de production d'électricité, et notamment l'énergie éolienne, a connu une forte et rapide croissance à travers le monde. Par conséquent, l'énergie éolienne raccordée au réseau a augmenté, et devrait être un contributeur important à la production d'électricité, avec un taux de pénétration pouvant atteindre 50 %, dans certains pays comme le Danemark, la Norvège, la Suède et l'Allemagne. (1)

L'importance croissante de la production d'électricité par les éoliennes à l'avenir exige des critères de fonctionnement normalisés dans chacun des pays. De ce fait, il a été nécessaire de formaliser les conditions de raccordement au réseau dans des documents appelés « code de réseau » propres à chacun des pays. Ces critères doivent être adaptés afin d'intégrer l'énergie éolienne sans affecter la qualité et la stabilité du système, et ce, en pouvant demander aux éoliennes de participer au réglage de la fréquence dans les réseaux électriques. En conséquence, les éoliennes seront amenées à moduler leur puissance en fonction de la fréquence afin de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation par une valeur satisfaisante de la fréquence qui nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation. Ceci risque d'induire de grandes variations de la puissance dans un petit laps de temps : typiquement de 10 à 15 % de la production nominale en une seconde. Un contrôle dynamique de la puissance éolienne est alors nécessaire : il s'agit d'une évolution significative pour les superviseurs de ces systèmes complexes et fortement non linéaires. Afin d'augmenter le taux de pénétration des systèmes éoliens dans les réseaux électriques, notamment les réseaux insulaires, en réduisant le coût de revient de l'énergie électrique produite par ces systèmes, et en améliorant sa qualité, plusieurs travaux de recherches se sont orientés vers l'amélioration du système de commande des éoliennes et le développement de différents types de stratégies de commande. Les correcteurs classiques de types PI et PID considèrent deux boucles différentes : une pour la puissance et l'autre pour la vitesse de la turbine (2).

Les résultats de ces lois de commande étant encourageante, elles seront utilisées comme solution pour la limitation de la puissance générée afin de faire participer l'éolienne au réglage de la fréquence. 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 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 interconnectée engendré par un aérogénérateur dégradé.

INTRODUCTION :

Le contrôle de la puissance active des groupes de production est lié étroitement au réglage de la fréquence. De la même façon que la tension, dans des conditions normales de fonctionnement du réseau électrique, la fréquence doit rester dans une plage ne s'écartant pas de la fréquence contractuelle ($\pm 0,5$ Hz autour de 50 Hz pour le réseau interconnecté européen). En général, la fréquence de fonctionnement des réseaux électriques varie faiblement avec des fluctuations de l'ordre de 1 %. Une perte importante de production ou une augmentation soudaine de la demande peuvent, cependant, exiger un fonctionnement au-delà du seuil de ± 0.5 Hz de la fréquence nominale. Dans ce contexte, l'impact de l'intégration de l'éolien sur la fréquence du réseau électrique doit être étudié principalement sur deux aspects. Tout d'abord par rapport à la capacité des technologies éoliennes à répondre aux variations de fréquence du réseau et deuxièmement par rapport à la participation au réglage de la fréquence de cette technologie de production à caractère intermittent.

Par rapport à la première question, aujourd'hui la plupart des règles de raccordement exigent un fonctionnement pour une certaine plage de fréquences. Autrement dit, il faut maintenir une connexion stable pendant des périodes de temps déterminées sur la plage de fréquence établie. D'autre part, pour apporter une contribution au maintien de la fréquence, les installations éoliennes devront disposer des équipements nécessaires afin de régler la puissance, en réponse à la variation de fréquence, à travers une régulation en fonction d'un statisme réglable. Les aérogénérateurs doivent donc répondre à un déficit d'énergie et doivent éviter la baisse de fréquence en augmentant la puissance produite, dans le but de rétablir l'équilibre production-consommation. En revanche, lors d'un excès de production dans le réseau, les aérogénérateurs devront réduire leur production pour rétablir les consignes de fonctionnement du réseau en affectant même leurs revenus. Le système doit donc être capable de répondre en temps réel à la demande de décrémentation ou d'incrément de puissance alors que la production d'un parc éolien dépend du vent, ce dernier ne peut être possible qu'en fonctionnant en dessous de la puissance disponible. ⁽³⁾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. Se pendant 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 ⁽⁴⁾. 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. La figure I.1 ci-contre nous montre l'évolution de la puissance éolienne et photovoltaïque dans le monde jusqu'à 2013.

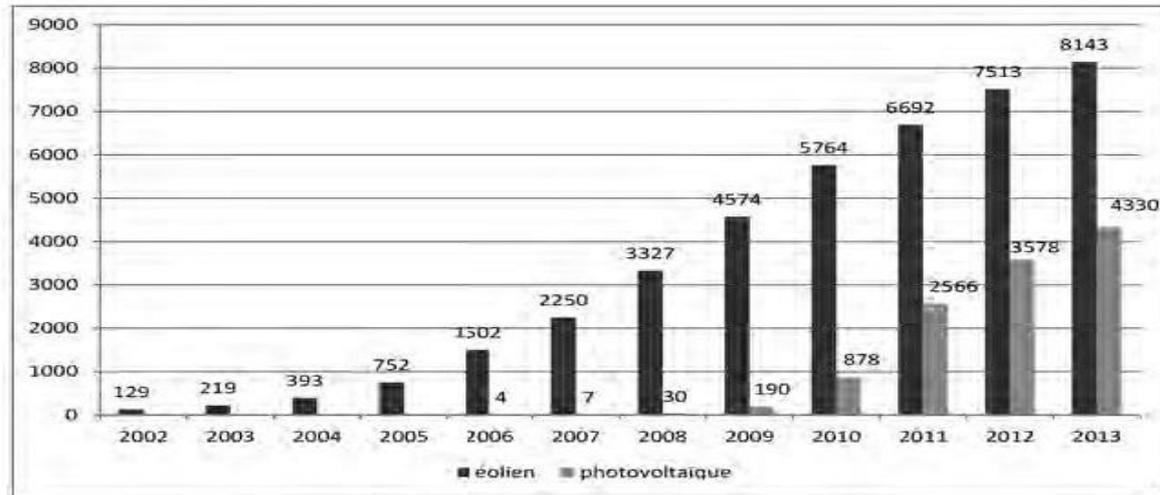


Figure I-1 : puissance éolienne et photovoltaïque cumulée dans le monde (MW).

I. 1 Modélisation du système :

I. 1. 1 boucle de régulation de fréquence :

La fréquence d'un système d'alimentation dépend de l'équilibre de puissance réelle. Un changement de la demande de puissance réelle à un moment donné d'un réseau se reflète dans le système par un changement de la fréquence. Par conséquent, la fréquence de système fournit un indice utile pour indiquer la génération de système et de déséquilibre de charge. Tout court terme déséquilibre énergétique se traduira dans un changement instantané de la fréquence du système que la perturbation est d'abord décalé par énergie cinétique de la plante en rotation. La perte importante de la génération sans une réponse appropriée du système peut produire des excursions de fréquence extrême à l'extérieur de la plage de fonctionnement de l'usine. Le contrôle de la fréquence et production d'énergie est communément appelé le contrôle de la fréquence de charge (LFC) qui est une fonction majeure du contrôle de génération automatique (AGC) de système. En fonction du type de production, la puissance réelle délivrée par un générateur est commandée par puissance mécanique d'un moteur primaire tel qu'une turbine à vapeur, turbine à gaz, turbine hydraulique ou un moteur diesel. Dans le cas d'une machine à vapeur ou à turbine hydraulique, la puissance mécanique est commandée par l'ouverture ou la fermeture des vannes de régulation de l'entrée de vapeur ou d'écoulement de l'eau dans la turbine. Vapeur ou l'eau entrée aux générateurs doivent être

régulée pour correspondre à la demande réelle de puissance, à défaut de quoi de la machine la vitesse varie en fonction de changement consécutif en fréquence. Pour un fonctionnement satisfaisant de système d'alimentation, dont la fréquence doit rester à peu près constante (5)

En plus d'un contrôle de la fréquence primaire, la plupart des grands générateurs synchrones sont munis d'une boucle de commande de fréquence supplémentaire. Un bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone équipé de boucles de commande de fréquence est indiqué dans la fig. I.2

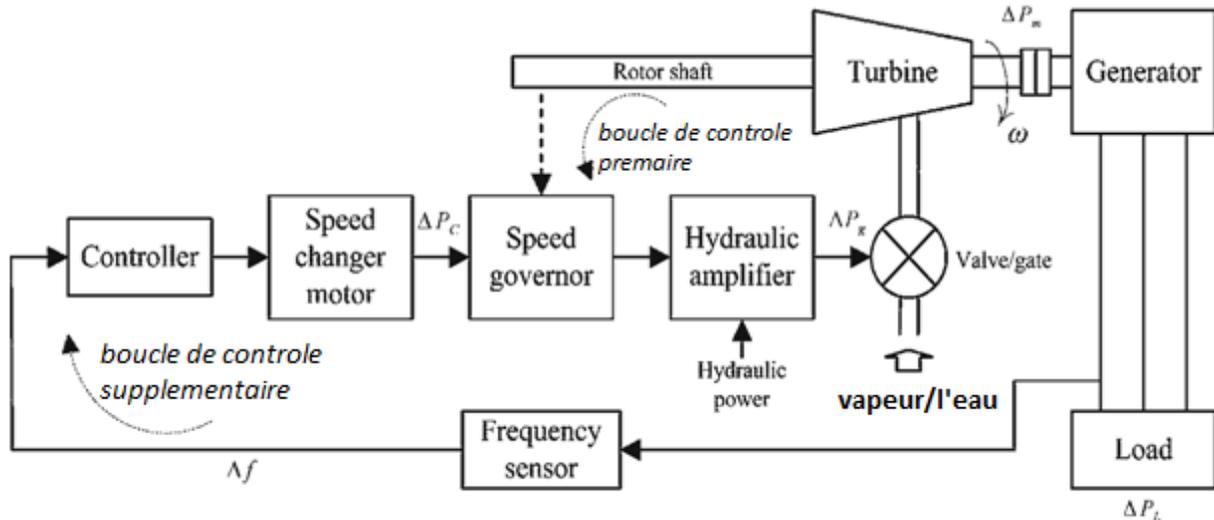


Figure I-2 : Bloc-diagramme schématique d'un générateur synchrone avec les boucles de régulation de fréquence de base

I. 1. 2 le contrôle de vitesse :

Un schéma de principe de la régulation est donné à la figure I. 3 un dispositif mesure la vitesse de rotation de l'ensemble (turbine génératrice). Dans le régulateur, cette mesure est comparée à la vitesse de rotation nominale (correspondant à une fréquence de 50 ou 60hz), et l'écart entraîne une augmentation ou une diminution de l'admission de fluide dans la turbine, par action sur ses soupapes de réglage. Le régulateur de vitesse utilise un servomoteur pour manœuvrer les soupapes. Ce dispositif (voir la figure I. 3) comporte un piston, mu par de l'huile sous pression. Celle-ci est admise dans le cylindre, d'un côté ou de l'autre du piston selon le sens de la correction, par une vanne pilote. Le piston se déplace tant que le signal de correction qui commande la vanne pilote n'est pas revenu à zéro.

On peut établir un schéma bloc comme à la figure I. 4. Le signal d'entrée w_m Est la vitesse de rotation. z représente la fraction d'ouverture des soupapes de la turbine ($0 < z < 1$). $G(s)$ est la fonction de transfert entre z et puissance mécanique P_m Délivrée par la turbine.

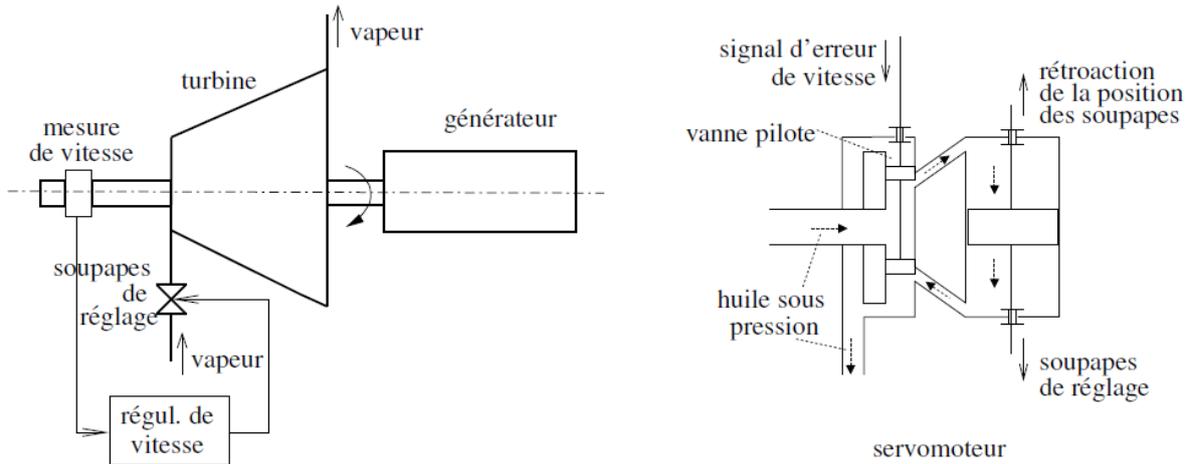


Figure I-3 : schéma de principe de la régulation de vitesse et du servomoteur

La fonction de transfert est donnée par :

$$P_m = G(s) * z \tag{I.1}$$

$F(s)$ est la fonction de transfert entre w_m et z nous allons la détailler comme suite

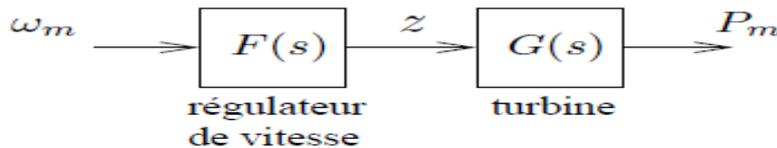


Figure I-4 : schéma bloc du régulateur de vitesse et turbine

Un premier type de régulateur de vitesse est décrit par le schéma bloc de la figure I. 5 il s'agit d'un schéma simplifié, en particulier on n'a pas représenté les limites imposées à z et sa dérivée. P est le nombre de paires de pôles du générateur, Pw_m Est donc la vitesse électrique. En régime établi celle-ci égale à la pulsation $w=2\pi f$ du système. Le servomoteur est représenté par un gain et un intégrateur. Lorsque le système est en régime établi, l'entrée de l'intégrateur est nécessairement nulle. Le régulateur de vitesse ajuste donc les soupapes de réglage jusqu'à ce que l'erreur de vitesse soit totalement annulée. Un tel régulateur est dit isochrone.

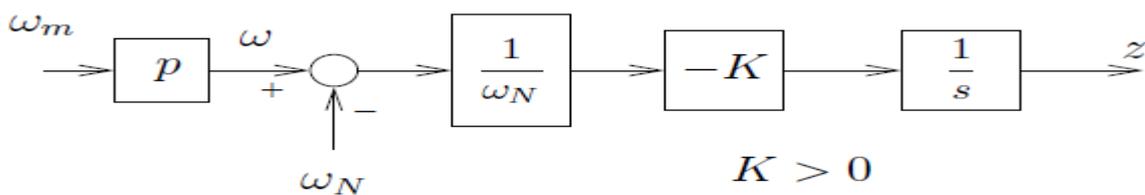


Figure I-5 : schéma bloc de régulateur de vitesse isochrone

Dans un réseau comportant plusieurs générateurs, un seul d'entre eux peut être doté d'un régulateur isochrone. En effet, d'inévitables petites différences entre les consignes de régulateurs isochrones les conduiraient à « se disputer » la correction des erreurs de fréquence. Cependant, il n'est pas pensable de faire fonctionner un réseau de grande taille avec un seul générateur doté d'un régulateur isochrone, car ce générateur devrait à lui seul assurer l'équilibre entre production et consommation de tout le système. (6)

Pour répartir l'effort sur un certain nombre de générateurs on a recours à un autre type de régulateur, dont le schéma bloc est représenté à la figure I.6 ce dernier diffère du régulateur isochrone par la présence d'une rétroaction de la position de la soupape de réglage z . de plus, il fait intervenir z^0 La consigne d'ouverture des soupapes, que l'on peut ajuster pour modifier la production de l'unité. Comme on le verra dans les sections suivantes, le paramètre σ joue un rôle important dans la participation de l'unité à l'équilibre production-consommation.

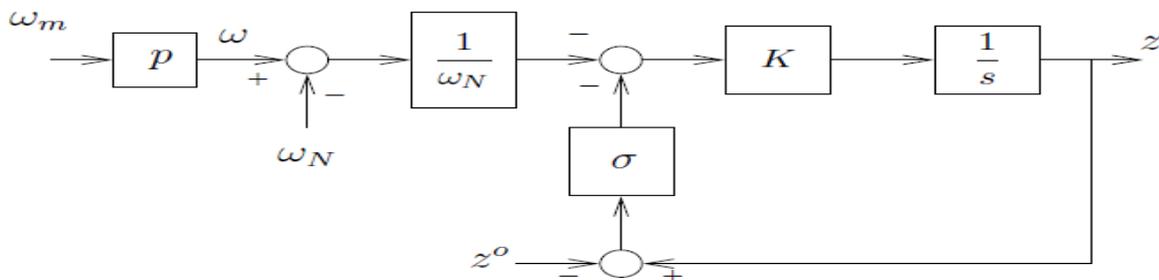


Figure I-6 : schéma bloc d'un régulateur de vitesse avec statisme

Quelques manipulations permettent de passer du schéma de la figure I. 6 à celui de la figure I. 7 plus utilisée en pratique T_{sm} est relié aux paramètres de fig. I.6 par :

$$T_{sm} = \frac{1}{k \sigma} \tag{I.2}$$

On tire aisément :

$$z = \frac{1}{1+sT_{sm}} \left(z^0 - \frac{w-w_n}{\sigma w_n} \right) \tag{I.3}$$

Qui fait apparaître T_{sm} Comme une constante de temps, relative au servomoteur.

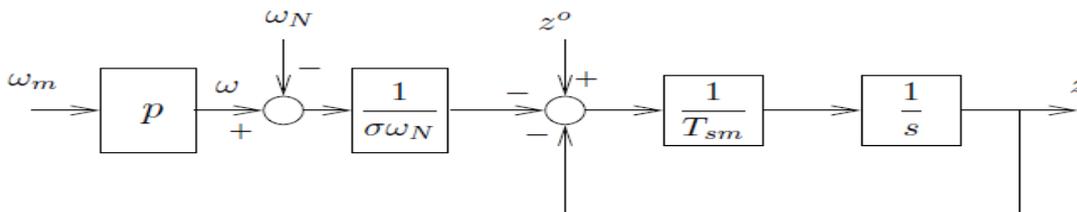


Figure I-7 : schéma bloc d'un régulateur de vitesse avec statisme

I. 1. 3 Valves hydrauliques :

L'accroissement de la position d'entrée ΔX_d de la valve, qui est relevé directement au tiroir (fig. I.2) 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 :

$$\Delta X_d = \Delta P_g - \Delta P_v \quad (\text{I. 4})$$

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

$$\Delta X_v = K_H \int \Delta X_d dt \quad (\text{I. 5})$$

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

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

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

On 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 :

$$\frac{\Delta P_v(S)}{\Delta P_g(S)} = \frac{K_H}{S + K_H} = \frac{1}{1 + ST_g} \quad (\text{I. 6})$$

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

I. 1. 4 Modélisations de la repense de fréquence :

Les systèmes d'alimentation ont une nature fortement non linéaire et variable dans le temps. Cependant, afin de la synthèse de commande de fréquence et de l'analyse en présence des perturbations de charge, un modèle linéaire d'ordre réduit simple est employé. En comparaison de la tension et la dynamique d'angle de rotor, la dynamique affectant la réponse en fréquence est relativement lente, dans la gamme des secondes aux minutes.

Pour inclure la dynamique rapide et lente de système d'alimentation, en considérant la dynamique de génération et de charge en détail, les méthodes numériques complexes sont nécessaires pour laisser varier l'étape de temps de simulation avec la quantité de fluctuation des variables système. Négliger (tension et angle) la dynamique rapide réduit la complexité des conditions de modélisation, de calcul et de données. L'analyse des résultats est également simplifiée. Dans cette section, un modèle simplifié de réponse en fréquence pour décrit le schéma fonctionnel schématique dans fig. I.2 avec une unité de générateur est décrit, et alors le modèle en résultant est généralisé pour un système d'alimentation relié ensemble de multi machine dans la Figure. I.10. Le rapport dynamique de générateur-charge global entre la puissance par accroissement de disparité ($\Delta P_m - \Delta P_l$) et la déviation de fréquence (Δf) peut être exprimée :

$$\Delta P_m(t) - \Delta P_l(t) = 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) \tag{I.7}$$

Avec :

Δf : est la déviation de fréquence.

ΔP_m : La variation de la puissance mécanique.

ΔP_l : La variation de la charge.

H : La constant d'inertie.

D : Le coefficient d'amortissement de la charge.

À l'aide de transformée de la place l'équation (I. 1) devient comme suite :

$$\Delta P_m(s) - \Delta P_l(s) = 2H\Delta f(s) + D\Delta f(s) \tag{I.8}$$

L'équation (I.2) peut être représentée dans un schéma fonctionnel comme dans fig. I.7. Ce modèle de charge de générateur peut simplement réduire le schéma fonctionnel schématique d'un générateur synchrone en circuit fermé (fig. I.1) suivant les indications de fig. I.4.

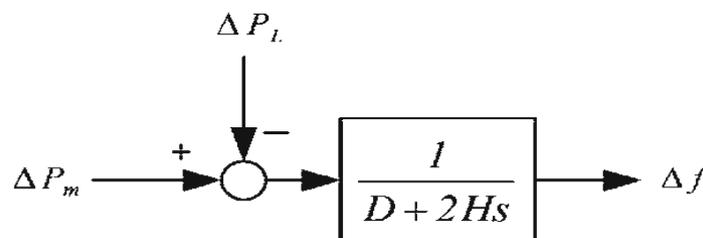


Figure I-8 : Représentation de schéma fonctionnel de générateur-charge

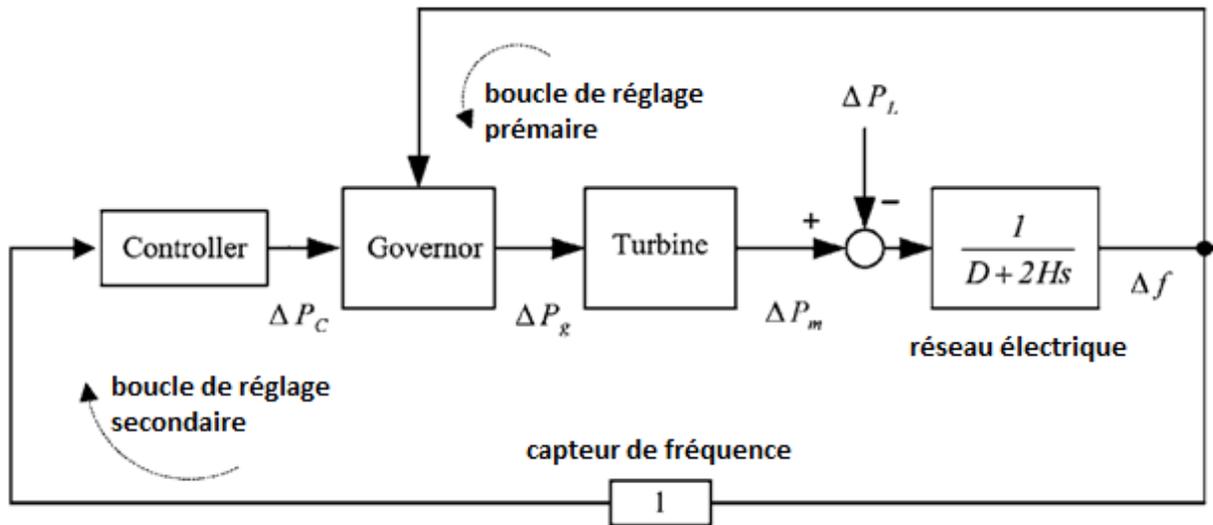
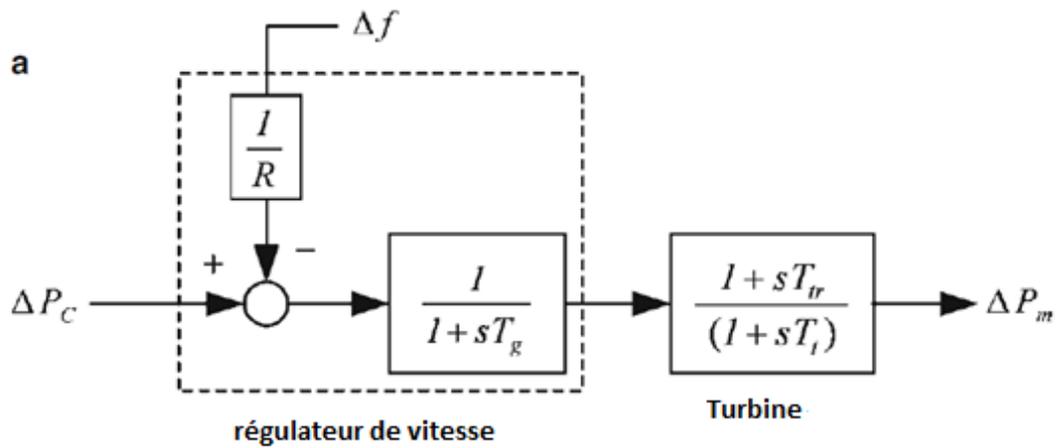


Figure I-9: diagramme de la figure. I.2 simplifié.



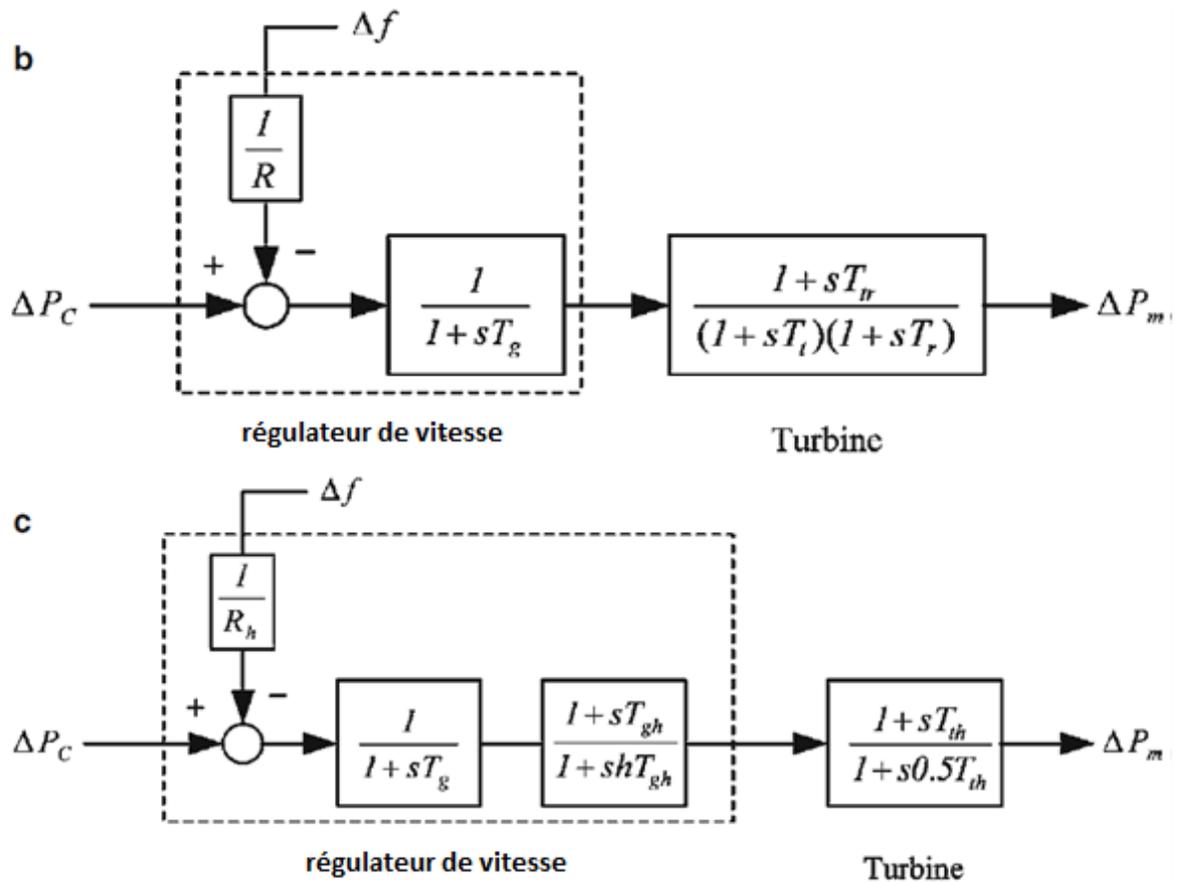


Figure I-10 : schéma fonctionnel de système de turbine-régulateur de vitesse ; (a) l'unité de vapeur non-réchauffent (b) unité de vapeur de réchauffage et (c) unité hydraulique.

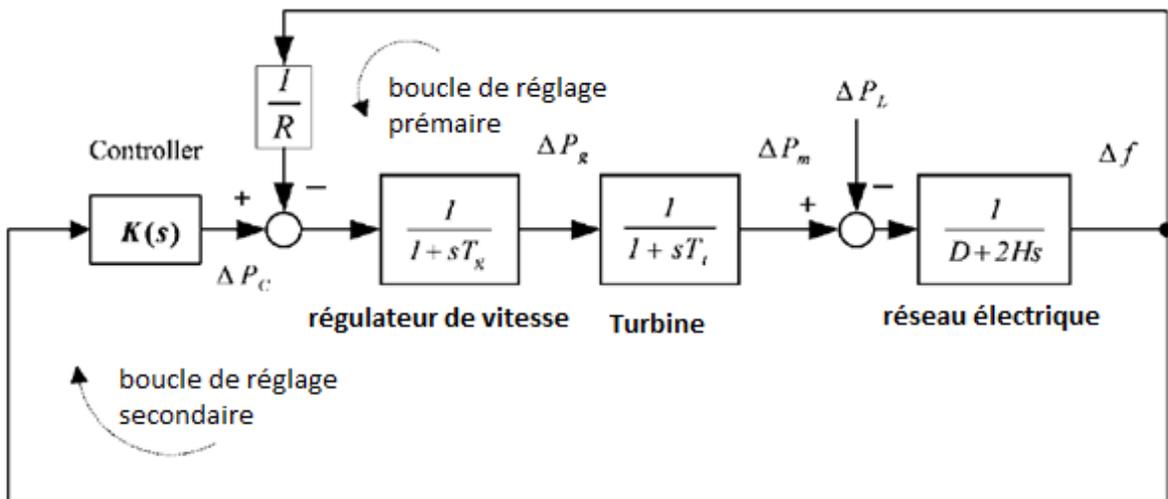


Figure I-11 : Le modèle de schéma fonctionnel du régulateur de vitesse avec des boucles d'avertissement de fréquence pour l'unité de générateur de vapeur non-réchauffent

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 .

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 seule constante de temps, sa fonction de transfert et de la forme : ⁽⁷⁾

$$G_T = \frac{1}{1 + ST_T} \tag{I. 9}$$

I. 3 modélisations des lignes :

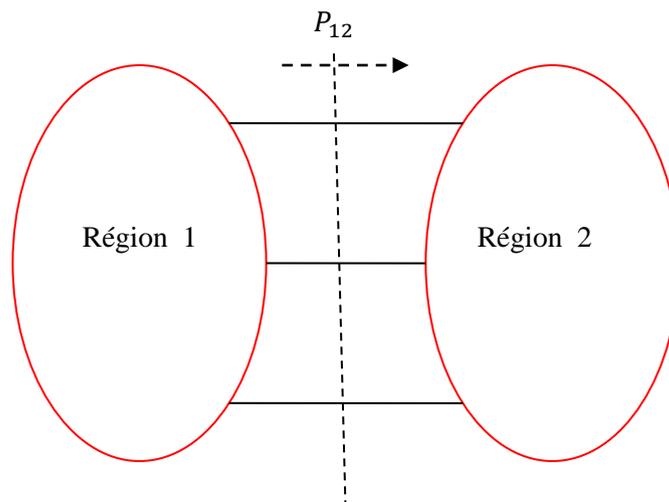


Figure I-12 : schémas d'interconnexion de deux réseaux

Le flux de puissance sur la ligne de jonction de la zone 1 à la zone 2 est : ⁽⁵⁾

$$P_{tie12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \tag{I. 10}$$

Avec:

X_{12} : La réactance entre les zones 1 et 2.

δ_1, δ_2 : les angles de puissance des machines.

V_1, V_2 Les tensions équivalentes des machines dans des zones 1 et 2.

En linéarisant (I.10) autour d'un point d'équilibre (δ_1^0, δ_2^0) :

$$\Delta P_{tie12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (I.11)$$

Où T_{12} est le coefficient de couple de synchronisation donné par :

$$T_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \cos(\delta^0_1 - \delta^0_2) \quad (I.12)$$

Compte tenu de la relation entre l'angle de puissance de la zone et de la fréquence (I.11) peut être écrite :

$$\Delta P_{tie,12} = 2\pi T_{12} \left(\int \Delta f_1 - \Delta f_2 \right) \quad (I.13)$$

Où Δf_1 et Δf_2 sont des déviations de fréquences dans les zones 1 et 2, respectivement. La Transformée de Laplace (I.13) signifie que $\Delta P_{tie,12(s)}$ est obtenu :

$$\Delta P_{tie,12}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{12} \left(\int \Delta f_1(s) - \Delta f_2(s) \right) \quad (I.14)$$

De même, le changement de puissance entre les zones 1 et 3 :

$$\Delta P_{tie,13}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{13} \left(\int \Delta f_1(s) - \Delta f_3(s) \right) \quad (I.15)$$

Considérant (I.14) et (I.15), le changement de puissance totale entre la zone 1 et les deux autres secteurs (2) et (3) peuvent être calculés en tant que :

$$\Delta P_{tie,1} = \Delta P_{tie,12} + \Delta P_{tie,13} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{j=2,3} T_{1j} \Delta f_1 - \sum_{j=2,3} T_{1j} \Delta f_j \right] \quad (I.16)$$

De même, pour N zone de commande (Fig. I.12), la variation de puissance totale de ligne entre la zone 1 et d'autres régions est :

$$\Delta P_{tie,i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \Delta P_{tie,ij} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \quad (I.17)$$

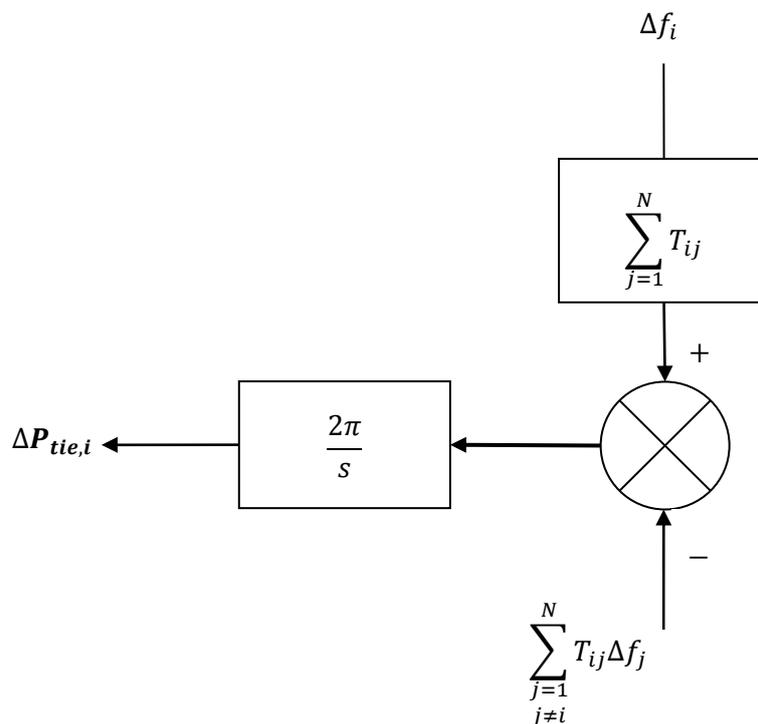


Figure I-13 : schéma fonctionnel d'une ligne de puissance dans la zone i.

I. 4 études du cas de plusieurs régions interconnectées :

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

L'interconnexion entre différentes régions est d'une très grande importance. Ainsi, dans le cas où 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 :

$$\dot{X}_1 = -\frac{1}{T_{P1}}X_1 + \frac{K_{P1}}{T_{P1}}X_3 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}X_4 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}\Delta P_{d1} \quad (\text{I. 18})$$

$$\dot{X}_2 = -\frac{1}{T_{g1R1}}X_1 - \frac{1}{T_{g1}}X_2 + \frac{1}{T_{G1}}U_1 \quad (\text{I. 19})$$

$$\dot{X}_3 = \frac{1}{T_{T1}}X_2 - \frac{1}{T_{T1}}X_3 \quad (\text{I. 20})$$

$$\dot{X}_4 = 2\pi T_{12}X_1 - 2\pi T_{12}X_5 \quad (\text{I. 21})$$

$$\dot{X}_5 = -\frac{1}{T_{P2}}X_5 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}X_4 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}X_7 - \frac{K_{P2}}{T_{P2}}\Delta P_{d2} \quad (\text{I. 22})$$

$$\dot{X}_6 = -\frac{1}{R_2 T_{g2}}X_5 - \frac{1}{T_{g2}}X_6 + \frac{1}{T_{g2}}U_2 \quad (\text{I. 23})$$

$$\dot{X}_7 = \frac{1}{T_{T2}}X_6 - \frac{1}{T_{T2}}X_7 \quad (\text{I. 24})$$

$$\dot{X} = AX + BU + L\Delta P_d$$

X : vecteur d'état.

U : vecteur de contrôle.

ΔP_d : Vecteur de perturbation.

$$\begin{bmatrix} \dot{X}_1 \\ \dot{X}_2 \\ \dot{X}_3 \\ \dot{X}_4 \\ \dot{X}_5 \\ \dot{X}_6 \\ \dot{X}_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{p1}} & 0 & \frac{K_{p1}}{T_{p1}} & \frac{-K_{p1}}{T_{p1}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{R_1 T_{g1}} & \frac{-1}{T_{g1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_{t1}} & \frac{-1}{T_{t1}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2\pi T_{12} & 0 & 0 & 0 & -2\pi T_{12} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{K_{p2}}{T_{p2}} & \frac{-1}{T_{p2}} & 0 & \frac{K_{p2}}{T_{p2}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{R_2 T_{g2}} & \frac{-1}{T_{g2}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{t2}} & \frac{-1}{T_{t2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \\ X_5 \\ X_6 \\ X_7 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{g1}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_{g2}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{-K_{p1}}{T_{p1}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{-K_{p2}}{T_{p2}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{D1} \\ \Delta P_{D2} \end{bmatrix}$$

Forme matricielle pour deux régions interconnectées

I. 5. 3 Schémas du modèle :

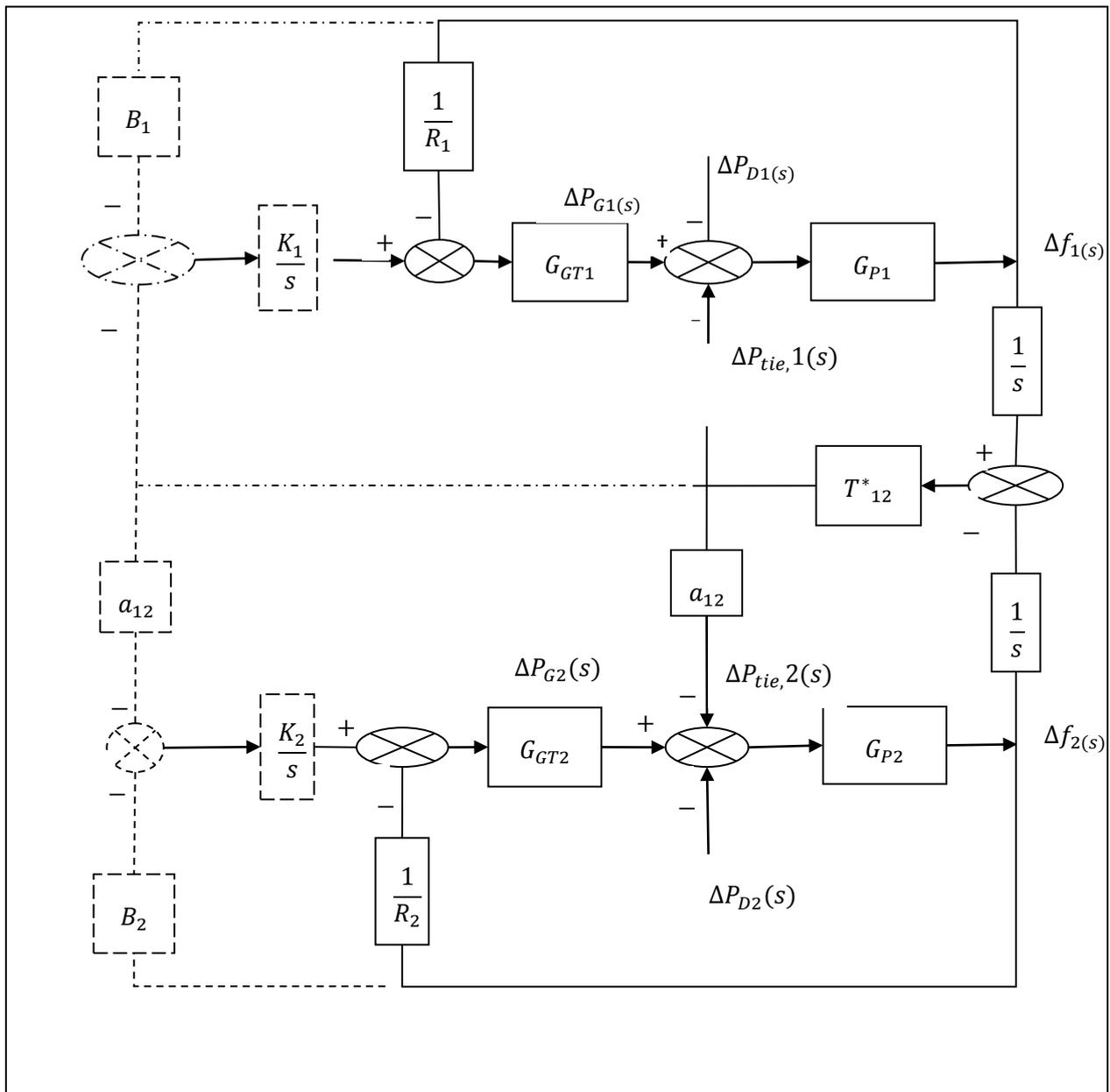


Figure I-14 : Modèle pour deux régions interconnectées.

I. 6. Réglage de la fréquence :

Au début de l'apparition des réseaux interconnectés, c'est-à-dire dans le premier tiers de ce siècle, on demande généralement à **une seule centrale de production**, hydraulique si possible, de régler la fréquence, les autres fonctionnant à puissance constante [ou, comme il sera dit plus loin s'occupant du réglage de puissance sur les interconnexions]. Il peut alors arriver que la puissance de la centrale unique de réglage ne suffise pas. Dans ce cas-là, on utilise **plusieurs centrales** réglées sur des paliers de fréquence successifs, la première entre

50 et 49,5 Hz ; lorsque ses possibilités de réglage sont épuisées, la fréquence passe en dessous de 49,5 Hz ; le relais est alors pris par une autre, prévue pour régler entre 49,5 et 49 Hz, etc.

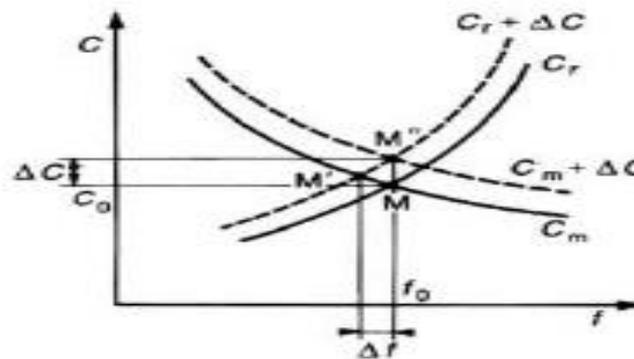
Avec l'augmentation de la taille des réseaux interconnectés, il devient vite impossible de laisser une seule ou quelques rares centrales régler à elles toutes seule la fréquence de l'ensemble du système. Elles sont dans l'ensemble trop sollicitées et ne disposent pas forcément de toute la puissance nécessaire pour ajuster convenablement la production à la consommation. De plus, il paraît plus équitable que chaque société faisant partie du système interconnecté participe au réglage commun de la fréquence. C'est pourquoi, à partir des années trente, se généralise progressivement le **réglage primaire de la fréquence** sur l'ensemble des groupes de production d'un système interconnecté. Étant donné son importance.

I.6.1 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 I.15). 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 :

$$\frac{\Delta C}{C_0} = a \frac{\Delta f}{f_0} \tag{I.25}$$



En cas d'écart ΔC du couple résistant, le point de fonctionnement M se déplace en M' sans action corrective et en M'' avec action corrective.

Figure I-15 : Variations du couple moteur Cm et du couple résistant Cr

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 tenu 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) . Il faut enfin noter que de nombreux événements peuvent provoquer des variations rapides de grande amplitude du bilan production- consommation, donc de la fréquence. C'est le cas d'une perte importante de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge. **(8)**

I. 6. 2. Dégradation de la fréquence :

Un manque de production exceptionnellement important entraîne une baisse de fréquence. Celle-ci peut atteindre des valeurs à partir desquelles les automates de délestage dans les postes sources (HTB/HTA) coupent l'alimentation électrique de la clientèle. Contrairement au cas de systèmes électriques de dimensions plus réduites, qui peuvent rencontrer ce type de problème en cas d'aléa simple sur le parc de production, l'hypothèse de baisses importantes de fréquence affectant l'ensemble du système européen interconnecté est plus improbable que par le passé, bien qu'elle ne soit pas à exclure totalement. C'est sur des portions plus réduites du système (une région, voire un pays entier), isolé par suite d'un incident préalable, que le risque de baisse de fréquence est toutefois le plus élevé. Cette situation est susceptible d'être rencontrée lors d'incidents où surviennent des cascades de déclenchements ; l'incident ayant affecté l'Italie en mai 1989 en est un exemple récent, où, suite à la perte d'une ligne double entre l'Italie et la France, toutes les lignes interconnectant l'Italie à ses voisins ont déclenché. Les surcharges de lignes et les reports en cascade, décrits ont ainsi créé les conditions d'une dégradation brutale de la fréquence.

I. 6. 3 : besoins de tenue de la fréquence :

Les variations de fréquence ont des répercussions sur le fonctionnement des appareils d'utilisation et sur le réseau.

➔ Appareils d'utilisation

Les charges passives sont, en général, peu sensibles aux variations de fréquence du fait de leur facteur de puissance élevé. Les moteurs d'entraînement subissent éventuellement des variations ΔP de la puissance active P dépendant des variations de couple des machines entraînées. On peut caractériser cette influence par un coefficient i tel que :

$$\frac{\Delta P}{P} = i \frac{\Delta f}{f} \quad (1.26)$$

Ce coefficient i varie fortement avec la nature de l'utilisation ; égal à 1 pour les machines à couple constant, il peut atteindre 3 pour les ventilateurs, voire des valeurs plus élevées pour les pompes centrifuges. La charge globale du réseau présente un facteur d'influence de l'ordre de 1,3 à 2. Par ailleurs, les variations de fréquence entraînent une réduction assez faible du rendement des moteurs optimisés pour la fréquence nominale, mais qui peut être beaucoup plus élevée pour les machines entraînées. Enfin, certaines applications utilisent la fréquence du réseau comme base de temps (horloge synchrone, etc.). Du point de vue contractuel, la

fréquence doit être tenue à (± 1) Hz, ce qui est acceptable pour la grande majorité des applications.

➤ **Matériels de réseaux :**

Les variations de fréquence ont des répercussions sur le comportement des matériels optimisés pour la fréquence nominale. C'est le cas, en particulier, des appareils à circuits magnétiques bobinés comme les transformateurs pour lesquels une variation de fréquence, à tension constante, se traduit par une variation de flux magnétique, puisque :

$$\Phi \approx k \frac{u}{\omega} \quad (I.27)$$

Une baisse de fréquence augmente la saturation, donc les pertes fer et la production d'harmoniques. En ce qui concerne le fonctionnement du système électrique, toute variation de fréquence indique un déséquilibre entre la production et la demande par rapport au programme nominal. Le nouvel équilibre atteint, par autoréglage s'il existe (avec une grande variation de fréquence) ou par action manuelle ou automatique (avec retour ou non à la fréquence initiale), s'accompagne d'une modification du programme de production pouvant entraîner des surcharges sur les lignes voir des pertes de stabilité des machines. Le problème de la tenue de la fréquence s'identifie ici avec celui du contrôle de la production (ou éventuellement de la consommation).

➤ **Auxiliaires de centrales :**

Les centrales de production sont, suivant leur nature, plus ou moins sensibles à la fréquence, selon la tenue de leurs auxiliaires composés en majorité de moteurs asynchrones. Leurs caractéristiques sont à coordonner avec les besoins du réseau. Par exemple, les centrales françaises doivent fonctionner sans problème dans le domaine contractuel 49-51 Hz. En fait, pour faire face aux régimes dégradés, les centrales nucléaires peuvent fonctionner dans la plage 47 Hz (îlotage) à 55 Hz (déclenchement par survitesse), cela pendant une durée limitée et avec une réduction éventuelle de la puissance.

I. 6. 4 Adaptations de la consommation à la production :

Dans certaines situations, l'intérêt économique ou la nécessité technique peuvent conduire à adapter la consommation à la production. C'est le cas :

- **exceptionnellement**, à la suite d'un incident conduisant à la perte de moyens de production ou à un fractionnement du réseau ;
- de **manière permanente**, ou tout au moins durable, pour atteindre un meilleur optimum économique global, en déplaçant dans le temps une partie de la consommation (*lissage* de la courbe de charge), ou si l'évolution de la charge est très supérieure aux moyens de production disponibles.

Dans les deux cas, il faut agir sur la charge pour maintenir la consommation à une valeur égale à la production et la fréquence à une valeur correcte. Cependant, les motivations sous-jacentes, les moyens utilisés et leur mise en œuvre ne sont pas les mêmes.

I. 6. 5 : gestion de la charge :

Pour réduire la charge aux périodes critiques, le producteur peut proposer à sa clientèle une incitation tarifaire d'encouragement à planifier une réduction de sa consommation. Par exemple, en France, on utilise pour lisser la courbe de charge un **délestage contractuel**, c'est-à-dire qu'on consent aux clients un tarif plus avantageux, dit tarif EJP (effacement jour de pointe), à la condition qu'ils acceptent de ne pas consommer, à la demande d'EDF, à certaines heures des périodes de pointe. Le préavis d'effacement est d'une journée ou d'une demi-heure suivant le type de client bénéficiaire du tarif EJP. Une telle disposition peut s'avérer très intéressante pour les deux partenaires, puisqu'elle permet :

- ↳ au client, d'adapter sa consommation en fonction de critères économiques avantageux
- ↳ À EDF, d'éviter des investissements coûteux en moyens de production qui seront peu utilisés.

Les politiques basées sur le principe de gestion de la charge, qui procèdent du souci d'optimiser le bénéfice économique de tous les acteurs, tendent aujourd'hui à se développer, en particulier aux États-Unis et en Europe occidentale.

I. 6. 6 Cas d'un incident :

La perte de moyens de production importants ou un incident d'ampleur exceptionnelle provoquant un fractionnement du réseau en zones où l'équilibre production-consommation n'est pas réalisé exige, si les déficits de puissance sont importants, une réduction de la consommation très rapide et proportionnée à ces déficits. Cette action est obtenue par des automates de délestage à seuils de fréquence, qui agissent au plus près de la clientèle, donc au niveau HTA (3 à 33 kV). Sur le réseau français, les départs HTA (20 kV) des postes de la distribution sont répartis en 5 échelons, les départs de chaque échelon représentant environ 20 % de la puissance totale ; l'échelon 1, le premier délesté, correspond à la priorité d'alimentation la plus faible, l'échelon 5 à la priorité d'alimentation la plus forte (il n'est jamais délesté). Les réseaux de distribution sont équipés de relais détectant les baisses de fréquence et provoquant automatiquement la mise hors tension des départs HTA dans les conditions suivantes :

- ➡ entre 49 Hz et 48 Hz: échelons 1 et 2 ;
- ➡ à partir de 48 Hz : échelon 3 ;

➤ à partir de 47,5 Hz : échelon 4.

Le temps de réponse des relais à baisse de fréquence doit être suffisamment faible (quelques centaines de millisecondes) pour assurer la sélectivité intrinsèque recherchée par l'échelonnement des seuils indiqués précédemment et pour que l'effet des délestages se fasse sentir assez rapidement pour éviter d'atteindre, même transitoirement, le seuil d'îlotage des centrales. Si l'incident ne se traduit pas par une baisse de fréquence, mais par des surcharges de lignes ou de transformateurs dues à l'afflux de puissances venant des régions voisines vers la région qui a subi l'incident, il faut réduire la consommation de cette région dans le laps de temps qu'autorise la temporisation des protections de surcharge (20 minutes en général). Pour cela, on dispose des moyens suivants :

- **délestages commandés** : on commande volontairement le délestage des échelons 1 et 2 depuis les dispatchings ou les centres de conduite de la distribution ;
- **réduction de la tension distribuée** : on diminue la charge locale par réduction de la valeur de consigne des régleurs de tension sur les transformateurs alimentant les réseaux de distribution.

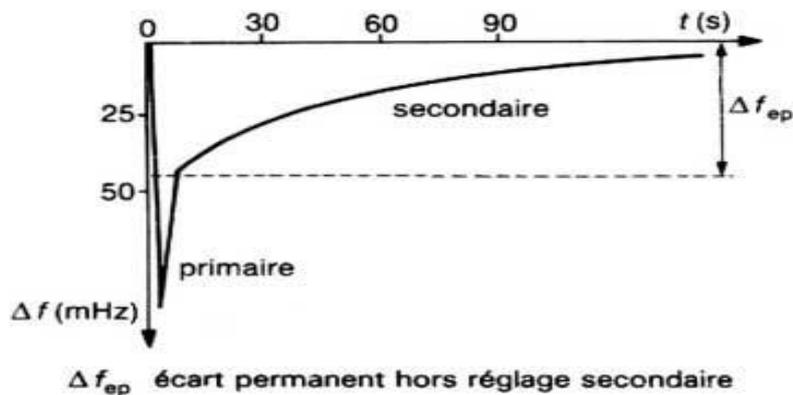


Figure I-16 : Évolution de la fréquence sous l'action des réglages primaire et secondaire.

I. 6. 7 Interconnexions des réseaux :

Si l'on excepte les systèmes insulaires autonomes et quelques autres situations, la plupart des réseaux gérés par des gestionnaires distincts sont regroupés au sein de grandes interconnexions. Les avantages de celle-ci sont :

- Une meilleure régulation de la fréquence.
- Une assistance mutuelle en cas d'incident.
- Et donc une réduction de la réserve primaire que chaque gestionnaire de réseau doit contacter auprès de producteurs, pour faire face à la perte de générateurs
- La possibilité de vendre et d'acheter de l'énergie à des conditions plus avantageuses.
- Une meilleure tenue de la tension à l'interface entre systèmes. Après interconnexion.

Notons cependant au passage que la constitution de grands systèmes interconnexion exempte d'inconvénients :

- Des incidents peuvent se propager d'un réseau à un autre, via les lignes d'interconnexion.
- Des flux de puissance peuvent traverser un réseau situé au sien d'une structure maillée. Suite à des modifications topologiques ou des injections inattendues (p. ex. variabilité de la production éolienne) dans les réseaux voisins.
- Des oscillations électromécaniques lentes (0.1 à 0.5 Hz) et mal amorties peuvent apparaître.

Ces inconvénients peuvent conduire à s'interconnecter via des liaisons à courant continu.

Les réseaux ainsi connectés conservent chacune leur fréquence. ⁽⁶⁾

I. 6. 8 Comportement dynamique de la fréquence et stabilité du réseau :

Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes peuvent induire des fluctuations de la fréquence du réseau, activer le réglage primaire des groupes tournants et faire appel à la réserve primaire. Tant que le taux de pénétration éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable. Dans le cas contraire, si l'essentiel de la production est fourni par les éoliennes, le nombre de générateurs synchrones restés connectés au réseau sera limité. Cela conduira à un problème d'allocation de la réserve et une diminution de l'inertie totale du réseau. Le système pourra donc se trouver plus exposé aux perturbations de l'équilibre production-consommation. L'absence de réglage puissance-fréquence des EnR fatales est l'un des facteurs les plus importants limitant leur intégration dans le réseau. ⁽⁹⁾

I. 7. Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence :

L'impact de la production éolienne sur la régulation de la fréquence s'avère actuellement peu significatif grâce au taux de pénétration de la puissance éolienne qui reste encore marginal. Par conséquent, les conditions techniques de raccordement françaises ne prévoient pas la participation des parcs éoliens au réglage de fréquence, mais précisent seulement qu'un effacement de la production éolienne en cas de sur-fréquence pourrait être demandé par le gestionnaire du réseau. Dans les systèmes électriques où le taux de pénétration éolien est relativement important, les réglementations techniques stipulent que les fermes éoliennes doivent être capables de participer au réglage primaire de fréquence, même si ce service n'est pas forcément activé dans l'immédiat, tous les parcs d'une puissance nominale supérieure à 5 MW doivent pouvoir réduire leur puissance en cas de sur-fréquence

et seuls les parcs d'une puissance plus grande que 10 MW doivent pouvoir constituer la réserve et contribuer au réglage primaire en cas de sous-fréquence.

I. 7. 1 problématique liée au réglage de la fréquence :

I. 7. 1. 1 contrôle de la fréquence :

L'un des objectifs majeurs du contrôle des systèmes de puissance est de maintenir l'équilibre entre la puissance électrique produite par les unités de production et la puissance consommée par les charges, et ce, à tout instant. En fonctionnement normal, la fréquence est homogène sur l'ensemble du réseau. En cas d'évaluations (des charges ou des générateurs), pour ajuster la production à la demande, il convient de réguler la fréquence. Celle-ci est organisée hiérarchiquement en trois niveaux de réglage, échelonnés dans le temps, le réglage primaire, le réglage secondaire, le réglage tertiaire (figure I.17).

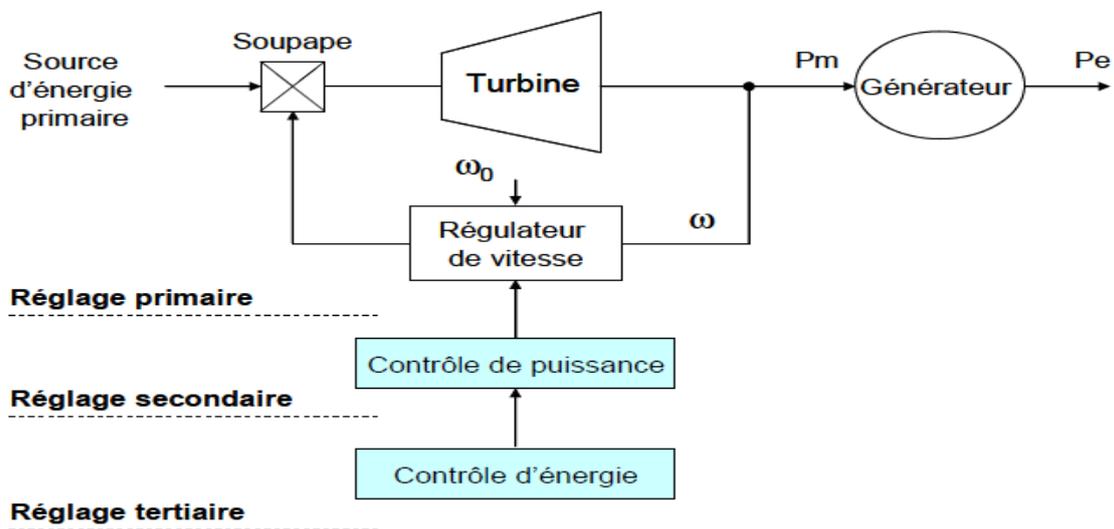


Figure I-17 : réglage hiérarchique de la fréquence

I. 7. 1. 2 le réglage primaire :

Le réglage primaire (quelques secondes) est réglage automatique. Il permet d'arriver rapidement à un nouvel équilibre production/consommation. Chaque groupe ajuste sa production en fonction de ses capacités. Le nouveau point de fonctionnement n'est plus nécessairement à la fréquence $F_0 = 50Hz$.

Ce réglage est obligatoire pour tous les groupes de production classique raccordés au réseau de transport. Leur participation est quantifiée par la notion de statisme et par la réserve de puissance active. Le statisme représente la relation linéaire entre la variation de fréquence et la variation relative de puissance active (figure I. 18). Il est défini par : (10)

$$\text{stat} = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_G / P_{G0}} \cdot 100 \quad (I.28)$$

Avec :

stat : Statisme d'un générateur en (%)

Δf : Variation quasi stationnaire de fréquence (H_z)

f_0 : Fréquence nominale en (H_z)

ΔP_G : Variation de puissance active d'un générateur (W).

P_{G0} : Puissance fournie par le générateur en (W) à la fréquence nominale.

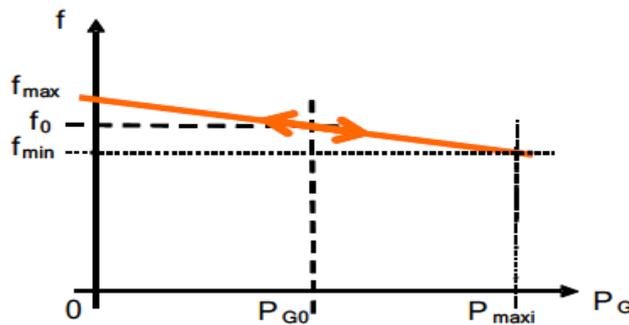


Figure I-18 : réglage primaire de fréquence-exemple de droite de statisme

I. 7. 1. 3 le principe de réglage primaire : (7)

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 :

$$\frac{P_i - P_{0i}}{P_{ni}} = - \frac{1}{S_i} \frac{f - f_0}{f_0} \quad (I.29)$$

Ou :

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = \frac{1}{S_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (I.30)$$

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 :

$$P_0 = \sum_{i=1}^n P_{0i} \quad (\text{I. 31})$$

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 :

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{1}{S} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (\text{I. 32})$$

En fait, s sont reliés 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.33)] :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{S_i} \quad (\text{I. 33})$$

D'où :

$$\frac{1}{S} = \frac{1}{P_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{S_i} \quad (\text{I. 34})$$

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 :

$$P > \sum_{i=1}^n P_{ni} \quad (\text{I. 35})$$

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

$$K = \frac{P_0}{Sf_0} \quad (I.36)$$

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.33)] peut s'écrire :

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

$$P + Kf = P_0 + Kf_0 = \text{Cte} \quad (I.37)$$

I. 7. 1. 4 le réglage secondaire :

Le réglage secondaire (quelques minutes) est réglage automatique ou manuel. Il permet de rétablir la fréquence à la valeur de 50 Hz, et de maintenir les échanges de puissance entre les réseaux interconnectés, en conformité avec les programmes convenus. Le nombre de producteurs participant à ce réglage est plus faible que ceux prenant part au réglage primaire, même si un même générateur peut participer aux deux réglages. **(11)**

I. 7. 1. 5 Principes du réglage secondaire :

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 échangé 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) :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} = 0 \quad (I.38)$$

Où λ désigne l'énergie régnante secondaire et s'exprime 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 :

$$\Delta \Psi = \int_0^t \left(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) dt \quad (I.39)$$

I. 7. 1. 6 le réglage tertiaire :

Le réglage tertiaire (quelques dizaines de minutes) est un réglage manuel. Il permet d'adapter le palan de production à la situation réelle. Et de répartir la réserve tournante entre

les différents moyens de production. Cette réserve est la puissance quasi instantanée mobilisable, en supplément de la prévision de consommation moyenne. La répartition de cette réserve est basée sur des critères économiques et techniques.

Le réglage tertiaire est l'utilisation (et la gestion) de la réserve tournante. Il permet :

- d'un point de vue global, de rétablir les réserves de puissance nécessaires sur les différents groupes, au titre des réglages primaires et secondaires ;
- d'un point de vue local, de lever tout contrainte pouvant apparaître sur le réseau de transport ;
- d'un point de vue économique, d'approcher l'optimum, en répartissant la production en fonction des coûts de chaque unité. Il est réalisé, dans certains pays, à l'aide de modèles de dispatchings économiques de façon centralisée au niveau de chaque compagnie ou d'un pool de compagnies. Il a un temps de réponse de l'ordre de la dizaine de minutes. Actuellement, ce réglage est manuel. Toutefois, des études sont en cours pour évaluer l'intérêt d'automatiser tout le procédé. Il s'agit d'un problème technique difficile, car la dimension du système production-transport est très importante, le parc est diversifié et l'automatisation de la conduite des unités nucléaires pose des problèmes très particuliers. (8)

I. 8. Génération d'électricité d'origine renouvelable :

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui sont extraits des gisements respectifs et acheminés « sans gros problèmes » vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de « l'extraction » de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple, un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques.

La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables

pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique.

Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergentes : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolienne), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du Soleil transformé ensuite par l'environnement terrestre. Étant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. À l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient de la non-régularité des ressources. À l'opposé, les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage, mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à retenir est certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne. Toutes les ressources renouvelables sont en forte croissance. La Figure 1-19 donne la vue sur la répartition de la production d'électricité entre les différentes sources renouvelables ainsi que leurs prévisions pour les années à venir. (12)

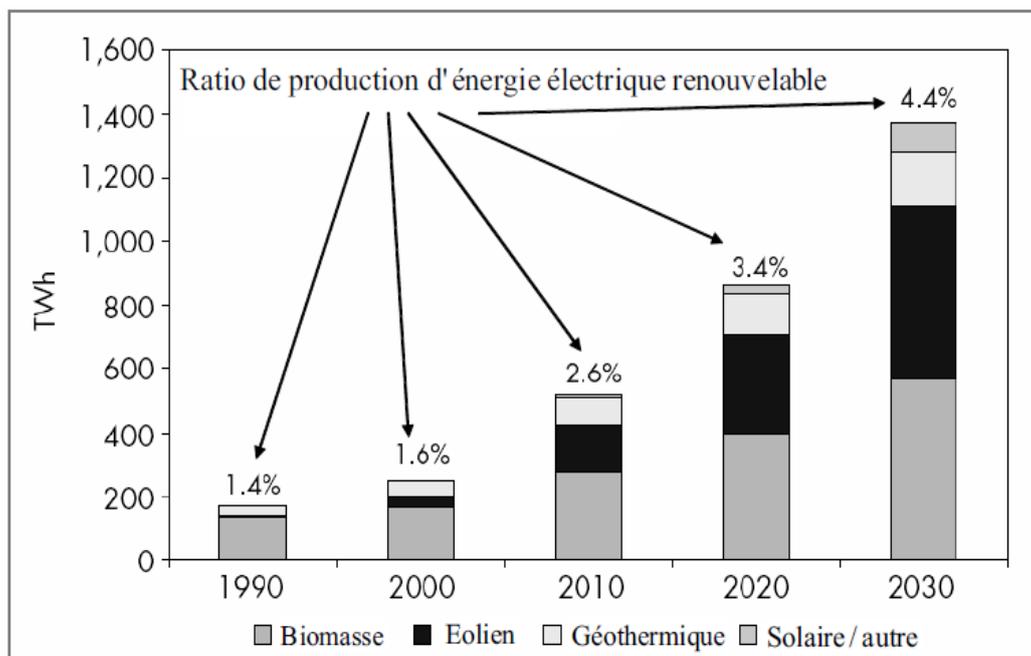


Figure I-19 : Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables. (12)

I. 8. 1 Hydraulique :

L'eau, comme l'air est en perpétuelle circulation. Sa masse importante est un excellent vecteur d'énergie. L'énergie hydraulique est produite soit au fil de l'eau soit par le biais du stockage de l'eau (lac de barrage, retenues d'eau) qui permet la constitution d'un stock d'énergie électrique mobilisable à tout moment. Les barrages sur les rivières ont une capacité importante pour les pays riches en cours d'eau qui bénéficie ainsi d'une source d'énergie propre et «stockable». Son principal avantage est de fournir de fortes puissances et de stocker l'énergie dans les retenues d'eau. Cette source représentait en 1998 environ 20 % de la production mondiale de l'énergie électrique. (13)

I. 8. 2 photovoltaïques :

Par des cellules photovoltaïques, l'énergie contenue dans le rayonnement solaire est convertie en courant continu basse tension. Les modules standards fournissent une puissance moyenne de 100 W par m^2 (rayonnement à 25 °). L'énergie solaire photovoltaïque peut présenter un intérêt pour le remplacement du pétrole lampant, des piles électriques ou pour les recharges de batteries. L'énergie solaire photovoltaïque nécessite un suivi technique plus important que pour une installation réseau. D'autre part, elle exige un système de stockage qui ne présente pas la même stabilité que le réseau. Cela explique en partie pourquoi son utilisation est peu répandue pour les besoins de production. L'avantage des cellules photovoltaïques réside dans la transformation directe de l'énergie solaire en électricité, et dans leur souplesse d'utilisation qui les rend utilisables notamment dans les pays en voie de développement qui ne disposent pas de réseau électrique important. Cependant, leur rendement reste faible. (14)

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).

I. 8. 3 Productions éoliennes :

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. L'énergie récupérée est fonction de la vitesse du vent et de la surface mise face au vent. L'utilisation de cette énergie est soit directe (mouture, pompage)

soit indirecte (production d'électricité via un générateur). Deux applications sont possibles : la production d'électricité et le pompage éolien.

La production d'électricité (aérogénérateur): Ces systèmes demandent une bonne technicité. Si l'on excepte l'Inde et la Chine, peu de pays en développement en fabriquent. Les projets exigent des sites ventés et des niveaux d'investissement élevés. Les puissances obtenues demeurent encore à l'heure actuelle des projets pilotes, saufs au Maroc ou en Mauritanie, car ces applications sont variables selon la vitesse du vent et la taille des pales.

Le pompage éolien : Les pompes éoliennes sont d'une puissance généralement inférieure à 10 KW. C'est une technologie ancienne avec de nombreuses variantes à travers le monde. Elle demande des vents de 3 à 4 mètres par seconde au minimum. En prévision, pour l'année 2010, on peut espérer une puissance éolienne installer en Europe de l'ordre 70 GW. Parmi les avantages de la production éolienne, le Coût de fonctionnement est relativement faible. ⁽¹²⁾

Conclusion :

Dans ce chapitre, il a été question de présenter une solution de commande pour permettre aux éoliennes de participer au réglage de la fréquence et ceci en créant une réserve en puissance. Les éoliennes en mode dégradée vue de leur grande puissance, peut participer à ce réglage en injectant seulement (80 % à 90 %) de leurs puissances nominales, les résultats assez encourageants qu'ils sont obtenus avec cette approche ils ont menés à la décision de l'adopter pour faire fonctionner l'éolienne à puissance réduite permettant ainsi de créer une réserve virtuelle en puissance très utile pour faire participer l'éolienne au réglage de la fréquence

Introduction :

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles. En plus de son exploitation en mer pour faire avancer les bateaux, ce type d'énergie a été exploité sur terre durant au moins les 3000 dernières années. En effet, des moulins à vent à axe vertical étaient déjà utilisés dans les hautes terres afghanes 7 siècles A.C. pour moudre du grain. Ainsi, dans un premier temps, l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique. C'est en 1891 que le Danois Polu Lacour construisit pour la première fois un Turbine à vent générant de l'électricité.

Depuis, la technologie des aérogénérateurs a évidemment évolué. Ceci a permis, à l'énergie éolienne, de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles. Bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, il leur reste encore une grande marge de progrès technologique. Dans les années 1940, on pensait que la technologie des automobiles n'allait plus vraiment évoluer. La même réflexion était faite à propos des avions dans les années 70. Ces technologies ont pourtant progressé. De même, il n'y a pas de doute que les aérogénérateurs évolueront encore, et la recherche à un rôle important à jouer dans ce sens. On peut notamment introduire plus « d'intelligence ». Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce sont les algorithmes de commande qui permettent de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant. Le vent, source de l'énergie électrique produite par les aérogénérateurs, est une grandeur stochastique. Tout en étant l'entrée et la raison d'être du système éolien, c'est également la perturbation principale. Les travaux de recherche sur la commande d'éolienne n'ont jusqu'à présent pas vraiment pris en compte les perturbations éoliennes sur le fonctionnement des aérogénérateurs à vitesse variable. C'est ce qui est fait dans ce chapitre, où on cherche à minimiser l'impact des perturbations éoliennes sur la production d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable. (15)

II.1 Historique de l'énergie éolienne :

L'énergie éolienne est l'une des plus vieilles énergies de la terre. Le vent fût utilisé pendant plusieurs siècles pour la propulsion des navires, il présentait presque la seule source d'énergie pour les navires jusqu'à ce que WATT a inventé le moteur à vapeur dans le dix-huitième siècle. L'histoire nous apprend qu'au dix-septième siècle A.J.C, l'empereur de Babylone, HAMMURABI, avait conçu un système d'irrigation basé sur l'énergie éolienne.

Trois siècles A.J.C, L' Égyptien HERO d'Alexandrie avait décrit une simple turbine éolienne à axe horizontal à quatre Pales pour getter des organes. Les Perses utilisaient en septième siècle des éoliennes rudimentaires à axe vertical qui servait à l'irrigation des terres cultivées et au meulage du grain. Ce type de moulins à vent va se répandre dans le monde arabe. Par la suite, les croisées les ramenèrent en Orient. D'abord utilisées pour le pompage d'eau (POLDER), elles servirent par la suite au seizième siècle à d'autres fonctions, tel que couper le bois, elles servirent aussi d'instrument de libération, car elles permettaient Aux paysans d'éviter les taxes sur l'utilisation des rivières. Ce n'est q 'en 1890 au Danemark éolien utilisé pour créer de l'énergie électrique. (16)

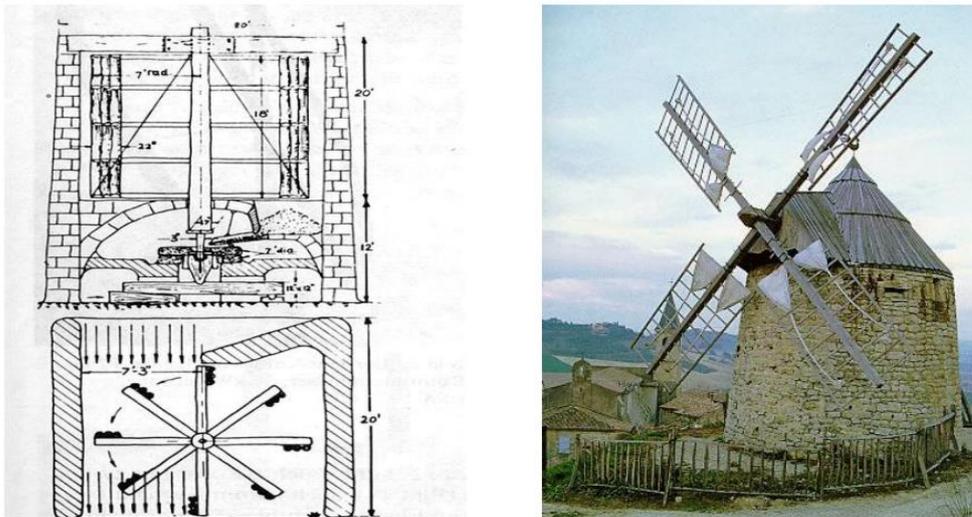


Figure II -1: Le moulin perse (à gauche) et le moulin à vent (à droite)

II.2 Définition de l'énergie éolienne :

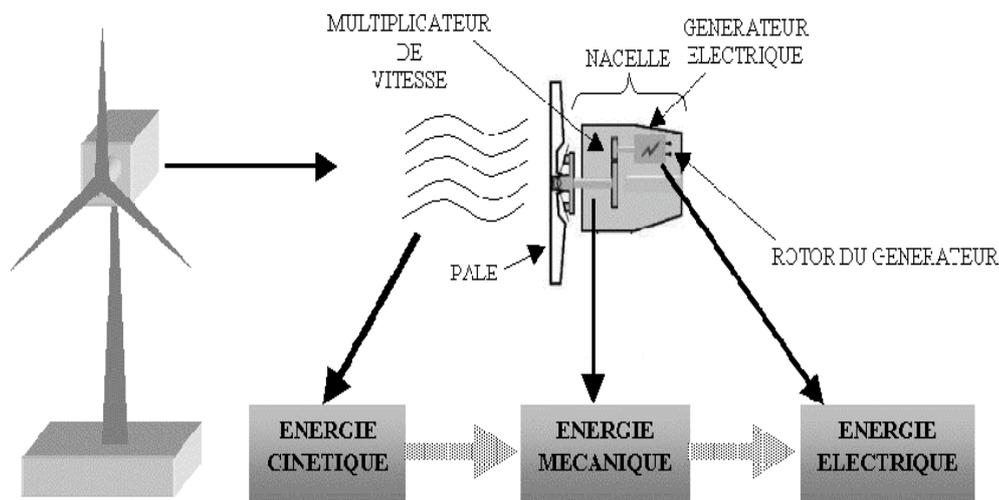


Figure II- 2: Conversion de l'énergie cinétique du vent

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). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences (17). Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre, mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue deux grands types d'éoliennes :

↳ **Les éoliennes à axe vertical :** ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches. Il présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des

pales et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal (17).

↳ **Les éoliennes à axe horizontal** beaucoup plus largement employées, même si elles nécessitent très souvent un mécanisme d'orientation des pales, présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol. Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, selon l'ADEME, le niveau sonore d'une éolienne est de 50 dB à 150 mètres et devient imperceptible au-delà de 400 mètres. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

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

II.3 constitution d'une éolienne:

Une centrale éolienne classique est composée essentiellement des parties suivantes:

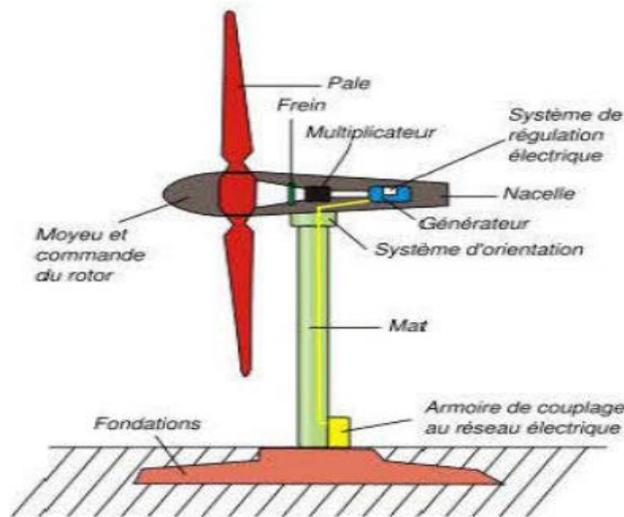


Figure II-3:constitution d'une centrale éolienne

- ↪ **Le mat :** qui supporte la nacelle et le rotor de la turbine. Il est important que le mat soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse de vent en hauteur. À titre d'exemple le mat d'une éolienne de 500 KW a une hauteur de 40 à 60 m, il peut être plein ou tubulaire. Ce dernier est plus coûteux, mais il a l'avantage de permettre un accès aisé à la nacelle pour la maintenance.
- ↪ **Les pales :** qui permettent de capter la puissance de vent et la transférer au rotor. Le nombre de pales peut varier suivant les éoliennes. Actuellement, le système tripale est le plus utilisé, car il permet de limiter les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou monopole et d'améliorer le coefficient de 10 % en passant d'une pale à deux et de 3 % en passant de deux à trois. Enfin, un bon compromis entre le coût et la vitesse de rotation de capteur éolien plus des aspects esthétiques du système tripale par rapport au système bipale constitue des atouts supplémentaires.
- ↪ **La fondation :** une fondation solide assurant la résistance de l'ensemble par grand vent et dans des conditions de givrage.
- ↪ **La nacelle :** qui regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres , multiplicateur , roulement, le frein à disque 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 électronique de gestion de l'éolienne comme la montre la (figure II-4)

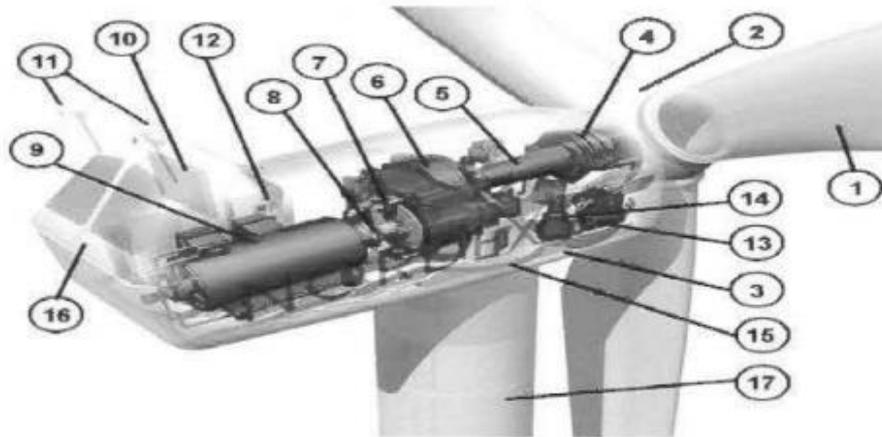


Figure II- 4 : constitution de la nacelle

- | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------|---------------|----------------|
| 1-pales | 2- Moyeu rotor | 3-Nacelle | 4-Cardan | 5-Transmission |
| 6-Multiplicateur de vitresse | 7-Frein à disque | 8-Accouplement | 9-Génératrice | |
| 10-Radiateur de refroidissement | 11-Centrale de mesures du vent | 12-Contrôle | | |
| 13-Centrale hydraulique | 14-Mécanisme d'orientation face au vent. | | | |
| 15-Paliers du système d'orientation équipée d'un frein à disque | 16-Capot | 17-Tour | | |

II.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne :

Un aérogénérateur, couramment appelé «éolienne », est un système qui capte l'énergie éolienne (énergie cinétique du vent) et la convertit en énergie électrique. D'une manière générale, un tel système de conversion est constitué d'une turbine (T), d'un multiplicateur de vitesse (M), d'une génératrice électrique (GE), généralement triphasée, et d'un circuit d'électronique de puissance (EP). Suivant l'utilisation visée, l'éolienne est alors connectée au réseau électrique ou alimente une charge autonome. Un schéma synoptique est présenté dans la (figure II-5). **(18)**

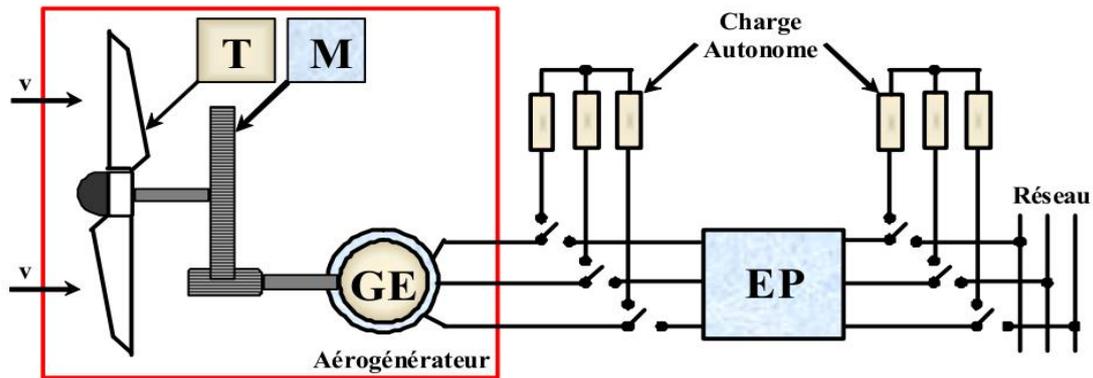


Figure II-5 : principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

La puissance P_v , issue de l'énergie cinétique d'un vent incident d'une vitesse v , traversant une surface S_t , s'exprime par la relation suivante (18) :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S_t V^3 \tag{II. 1}$$

Où ρ représente la masse volumique de l'air :

Cette puissance ne peut être intégralement extraite et convertie, car cela supposerait une vitesse de vent nulle après l'organe capteur, ce qui est physiquement impossible. La puissance P_t captée par la turbine éolienne est alors liée à la puissance P_v , par un coefficient, appelé coefficient de puissance, dont l'expression est donnée sous la forme suivante (19):

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho S_t V^3} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho \pi R_t^2 V^3} \tag{II. 2}$$

Où R_t représente le rayon de la turbine.

Ce coefficient de puissance est intrinsèque à la turbine. Il est fonction de plusieurs paramètres (des pales, matériaux. etc.) et admet une valeur maximale théorique, appelée limite de Betz (20) qui est de $\frac{16}{27} \approx 0.5926$. On définit également le coefficient de couple C_m , plus pratique pour élaborer les stratégies de commande d'une éolienne, par l'expression suivante (19):

$$C_m = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho S_t R_t V^2} \tag{II. 3}$$

Où T_t : est couple de la turbine éolienne de vitesse Ω_t .

Sachant que $P_t = T_t \Omega_t$, les coefficients C_m et C_p sont liés par la relation suivante :

$$C_p = \lambda C_m \quad (\text{II. 4})$$

Où λ , appelée vitesse réduite, est définie comme étant le rapport de la vitesse linéaire des extrémités des pales ($\Omega_t R_t$) sur la vitesse instantanée du vent (v) (21).

Soit:

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \quad (\text{II. 5})$$

II.5 les différents types d'éoliennes :

Les éoliennes peuvent être classées selon deux catégories : celles à axe vertical et celles à axe horizontal:

II.5.1 les éoliennes à axe vertical :

Cette technologie d'éoliennes est bien adaptée aux zones de vents perturbés par des habitations et le relief de la végétation. Elles peuvent aisément s'intégrer à l'architecture des bâtiments et sont d'une conception très simple (roue montée sur un axe qui entraîne directement une génératrice). Le principe aérodynamique permet de bons rendements pour des vitesses de vent faible, une autorégulation en vitesse pour les vents forts et un niveau sonore très faible voir inaudible. Par contre, elles ne conviennent pas pour la conversion de grandes puissances. Suite aux recommandations récentes en matière de production de l'énergie électrique par des sources renouvelables, ces structures connaissent un fort regain d'intérêt depuis une dizaine d'années pour des applications, à petite et moyennes puissances, en milieu urbain (22)

Il existe principalement technologies VAWT (Vertical Axis Wind Turbine): les turbines Darrieus classiques, à pales droites (H type) et la turbine de type Savonius. Dans tous les cas, les voilures sont à deux ou plusieurs pales (12). Outre le caractère vertical de leur axe de rotation, ces aérogénérateurs peuvent être classés selon leur principe de fonctionnement aérodynamique. Ainsi, contrairement aux éoliennes à axe horizontal qui utilisent uniquement la force de portance, les éoliennes à axe vertical de type Savonius utilisent la force de traînée et celles de type Darrieus reposent sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif ; cet effet est similaire aux forces qui s'exercent sur l'aile d'un avion.

☞ Éolienne à axe vertical de type Darrieus :

Encore méconnues, les éoliennes à axe vertical de type Darrieus sont plus adaptées à des secteurs nécessitant l'intégration aux bâtiments, les zones extrêmes (observatoires ...) ...etc.

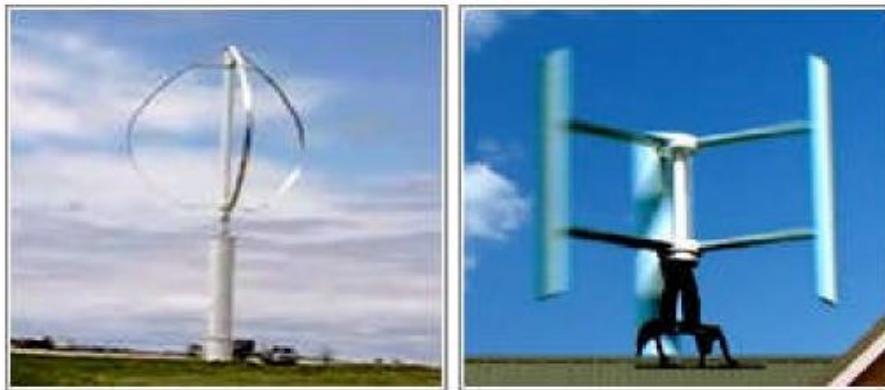
Ayant souvent un rendement moins important que les éoliennes « classiques », ce type d'aérogénérateurs permet en revanche de s'affranchir des limites introduites par la taille des pales et leur vitesse de rotation. L'encombrement total est plus faible, et dans la plupart des cas, le générateur est situé à la base de l'éolienne, ce qui est intéressant pour l'installation et la maintenance. Le principe est celui d'un rotor d'axe vertical qui tourne au centre d'un stator à ailettes. Cette solution réduit considérablement le bruit tout en autorisant le fonctionnement avec des vents supérieurs à 220 km/h, et ce, quelle que soit leur direction. Le principal défaut de ce type d'éoliennes est leur démarrage difficile dû aux frottements générés par le poids du rotor qui pèse sur son socle.

Avantage:

- ✓ Génératrice pouvant être placée au sol (selon les modèles) moins d'encombrement qu'une éolienne « conventionnelle » intégrable aux bâtiments

Inconvénients:

- ✓ Vitesse de Démarrage difficile aux éoliennes de type Savonius Faible rendement.



(a) Rotor Darrieus

(b) Rotor Darrieus H

Figure II- 6:Éoliennes à axe vertical de type Darrieus

Sur la (figure II-7), nous montrons un prototype de Turby, une éolienne de 2,5 kW destinée à une utilisation urbaine. Avec 3 m de haut et 2 m de large, elle peut être positionnée à 5 m de hauteur sur le toit d'un édifice. Sa forme permet de capter des vents venant de nombreuses directions, de 4 à 55 m/s, avec une puissance nominale se situant à 14 m/s.



Figure II-7:Turby: exemple d'éolienne urbaine (23)

☛ **Éolienne à axe vertical de type Savonius :**

L'éolienne de modèle Savonius utilise la traînée différentielle entre les aubes constituées de parties cylindriques en opposition. Un couple se crée mettant alors le générateur en mouvement. La vitesse de démarrage de ces machines est plutôt basse, autour de 2 m/s. Les éoliennes à axe vertical s'adaptent particulièrement bien aux effets de la turbulence et leur conception induite de bruit. Elles conviennent donc tout à fait bien au milieu urbain. En revanche, ce concept est fortement pénalisé par son coefficient de puissance ($CP_{max} \sim 0.2$) (22).

Le rotor de Savonius, dont le fonctionnement est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (Figure II-8). Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble.

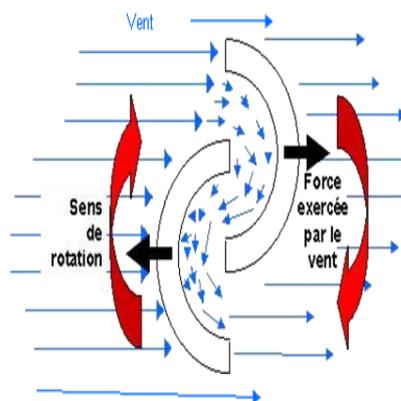


Figure II-8:Schéma de principe du rotor de Savonius (24).

Avantage:

- Faible encombrement,
- Intégrable au bâtiment, esthétique
- Démarre à de faibles vitesses de vent contrairement à l'éolienne de type *Darrieus*.
- Système peu bruyant,
- Pas de contraintes sur la direction du vent.

Inconvénients:

- Faible rendement,
- Masse non négligeable



Figure II-9:Eolienne Savonius sur une toiture (25)

II.5. 2 Les éoliennes à axe horizontal :

Les turbines à axe horizontal sont de loin les plus utilisées. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent des voilures à deux, trois ou plusieurs pales (12). Toutefois, les structures les plus courantes sont à trois pales. Une éolienne à axe horizontal est constituée donc d'une hélice perpendiculaire au vent montée sur un mat dont les pales sont profilées aérodynamiquement à la manière d'une aile d'avion. Par conséquent, ce type de turbines doit toujours être orienté face au vent (26). Par comparaison à la turbine à axe vertical, pour la même vitesse de vent, les éoliennes à axe horizontal sont capables de produire plus d'énergie grâce à un meilleur coefficient de puissance. Par ailleurs, elles ont un coût moindre et une efficacité accrue due à leur position à plusieurs dizaines de mètres du sol (27).



Figure II-10: Photographie d'une éolienne à axe horizontal et d'un moulin à vent.

☛ Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal (Figure II- 11):

- ☛ **Amont** : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.
- ☛ **Aval** : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto -orientable la disposition turbine en amont est la plus utilisée, car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité. Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs D'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.

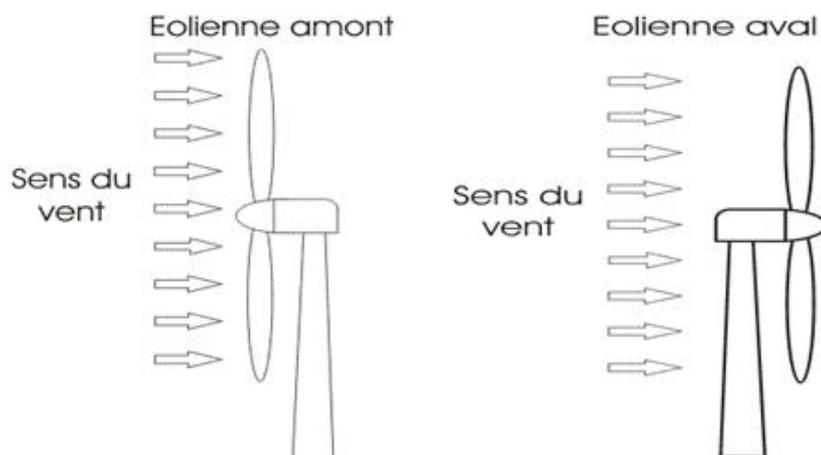


Figure II-11: Types d'éoliennes à axe horizontal (24)

Avantages: (27)

- ⇒ Coût limité,
- ⇒ Peu de contraintes mécaniques,
- ⇒ Grande efficacité.

Inconvénient : (22)

- ⇒ Bruit conséquent,
- ⇒ Vibrations non négligeables,
- ⇒ Grande sensibilité au flux éolien et sa variation.

II.6 Principe de conversion de l'énergie éolienne :

Sous l'effet du vent, le rotor tourne. Dans la nacelle, l'arbre principal entraîne un générateur qui produit de l'électricité. La vitesse de rotation du rotor doit être augmentée par un multiplicateur de vitesse jusqu'à environ 1500 tr/min pour une machine à 2 paires de pôles, vitesse nécessaire au bon fonctionnement du générateur. Des convertisseurs électroniques de puissance ajustent la fréquence du courant produit par l'éolienne à celle du réseau électrique auquel elle est raccordée, tout en permettant au rotor de l'éolienne de tourner à vitesse variable en fonction du vent. La tension de l'électricité produite par le générateur est ensuite élevée à travers un transformateur de puissance, situé dans la nacelle ou à l'intérieur du mât. Ce niveau de tension permet de véhiculer l'électricité produite par chacune des éoliennes d'une centrale éolienne jusqu'au point de raccordement au réseau électrique public.

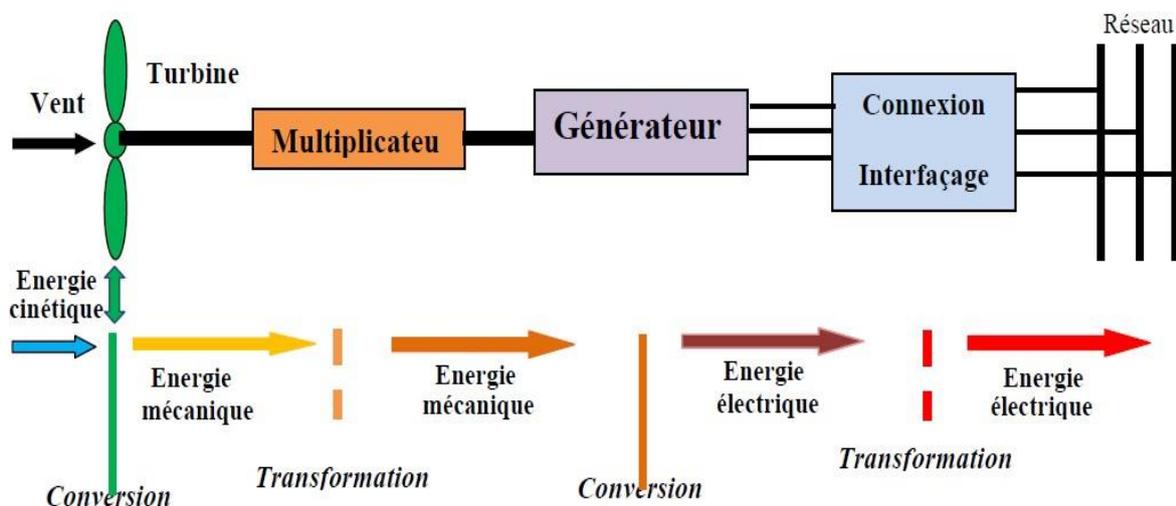


Figure II-12:Principe de la conversion de l'énergie éolienne

II.6.1 conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique : (28)

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin de la transformer en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par un générateur électrique de type synchrone.

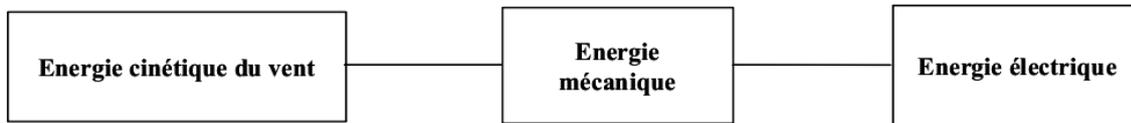


Figure II-13: Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne.

II.6.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique :

II.6.2.1 : loi de Batz

La totalité de l'énergie ne peut pas être captée par l'éolienne, car la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc une partie de l'énergie cinétique du vent n'a pas été captée. Théorème du physicien allemand Batz montre que le maximum d'énergie récupérable dans le vent par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 59 % de l'énergie totale du vent. La notion de coefficient de puissance CP peut maintenant être présentée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse spécifique normalisée λ . La théorie de Betz modélise le passage de l'air avant et après les pales de l'éolienne par un tube de courant (Figure II- 14).

Avec:

V_1 : La vitesse du vent avant les pales de l'éolienne.

V_2 : la vitesse du vent après prélèvement de l'énergie par les pales de l'éolienne

V : la vitesse du vent au niveau des pales de l'éolienne, de l'ordre de quelques m/s.

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la (figure II-14) sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolien la théorie de Betz modélise le passage à travers le rotor V_2 soit $\frac{V_1+V_2}{2}$, la masse d'air en mouvement de ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)}{2} \tag{II. 6}$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la Diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m(v_1^2 - v_2^2)}{2} \quad (II. 7)$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (II.6):

$$P_m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (II. 8)$$

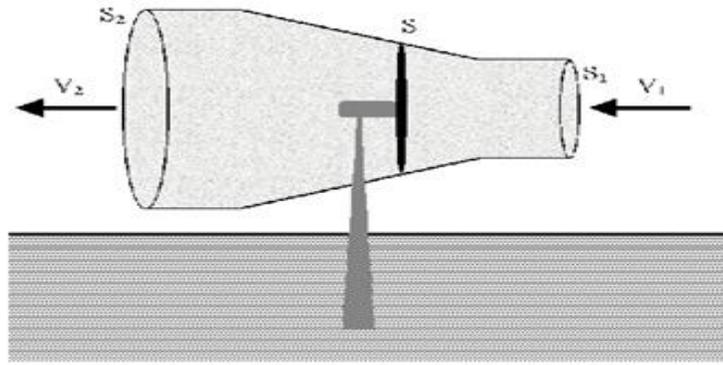


Figure II-14: Tube de courant autour d'une éolienne

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

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (II. 9)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

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

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (Figure 15), on s'aperçoit que le ratio $\frac{P_m}{P_{mt}}$ Appeler aussi coefficient de puissance CP 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. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

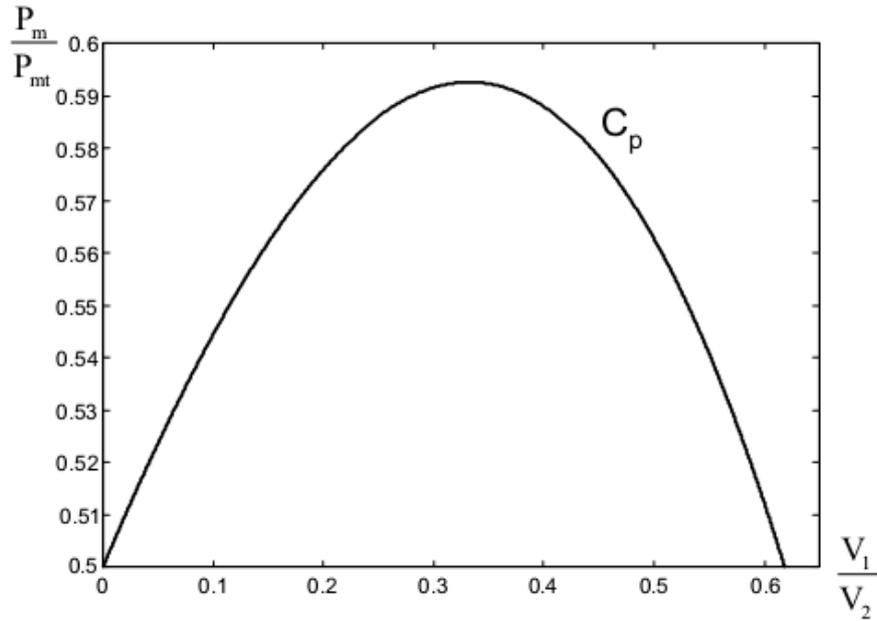


Figure II-15: Coefficient de puissance

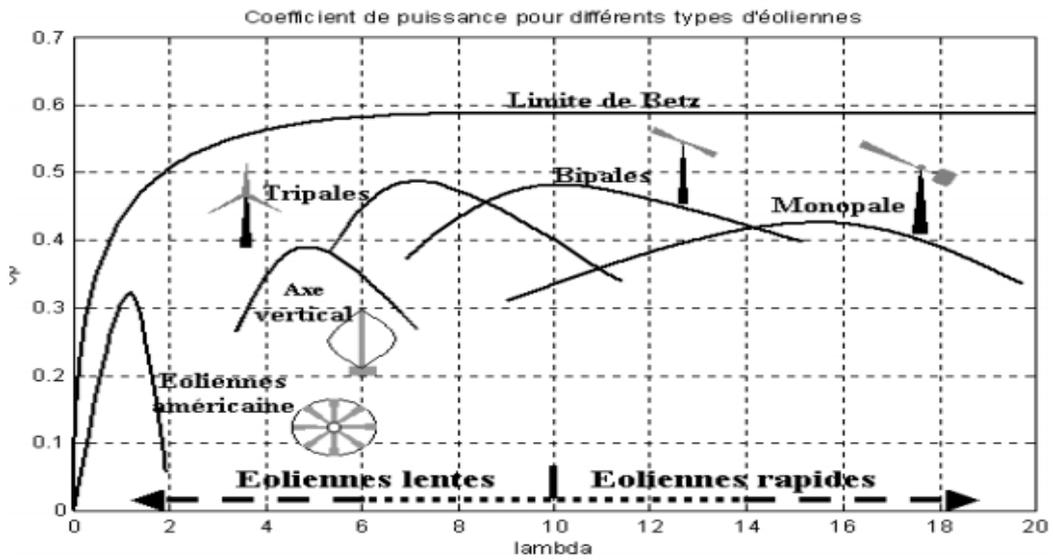


Figure II-16: Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance (Figure II-16) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse, mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à Marché rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie

électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts. Les éoliennes tripales sont les plus répandues, car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Figure II-16) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au-dessous d'une vitesse de vents de 3 m/s (29).

II.6.2.2 Coefficient de Puissance CP :

L'énergie du vent est l'énergie cinétique de l'air récupérable qui traverse une certaine surface ($S=\pi R^2$ où R=rayon de pale) ; la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse **V** [m/s]

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \tag{II. 11}$$

Cependant, cette énergie ne peut pas être entièrement récupérée, car il faut évacuer l'air qui a travaillé dans les pales du rotor. On introduit alors le coefficient de puissance **CP** dans le calcul de la puissance aérodynamique (24)

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 V^3 \tag{II. 12}$$

Où $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$: masse volumique de l'air, dans les conditions normales de température et de pression au niveau de la mer. Le coefficient CP caractérise le niveau de rendement d'une turbine éolienne. On peut le définir comme étant le rapport :

$$CP = (\text{puissance disponible sur l'arbre}) / (\text{puissance disponible (récupérable)})$$

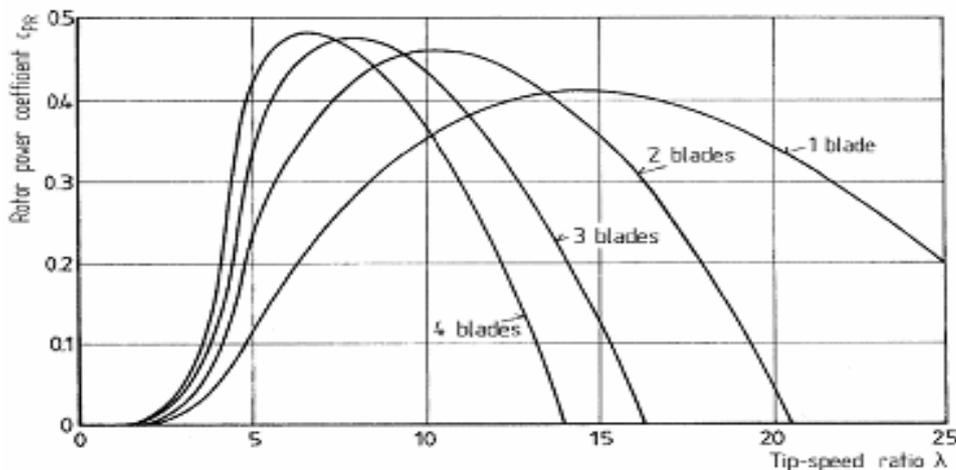


Figure II-17: Coefficient de puissance (30)

II.6.2.3 Couple produit par L'éolienne:

$$Tt = \frac{P_m}{\Omega} = \frac{\frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 V^3}{\Omega} \quad (\text{II. 13})$$

Avec :

Ω : La vitesse de rotation de l'éolienne en [rd/s]

II.6.2.4 Vitesse spécifique de L'éolienne :

Dit aussi paramètre de rapidité ou encore rapport de vitesse en bout de pale (tip-speed ratio), comme étant le rapport de la vitesse d'extrémité des pales sur la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V_{vent}} \quad (\text{II. 14})$$

II.6.2.5 Production d'énergie mécanique :

En combinant les équations (II.6) (II.9) et (II.10) la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (\text{II.15})$$

Avec :

$$\lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \quad (\text{II. 16})$$

Ω_1 : vitesse de rotation avant multiplicatrice et R : rayon de l'aérogénérateur. Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K , la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{K V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (\text{II. 17})$$

Avec Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent (Figure II-18).

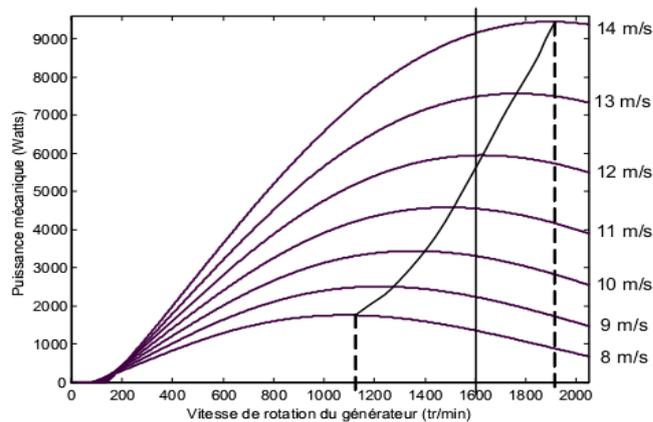


Figure II-18: Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné

II.7 les éoliennes connectées au réseau électrique :

Aujourd'hui, on peut recenser deux types d'éoliennes raccordées sur les réseaux électriques: les éoliennes à vitesse fixe constituées d'une machine asynchrone à cage d'écureuil et les éoliennes à vitesse variable constituées d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ou d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Ces dernières (MADA et MSAP) sont principalement installées afin d'augmenter la puissance extraite du vent ainsi que pour leurs capacités de réglage ⁽³¹⁾

II.7.1 les éoliennes à vitesse fixe :

Ce mode de fonctionnement concerne principalement les éoliennes dont la vitesse de rotation est régulée par orientation des pales (pitch contrôle). Généralement, ces éoliennes reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écureuil directement reliée à un réseau d'énergie puissant qui impose sa fréquence (50Hz) aux grandeurs satiriques. Pour assurer un fonctionnement en générateur, il est nécessaire que la vitesse de rotation de la MAS soit au-delà du synchronisme (glissement négatif) ⁽²⁰⁾. Le système d'orientation des pales (pitch contrôle) maintient alors la vitesse de rotation de la machine constante, entraînée au travers un multiplicatrice, avec un glissement inférieur ou égal à 1 % ⁽³¹⁾

Outre la simplicité de la connexion, cette solution bénéficie des avantages de la machine asynchrone à cage qui est robuste et a l'avantage d'être standardisée et fabriquée en grande quantité et dans une très grande échelle de puissances. Par ailleurs, la connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douce grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor ⁽¹⁸⁾ toutefois, la MAS à cage d'écureuil nécessite de l'énergie réactive pour assurer la magnétisation de son rotor. Afin de

limiter l'appel d'énergie réactive au réseau, des bancs de capacités lui sont adjoints comme représentés sur la (figure II-19).

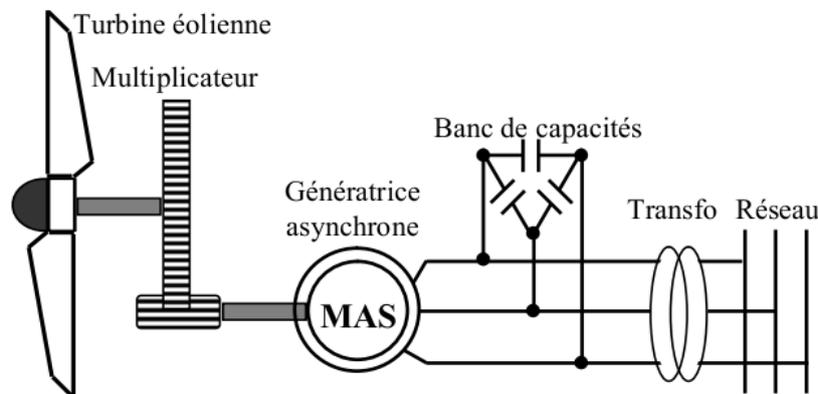


Figure II-19 : système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à vitesse fixe.

Les avantages des éoliennes à vitesse fixe utilisant des MAS à cage d'écureuil peuvent se résumer alors dans les points suivants (18):

- ➔ Système électrique simple;
- ➔ Grande fiabilité;
- ➔ Prix modéré.

Leurs inconvénients majeurs résident en:

- ➔ Une puissance extraite non optimale : ce type d'éoliennes n'offre quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée.
- ➔ L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur asynchrone: La connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

II.7.2 les éoliennes à vitesse variable :

Malgré sa simplicité, le système de fonctionnement à vitesse fixe peut être bruyant, à cause de la modification des caractéristiques aérodynamiques dues à l'orientation des pales, et limite la plage de vitesses de vent exploitable.

Ces deux principaux inconvénients peuvent, en grande partie, être levés grâce à un fonctionnement à vitesse variable qui permet alors de maximiser la puissance extraite du vent, mais dans ce cas, une connexion directe au réseau n'est plus possible à cause du caractère variable de la fréquence des tensions satiriques. Une interface d'électronique de puissance entre la génératrice et le réseau est alors nécessaire (32). Cette dernière est classiquement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur) connectés

par l'intermédiaire d'un étage à tension continue. Les avantages de cette configuration sont les suivants : (33) (18)

- Augmentation du rendement énergétique;
- Réduction des oscillations de couple dans le train de puissance;
- Réduction des efforts subis par le multiplicateur de vitesse et les autres parties mécaniques;
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

L'utilisation de convertisseurs de puissance «complexes» demeure son principal inconvénient. Contrairement aux dispositifs à vitesse fixe qui utilisent presque exclusivement des génératrices asynchrones à cage, les aérogénérateurs à vitesse variable peuvent mettre en œuvre d'autres convertisseurs électromécaniques. Dans ce qui suit, nous exposons brièvement les quelques structures les plus utilisées dans ce mode de fonctionnement connecté au réseau électrique.

II.7.2.1 machine asynchrone à cage :

La machine asynchrone à cage peut être utilisée en fonctionnement à vitesse variable en introduisant un variateur de fréquence comme il est montré sur la (figure II-20) Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable, sans limites physiques théoriques, mais elle est globalement coûteuse. En effet, le dimensionnement du variateur de fréquence doit être à 100 % de la puissance nominale du stator de la machine électrique. Pour ces raisons, cette configuration est rarement exploitée, car elle n'est pas concurrentielle avec les autres types de machines et notamment la machine asynchrone à double alimentation. (34)

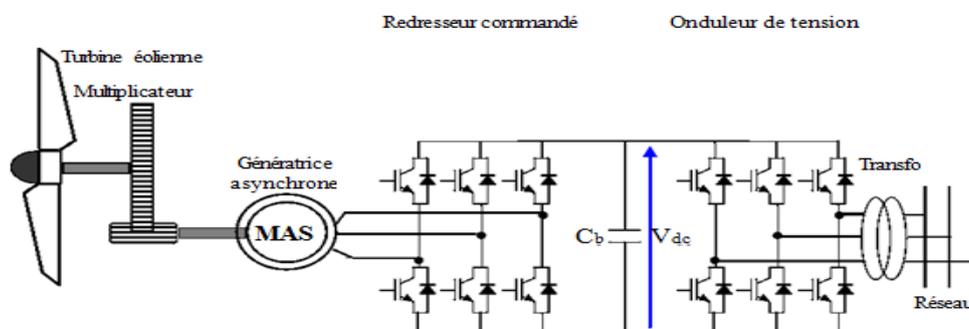


Figure II- 19: Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à fréquence variable

II.7.2.2 machine asynchrone à double alimentation :

Avec les machines synchrones, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. La machine asynchrone à double alimentation (MADA) à rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants, ce qui diminue légèrement leur robustesse.

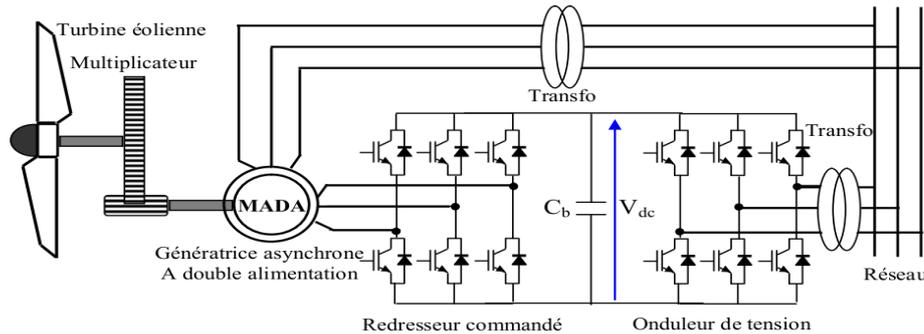


Figure II-20: Système éolien basée sur une machine asynchrone à double alimentation à fréquence variable.

Une des solutions très intéressantes dans le domaine de la conversion de l'énergie éolienne consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au réseau électrique à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur réseau (figure II-21) (22). Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur. En général, le dimensionnement de la chaîne 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)

II.7.2.3 Machine synchrone :

Les machines asynchrones sont bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple limité, insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. La présence d'un multiplicateur de vitesse est donc indispensable. En revanche, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à des dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes (lorsqu'elles ont un très grand

nombre de pôles) ⁽¹²⁾. Dans ce cas, leur fonctionnement est nécessairement à vitesse variable et la fréquence des grandeurs satiriques est alors incompatible avec celle du réseau. L'utilisation de convertisseurs statiques S'impose alors naturellement. Les éoliennes basées sur une génératrice synchrone à rotor bobiné sont intéressantes dans la mesure où le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit contrôlé au travers de l'onduleur souvent à MLI ⁽²²⁾. Toutefois, elles requièrent un système de bagues et de balais qui nécessite un entretien régulier. Par ailleurs, il est difficile de les munir de plusieurs paires de pôles ⁽³¹⁾. Le développement des aimants permanents en terres rares permet de s'affranchir de ces inconvénients et de construire des machines synchrones, à des coûts compétitifs, avec plusieurs pôles développant des couples mécaniques considérables comme dans le cas des machines asynchrones à cage, l'interface entre la génératrice et le réseau est généralement constituée d'un redresseur et un onduleur. De plus, le redresseur peut être non commandé (à diodes) ou commandé. La solution la plus intéressante consiste à coupler le stator de la génératrice synchrone à aimants permanents à travers deux onduleurs à MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur réseau (figure II- 22). Dans ce cas, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci. De plus, ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien et le comportement du réseau, toutefois, les deux convertisseurs doivent être dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice, ce qui constitue le principal inconvénient de cette configuration. Enfin, des structures interposant un hacheur entre le redresseur et l'onduleur sont également utilisées. La présence d'un hacheur permet alors un contrôle indirect de la puissance transitée autorisant ainsi un fonctionnement en commande à poursuite du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking 'MPPT') ⁽²²⁾

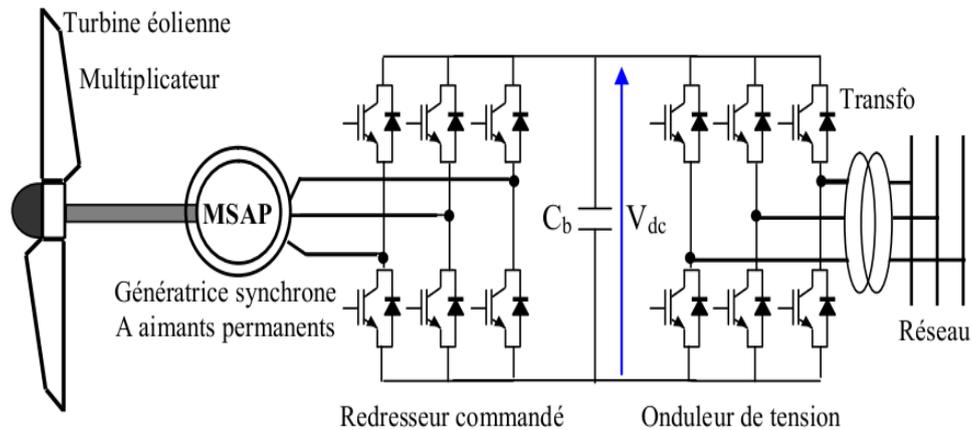


Figure II-21 : Système éolien basé sur une machine synchrone à aimants permanents à fréquence variable

II.8 Accouplement mécanique de l'éolienne :

II.8.1 Éolienne à attaque directe :

Le principe de l'attaque directe est d'accoupler 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 pertes de puissance et source de bruit. 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 machines, il faut que la génératrice possède un grand nombre de pôles permettant d'obtenir une fréquence de l'ordre de 50 Hz (35)

II.8.2 Éolienne à attaque indirecte :

Dans ce type d'éoliennes, 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 une machine à double alimentation pour un fonctionnement à vitesse variable économique (36)

II.9 mise en œuvre des éoliennes :

Selon que l'éolienne seule ou liée à d'autres éoliennes constituant ainsi une ferme, autonome ou raccordée au réseau, on peut classer la production éolienne en plusieurs types :

II.9.1 Éoliennes autonomes :

Les éoliennes autonomes sont utilisées dans des gammes des puissances de quelques dizaines de Watts à quelques dizaines de KW par l'alimentation d'appareils électriques

d'instrumentation ou d'éclairage, celles de plus fortes puissances sont utilisées pour l'alimentation en énergie électrique des chalets isolés ou même des villages. Ce type de production doit être associé à une unité de stockage d'énergie, généralement constituée de batteries d'accumulateur. L'éolienne charge les batteries par la tension continue via un pont redresseur, cette tension est utilisée directement pour un éclairage en continu ou transformé en une alimentation sinusoïdale via un onduleur.

II.9.2 Éoliennes raccordées au réseau :

Les éoliennes isolées reliées au réseau de distribution sont souvent en fonctionnement pour tester des potentiels éoliens existants ou appartiennent à des industriels ou des privés qui produisent leur propre électricité et revendent l'excédent au distributeur local. Plusieurs éoliennes peuvent être raccordées ensemble au réseau de distribution constituant ainsi ce qu'on appelle parcs éoliens ou fermes éoliennes, on peut rencontrer différentes structures d'éoliennes, de génératrices et de modes de connexion au réseau, ces modes diffèrent selon la situation du parc et la technologie employée :

- Éoliennes raccordées une à une directement au réseau de distribution (ou de transport).
- Éoliennes connectées ensemble par un bus continu.
- Des solutions mixtes.

II.9.3 Notion du stockage de l'énergie :

L'énergie éolienne est par essence fluctuante et difficilement prévisible, sa production est par conséquent, complètement dissociée de la demande, ce qui pose des problèmes, notamment en termes économiques, puisque, dans un contexte de marché ouvert, la vente de cette électricité ne peut pas être optimisée. On envisage ainsi des possibilités de stockage à grande échelle au voisinage des fermes de grande puissance (hydraulique, gravitai, air comprimé, thermique..., électrochimique...). On songe également à produire de l'hydrogène qui pourrait être stocké puis reconverti ou encore injecté dans un réseau d'hydrogène complémentaire de celui d'énergie électrique. On peut également imaginer des systèmes de stockage de plus faible capacité et plus impulsion els, par exemple de type inertiel. Le besoin reste à définir et des optimisations économiques doivent être menées.

II.10.Stratégies de fonctionnement d'une éolienne :

II.10.1 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne :

L'objectif de cette régulation est double ; d'une part, protéger l'éolienne contre le vent fort et d'autre part délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour

fournir une puissance nominale P_N à une vitesse de vent nominale V_N . Au-delà de cette vitesse, les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et ne pas produire au-delà d'une vitesse maximale V_{max} qui pourrait endommager la turbine.

On peut déviser quatre zones de fonctionnement (figure II- 23) ⁽³⁷⁾

- **La zone I :** le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine.
- **La zone II :** la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent.
- **La zone III :** la vitesse de rotation est maintenue constante par un régulateur de vitesse et la puissance fournie par l'arbre reste égale à P_n .
- **La zone IV :** la vitesse du vent est trop importante, pour ne pas détériorer le générateur éolien, les pales de la turbine sont mises en drapeau ($\beta = 90^\circ$).

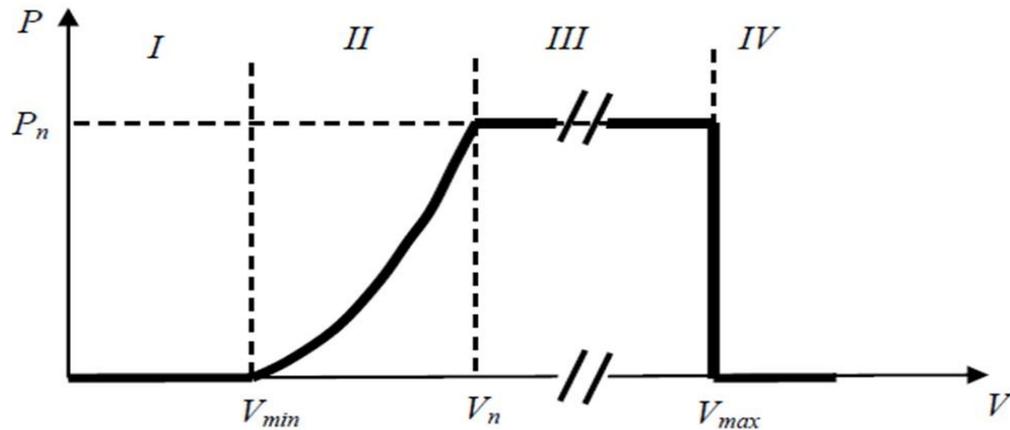


Figure II-22: caractéristique puissance /vitesse du vent d'une éolienne classique

II.10.2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne :

II.10.2.1 Système à décrochage aérodynamique « stalle » :

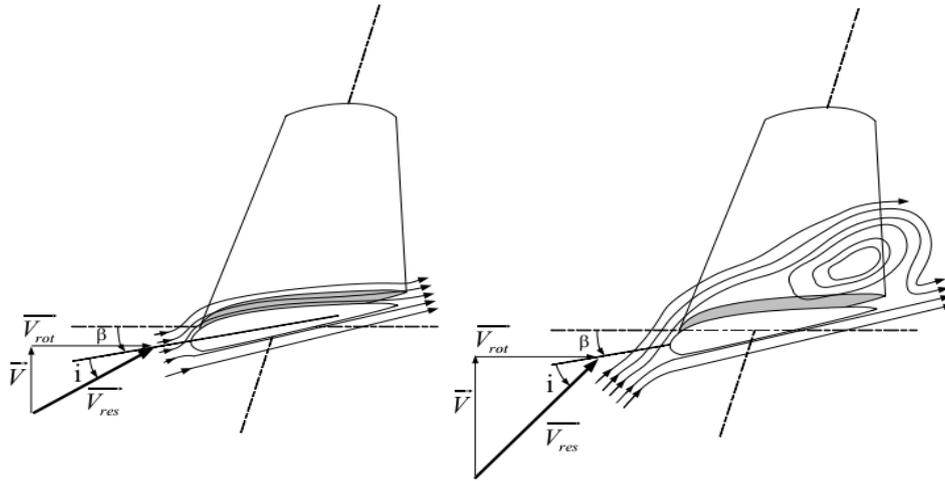


Figure II- 23:Flux d'air sur un profil de pale « stall »

\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}

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit « stall ». Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (figure II-24) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable, mais il manque de précision, car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système

« stall actif ») permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet « stall » de la pale. La répercussion des variations de vitesse de vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante (29)

II.10.2.2 Système d'orientation des pales « pitch » :

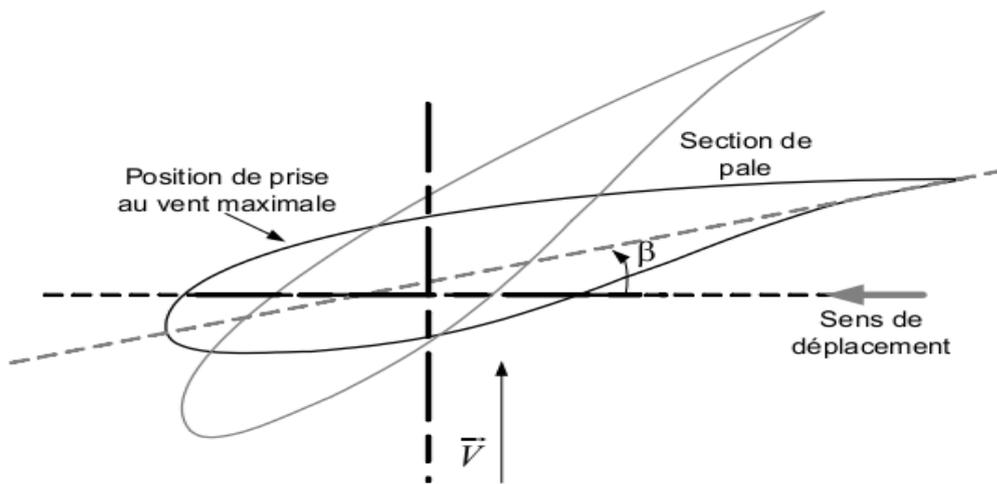


Figure II-24: Variation de l'angle de calage d'une pale

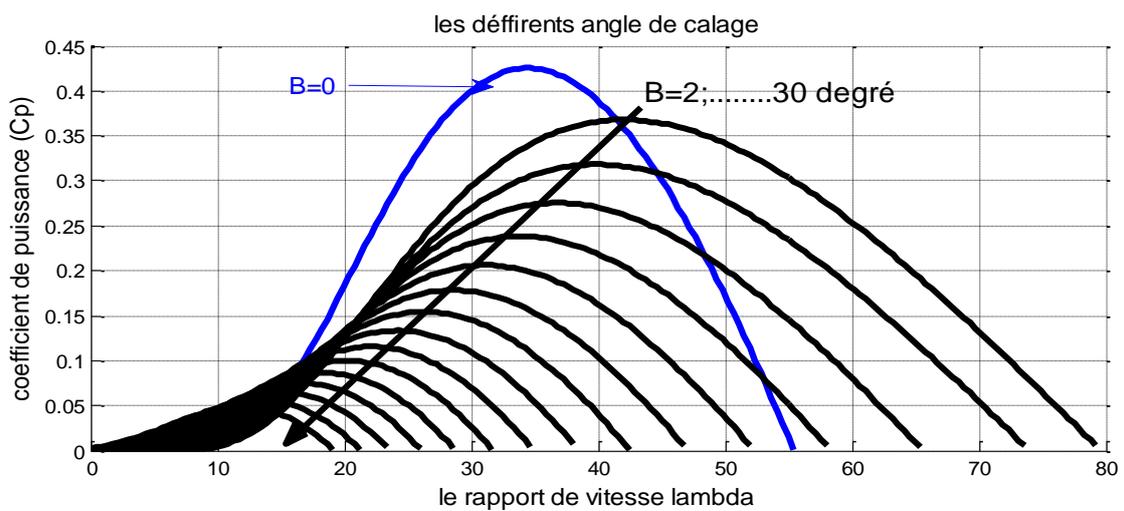


Figure II-25 : Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple

II.11 chaîne de conversion électrotechnique :

Il existe plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe en tenant compte de leurs spécificités.

II.11.1 systèmes utilisant la Machine synchrone :

Les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Leur proportion est en augmentation constante (un peu plus de 5 % en 2001). La génératrice synchrone où Machine synchrone (MS) peut être utilisée dans le cas d'entraînement direct, c'est-à-dire lorsque la liaison mécanique entre la turbine éolienne et la génératrice est directe, sans utiliser de multiplicateur. Il faut cependant que cette génératrice soit nécessairement raccordée au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de fréquence. Ou bien la génératrice est à aimants permanents, elle peut fonctionner en mode autonome:

II.11.1.1 Machines synchrone à électroaimants :

Les bobines des électroaimants sont alimentées en courant continu à l'aide d'un système de balais et de bagues collectrices fixées à l'arbre de la génératrice. Cette alimentation peut se faire par exemple via un convertisseur qui transforme le courant alternatif du réseau électrique en courant continu. IL existe différents modes de génération de l'excitation:

- À faible puissance (moins de 10 kW), la chaîne de conversion dominante exploite une machine multipolaire à aimants entraînée directement par la turbine (vitesses de rotation relativement plus élevées que celles des éoliennes de grande puissance) et connectée à un bus continu à travers un simple pont de diodes (Figure II-. 27). Cette solution a d'ailleurs été étendue à des systèmes de forte puissance. Associé à Scanwind, ABB a déjà réalisé des prototypes à aimants en architecture cylindrique
- qu'il envisage pour la production offshore jusqu'à 5 MW.

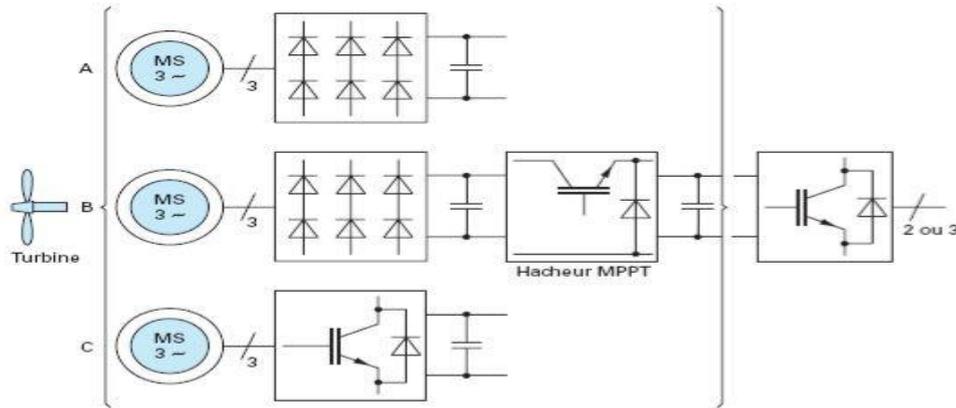


Figure II- 26:Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la machine synchrone (30)

La (Figure II-27 : B) montre l'amélioration de cette chaîne de conversion, en ajoutant un hacheur contrôlé éventuellement en MPPT (**Maximum PowerPoint Tracking**) pour adapter le niveau de tension continue et ainsi la vitesse de rotation de la turbine. Enfin (Figure II- 27 : C) donne la structure « idéale » avec redresseur à modulation de largeur d'impulsion qui permet d'absorber des courants sinusoïdaux et de contrôler éventuellement leur phase pour disposer d'un degré de liberté supplémentaire dans l'optimisation énergétique et dans celle du dimensionnement du système. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champ axial) ou à rotor extérieur (Figure II-28) (30)

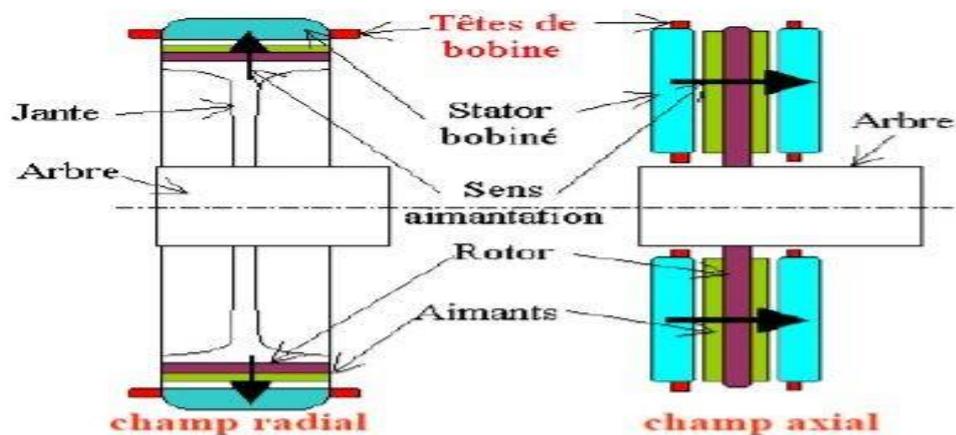


Figure II-28:Machine à champ radial classique et machine discoïde à champ axial (30)

II.11.1.2 Machines synchrones à aimants permanents ou « MSAP » :

La source d'excitation du rotor est indépendante du réseau contrairement à la machine synchrone à électroaimant. Ce type de machine tend à être de plus en plus utilisé par les constructeurs d'éoliennes, car elle peut fonctionner en mode autonome la génératrice à électroaimants est toutefois la plus utilisée actuellement.

II.11.2 Systèmes utilisant la Machine asynchrone :

Le terme asynchrone provient du fait que la vitesse de ces machines est différente de la vitesse synchrone du champ tournant. Longtemps, les machines asynchrones ont été fortement concurrencées par les machines synchrones dans les domaines de forte puissance, et ce, jusqu'à l'avènement de l'électronique de puissance. On la retrouve aujourd'hui dans de nombreuses applications, notamment dans le transport (métro, trains, propulsion des navires), dans l'industrie (machines-outils), dans l'électroménager... Elle était à l'origine uniquement utilisée en moteur, mais, toujours grâce à l'électronique de puissance, elle est de plus en plus souvent utilisée en génératrice. C'est par exemple le cas dans les éoliennes. Pour fonctionner en courant monophasé, les machines asynchrones nécessitent un système de démarrage. Pour les applications de puissance, au-delà de quelques kilowatts, les moteurs asynchrones sont uniquement alimentés par des systèmes de courants triphasés. La plupart du temps, la Machine asynchrone (MAS) est utilisée, car la génératrice est capable de supporter de légères variations de vitesse ce qui est un atout majeur pour des applications du type éolien où la vitesse du vent peut évoluer rapidement notamment lors de rafales. Ces dernières engendrent des sollicitations mécaniques importantes pour le système qui sont ainsi plus réduites avec une machine asynchrone qu'avec une génératrice synchrone fonctionnant normalement à vitesse fixe.

À titre indicatif, les machines les plus utilisées dans les éoliennes sont du type asynchrone avec un rotor à cage (environ 90 % en 1997, 60 % en 2001). Cependant, leur proportion tend à diminuer. Les génératrices asynchrones à rotor bobiné se sont développées ces dernières années (de 3 % des machines utilisées en 1997, on passe à environ 30 % en 2001).

II.11.2.1 Machine asynchrone à Cage D'écureuil :

Ce type de machine a été inventé par « Michail Ossipowitsch Doliwo-Dobrowolski » au début des années 1890. Les machines asynchrones à cage, standardisées jusqu'à des puissances de l'ordre du mégawatt, bénéficient d'un avantage économique particulier dans les applications directement connectées au réseau. Aux vitesses de rotation « classiques » (1 000 à 1 500 tr/ min), leur coût spécifique est d'environ 4 à 6 c€/W ; il augmente avec le nombre de

pôles, car la puissance doit être obtenue à plus basse vitesse (couple et masse supérieure). Ces machines « rapides » nécessitent d'être associées à leur turbine éolienne, beaucoup plus lente, à travers un multiplicateur de vitesse mécanique. Les rotors de ces machines sont constitués de tôles ferromagnétiques et de barres conductrices régulièrement réparties à la périphérie du rotor. Les barres sont reliées entre elles par deux anneaux de court-circuit (Figure II- 29). Les tôles ferromagnétiques servent à canaliser les lignes de champ tandis que les barres sont siège de courants induits.

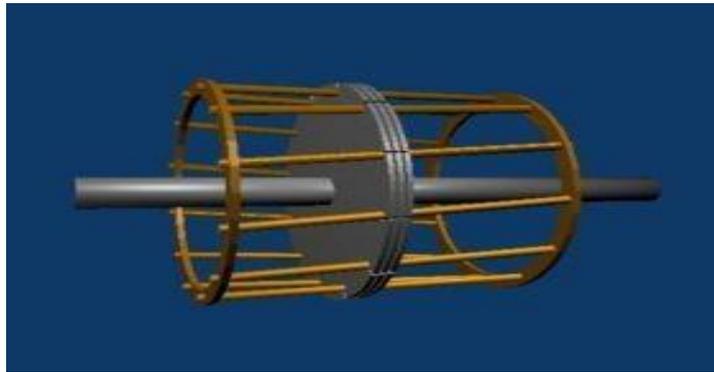


Figure II-29: Structure d'un rotor en cage d'écureuil

L'inclinaison des barres de la cage permet de diminuer la variation de la réluctance du circuit magnétique au cours de la rotation du rotor (ou « effet d'encoches ») et de diminuer ainsi les oscillations de couple. C'est cette inclinaison des encoches qui donne à l'ensemble barres plus anneaux de court-circuit la forme d'une cage d'écureuil déformée .ci-dessous est représentée une chaîne de conversion associée. (Figure II-30) (24)

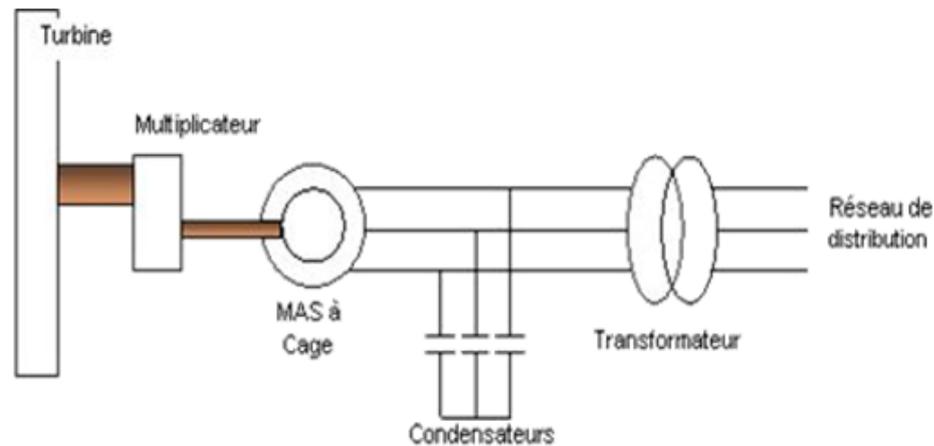


Figure II- 27:Schéma de connexion au réseau de l'éolienne avec MAS à cage d'écureuil (24)

II.11.2.2 Machine asynchrone à Double Stator :

Cette configuration d'éolienne permet un point de fonctionnement à deux vitesses. On réalise un double bobinage au stator (Figure II-31) qui induit un nombre de paires de pôles variable et donc des plages de vitesses différentes. On peut imposer 2 vitesses de synchronisme par changement du nombre de pôles. D'une part, on a un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent. En effet, la puissance est donnée par :

$$P_{mg} = Tu. \Omega_s \tag{II. 18}$$

Avec:

P_{mg} La puissance transmise par la génératrice, Tu le couples électromagnétique, Ω_s la vitesse de synchronisme, ω la pulsation du réseau et P le nombre de paires de pôles .A une faible puissance correspond une faible vitesse, la vitesse étant liée au nombre de paires de pôles par:

$$\Omega_s = \frac{\omega}{P} \tag{II. 19}$$

À une faible vitesse correspond un nombre de paires de pôles élevé. D'autre part, on a un stator de forte puissance correspondant à une vitesse élevée et donc à faible nombre de paires de pôles pour les vitesses de vent élevées pour la connexion au réseau ont utilisé des commutateurs.

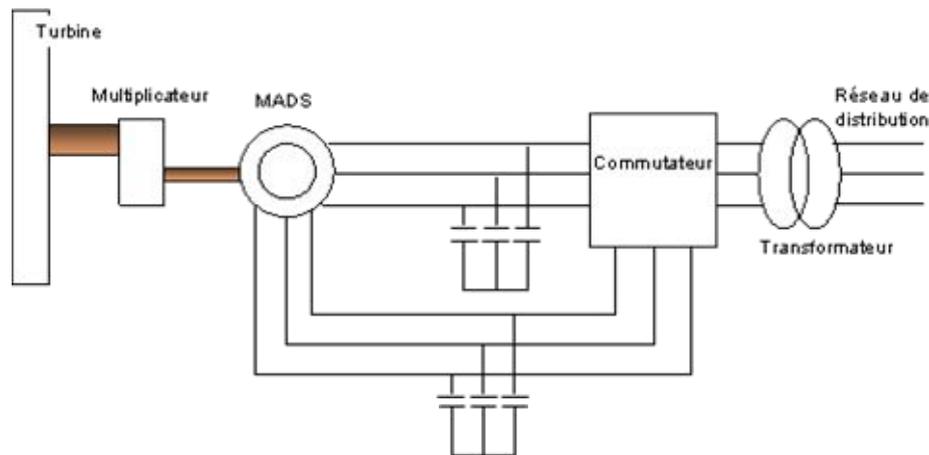


Figure II-28:Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator (24)

II.11.2.3 Machine asynchrone à double Alimentation (MADA) :

La machine asynchrone à double alimentation est un générateur à induction. L'Enroulement du stator est connecté directement au réseau triphasé. Les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant. Le condensateur entre ces deux convertisseurs représente le bus continu. Le transformateur élévateur de tension permet le raccordement au réseau de distribution. Contrairement à certaines machines synchrones qui ont des convertisseurs traversés par 100 % de la puissance nominale, les convertisseurs de la MADA sont dimensionnés pour laisser passer 25 % de la puissance nominale seulement. Ils coûtent moins cher et sont moins encombrants. Ils permettent de piloter la MADA par le rotor en réglant sa vitesse de rotation mécanique. En effet, la MADA permet un fonctionnement en génératrice hypo synchrone et hyper synchrone, selon ces convertisseurs on peut réaliser des plusieurs types de ces machines :

II.11.2.3.1 Machine Asynchrone à Double Alimentation type « Brushless »

Cette machine est constituée de deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage dont la section des conducteurs est moins élevée permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau (Figure II- 32).

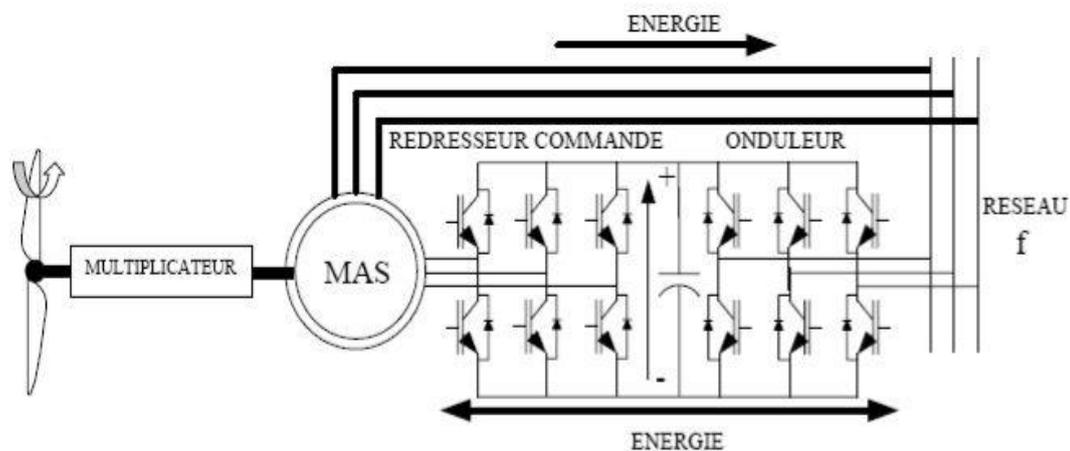


Figure II-29:Machine asynchrone Brushless connectée sur le réseau (27)

II.11.2.3.2 Machine Asynchrone à Double Alimentation type « Rotor Bobiné »

Le rotor d'une machine asynchrone à rotor bobiné ou à bagues est constitué de trois bobines. Chaque bobine est reliée à une bague. Les bagues permettent d'avoir une liaison électrique avec les bobines du rotor. Ce type de rotor a été conçu pour permettre la variation de résistance du rotor en insérant des résistances en série avec les bobines afin de réaliser un démarrage rotorique. Ce dispositif a ensuite permis la variation de vitesse avec un rendement acceptable au moyen d'un procédé appelé cascade hypo synchrone.

II.12 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

L'énergie éolienne a des avantages propres permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, ce qui va lui donner un rôle important dans l'avenir à condition d'éviter l'impact créé par ses inconvénients cités ci-après.

II.12.1 Avantages :

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.
- Respectueuse des territoires : les activités agricoles/industrielles peuvent se poursuivre aux alentours.

- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique. (38)
- Impact de la stratégie de contrôleur de l'éolienne sur le fonctionnement délesté : Dans le passé, les éoliennes ne devaient fournir des services auxiliaires limités et ils pourraient injecter autant de puissance comme ils le voulaient dans la grille aujourd'hui,
- L'impact des éoliennes est Plus négligeable. Par conséquent, de nombreux gestionnaires de réseau ont mis en place des codes de réseau qui nécessitent des sources d'énergie renouvelables soutiennent le système d'alimentation et de fournir des services auxiliaires. Ces nouveaux services auxiliaires ont pour besoin commun que les éoliennes sont en mesure de réduire leur puissance à la demande. Dans cet article, deux stratégies de commande pour une vitesse variable et variable turbinent pas de vent sont comparés. Dans la première stratégie de commande, la vitesse du rotor est réglée en agissant sur l'angle de tangage alors que la puissance produite est régulée en agissant sur le couple électromagnétique. Pour la seconde stratégie de commande, la vitesse du rotor est régulée en agissant sur le couple électromagnétique tandis que la puissance produite est régulée en agissant sur l'angle de tangage. Les deux stratégies sont évaluées dans une application où la production d'énergie du point de consigne de la turbine est inférieure à la puissance éolienne disponible, une situation connue sous le nom fonctionnement délesté. Le noyau des deux architectures de contrôleur est une procédure d'inversion de table CP permettant une réponse de pas linéarisation par un réglage du gain de processus en fonction de la vitesse du vent, mais aussi par rapport au point de consigne de puissance lui-même. Les résultats de simulation illustrent les différences de réponse du contrôleur pour les deux méthodes lors de la réaction aux changements de point de consigne de la production d'énergie. Les méthodes sont également comparées à un changement de la production d'énergie du point de consigne avec une pente de 0,05 p. u/s. Des simulations montrent la supériorité de la régulation de la vitesse du rotor en agissant sur l'angle de tangage alors que la puissance produite est régulée en agissant sur le couple électromagnétique. Avec cette stratégie de contrôleur, les sautes de vitesse du rotor et angle de tangage de

dépassement sont considérablement réduites. Toutefois, lorsque la suite d'un changement lent du point de consigne de la production d'énergie que celui testé, strictement par rapport à la suite de la poudre pointe de consignes de production Er, les réponses appropriées stratégie à deux shows du contrôleur.

- Le fonctionnement coordonné des éoliennes et le stockage du volant pour le support de commande de fréquence primaire :

La participation des centrales éoliennes à l'appui de contrôle de la fréquence primaire. Pour participer à des tâches liées au contrôle de fréquence, les centrales d'énergie éolienne doivent maintenir un certain niveau de réserves de puissance. Dans cet article, la centrale éolienne est équipée d'un système de stockage à base de volant à satisfaire aux exigences de réserve de puissance fixée par l'opérateur du réseau. L'article se concentre sur deux aspects principaux: la définition de la stratégie de contrôle de déclassement des éoliennes pour fournir une partie des réserves de puissance nécessaires; et la régulation coordonnée des réserves de puissance des éoliennes et les volants d'inertie tout en participant au contrôle de la fréquence. Cette régulation coordonnée permet à la plante de l'énergie éolienne pour maintenir le niveau net des réserves de puissance fixées par l'opérateur du réseau tout en réduisant la nécessité de délester les éoliennes. La performance des systèmes de contrôle proposé est présentée par simulation. (39)

II.12.2 Inconvénients :

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer :

- L'impact visuel, cela reste néanmoins un thème subjectif
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée. (38)
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper.
- La qualité de la puissance électrique: la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.

Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puissant sur les meilleurs sites, c'est-à-dire là où il y a le plus de vent, est en train de concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés. (38)

- Comparaison de la réponse des turbines à double alimentation et le générateur à induction à vitesse fixe du vent à des changements dans la fréquence du réseau :

Générateurs synchrones et asynchrones à vitesse fixe libèrent l'énergie cinétique de leur masse en rotation lorsque la fréquence du système d'alimentation est réduite. Dans le cas du générateur à induction à double alimentation (MADA) éolienne à base, leur système de commande fonctionne pour appliquer un couple de retenue du rotor selon une courbe prédéterminée par rapport à la vitesse du rotor. Ce système de contrôle ne repose pas sur la fréquence du système d'alimentation et il y a une contribution négligeable à l'inertie du système d'alimentation. Un système de contrôle MADA a été modifié pour introduire une réponse d'inertie à la turbine éolienne MADA. Des simulations ont été utilisées pour démontrer que le système de contrôle proposé, l'éolienne MADA peuvent fournir beaucoup plus d'énergie cinétique d'une éolienne à vitesse fixe. (40).

Conclusion :

Ce chapitre nous a permis de dresser un panel des solutions électrotechniques possibles pour la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement (calage variable ou décrochage aérodynamique) ont été décrits. La seconde partie du chapitre présente les machines électriques et leurs convertisseurs associés,

adaptables à un système éolien. Trois grandes familles de machines sont présentées : machines asynchrones, machine synchrone et machines à structure spéciale.

Compte tenu des deux principaux modes de fonctionnement d'une éolienne, à savoir: génération d'énergie électrique de façon autonome sur des charges isolées ou raccordement sur un réseau déjà existant, il nous a paru intéressant de pouvoir étudier chaque mode de fonctionnement.

Le prochain chapitre sera consacré à l'étude de la modélisation d'une turbine éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation et l'aérogénérateur dégradé.

Introduction :

Ce chapitre est consacré à la modélisation de la turbine éolienne et le réglage de la fréquence par l'intégration de l'éolienne à base MADA dans un réseau. La pénétration croissante de ses systèmes de conversion d'énergie éolienne dans le réseau électrique peut ainsi Sluter une augmentation des taux de changement de fréquence après chaque avènement système. Il est un fait établi que plus le nombre de générateurs participant au résultat de la régulation de la fréquence du réseau dans les excursions de fréquence réduite après l'avènement du système. Il pourrait bien tôt devenir obligatoire que les générateurs d'éoliennes (aérogénérateurs) contribuent également à la régulation de la fréquence du système. (41)

III.2 Modélisation d'une turbine éolienne :

III.2.1 Hypothèse 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 (42) :

- 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 mécanique on obtient alors un modèle mécanique simple (figure III-1).

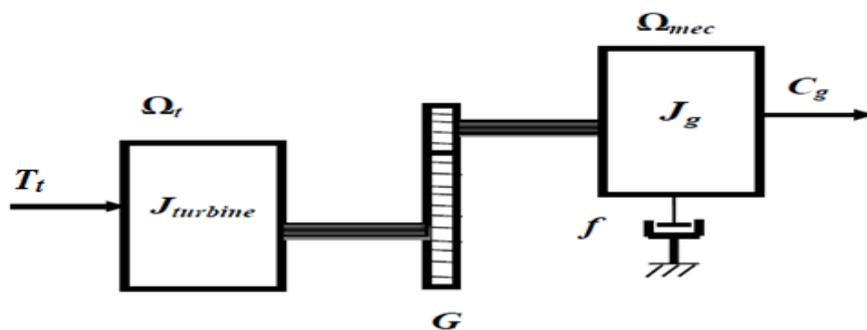


Figure III- 1:Modèle simplifié de la turbine éolienne

III.2.2 Modélisation de la turbine :

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de Longueur R entrainante un générateur travers un multiplicateur de vitesse de gain g (Figure III-2).

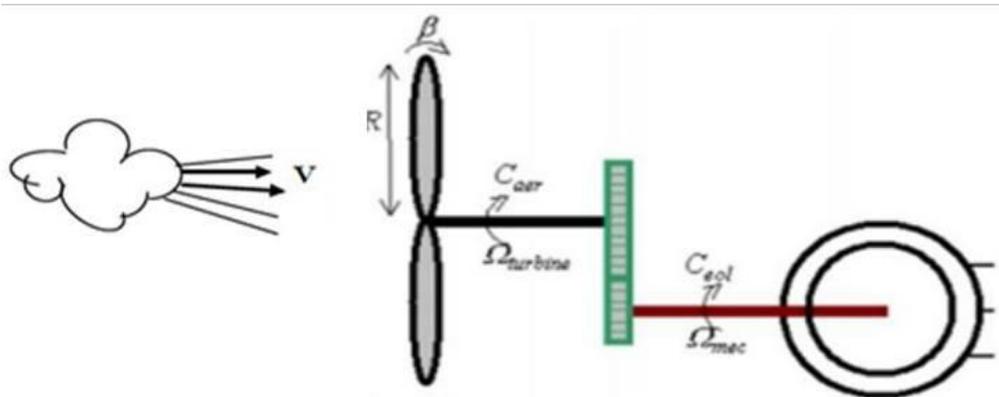


Figure III- 2: Schéma de la turbine éolienne

La puissance du vent ou puissance éolienne est définie de la manière suivante

$$P_v = \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \tag{III. 1}$$

Ou :

- ρ : est la densité de l'air (approxima. $1.22\text{kg}/\text{m}^3$ La pression atmosphérique 15c° .
- S : C'est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale.
- V : est la vitesse du vent.

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

$$P_{aér} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \tag{III. 2}$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépende de la caractéristique de la turbine ⁽⁴³⁾. La (figure III-3) représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle de l'orientation de la pale β . Le ratio de vitesse n'est définie comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du Vent :

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{v} \tag{R0}$$

Où $\Omega_{turbine}$ est la vitesse de la turbine.

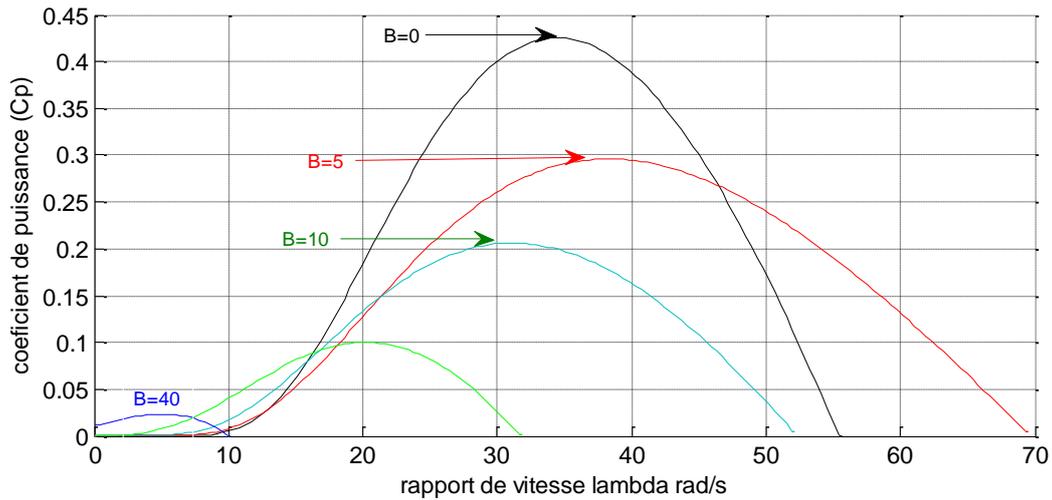


Figure III-3: Coefficient aérodynamique en fonction du rapport de vitesse de la turbine (λ).

À partir de relevés réalisés sur une éolienne de 1.5 MW, L'expression du coefficient de puissance a été approchée, pour ce type de turbine, par l'équation suivante (44) :

$$C_p = (0.5 - 0.167) \cdot (\beta - 2) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (III. 3)$$

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (R1)$$

III.2.3 Modèle du multiplicateur :

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice (figure III-2) ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (R2)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (R3)$$

III.2.4 l'équation dynamique de l'arbre :

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. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constitué de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la Génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (III. 4)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la

Turbine reportée par cet axe. À titre illustratif, pour une éolienne Vesta de 2 MW, une pale a une Longueur de 39m et pèsent 6.5 tonnes. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique partie du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \tag{R4}$$

Ou :

J est l'inertie totale qui apparait sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en Compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur c_g .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{R5}$$

Le couple résistant du aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f .

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \tag{R6}$$

III.2.5 Graphe informationnel causal du modèle de la turbine :

Une représentation globale du modèle de cette turbine utilisant le graphe informationnel causal est montré à la (Figure III-4).

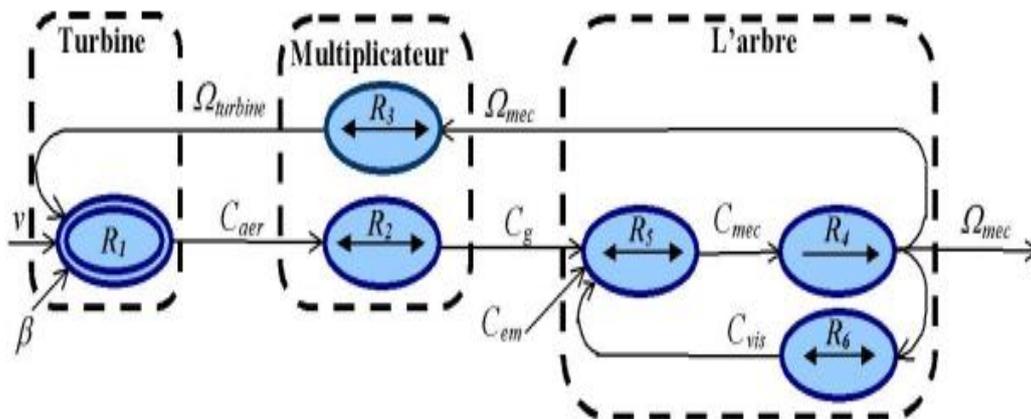


Figure III- 4: Graphe informationnel causal du modèle de la turbine

Ce graphe illustre les principes de cause à effet des grandeurs qui interviennent au niveau de la turbine cette dernière génère le couple aérodynamique (Relation R1) qui est appliqué au multipli- capteur les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales et la vitesse de rotation de la turbine le modèle du multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple et R4). Vitesse de la turbine et en couple de multiplicateur (relations

R3e et R4). Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de la vitesse mécanique, il a donc deux entrées : le couple du multiplicateur, le couple électromagnétique fourni par la génératrice.

Le GIC montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées : l'angle de la pale et le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément du GIC et est représenté sur la (figure III-5)

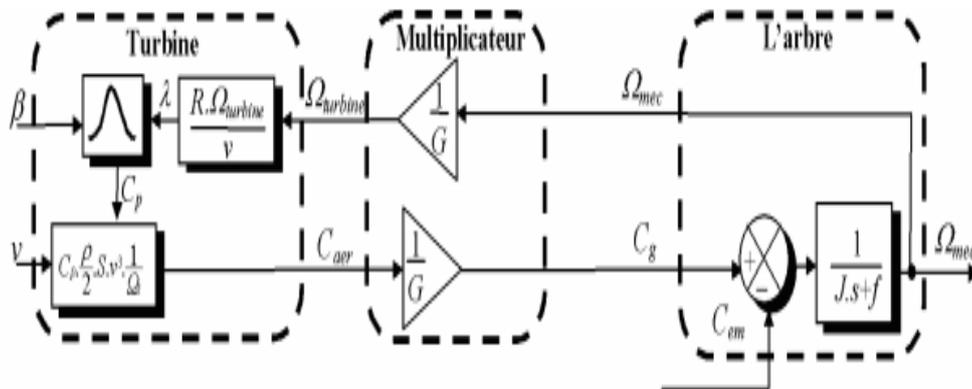


Figure III - 5: Schéma bloc du modèle de la turbine

III.2.6 courbe de coefficient de puissance cp 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 à modéliser son coefficient de puissance avec une équation qui dépend de la vitesse spécifique λ et l'angle d'orientation des pales **(11)**.

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 (III – 8) de $C_p(\lambda, \beta)$ On obtient la (figure III-6) qui montre la variation du coefficient de puissance CP en fonction du rapport de vitesse λ et l'angle de calage β .

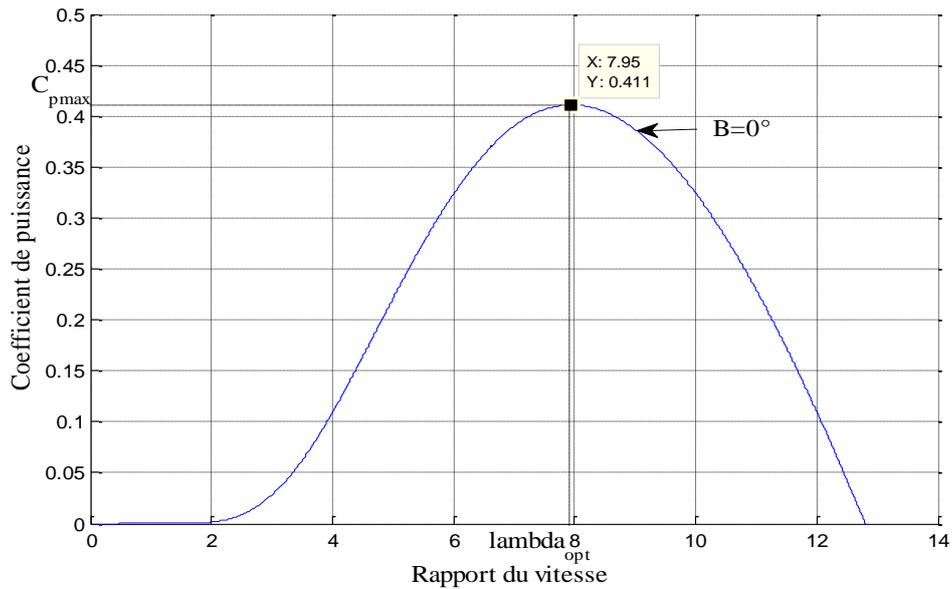


Figure III-6: Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse

Pour un angle de calage β nul, la caractéristique $CP(\lambda, \beta)$ 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-7) 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.

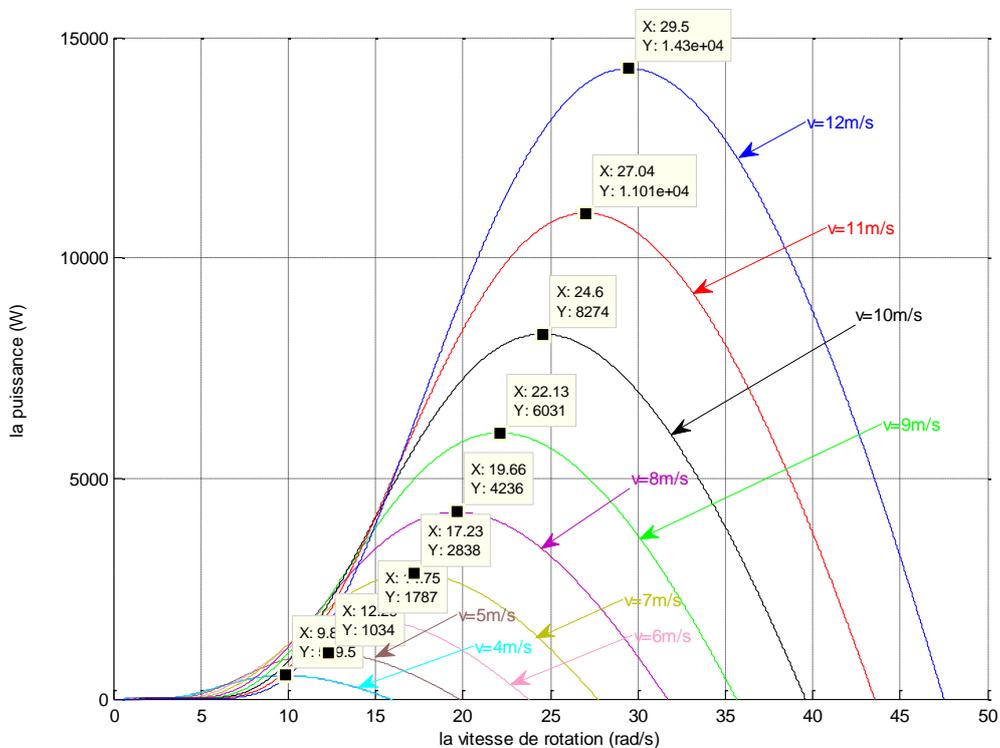


Figure III- 7: Puissance aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation

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

$$T_t = C_P(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \tag{III. 5}$$

Avec :

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine ;

T_t : Couple aérodynamique.

III.3 Stratégie de commande de la turbine éolienne :

III.3.1 caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance :

La (Figure III-8) : représente la caractéristique puissance –vitesse d'une éolienne qui peut se décomposer en quatre (45).

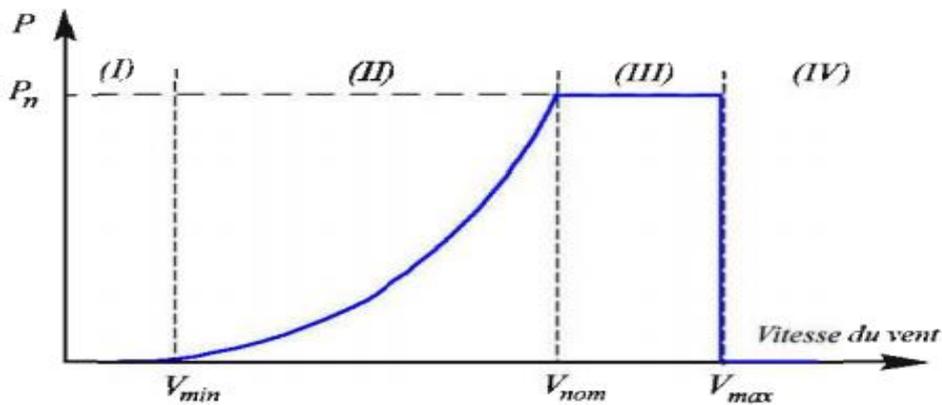


Figure III- 8: la caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance

Zone I : la vitesse de vent faible, insuffisante pour permettre le démarrage de l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro.

Zone II : le vent atteint une vitesse minimale V_{min} pour permettre le démarrage .une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu' à ce que le vent atteigne la vitesse V_{nim} correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_n et de la rotation Ω_{nom} .

Zone III : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale de la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne ses limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les

pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales β).

Zone IV : dès que le vent atteint sa valeur maximale V_{max} , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta=90^\circ$)

III.3.2 système de contrôle de l'aéro turbine :

Le contrôle de l'aéro turbine est assuré par deux boucles régulation, fortement liée :

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

III.3.3. méthodes de recherche du point maximum de puissance (MPPT):

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de cloche. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale de ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la (figure III-9) 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_v Donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques qui sont les points optimaux recherchés définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_v^3 \tag{III.6}$$

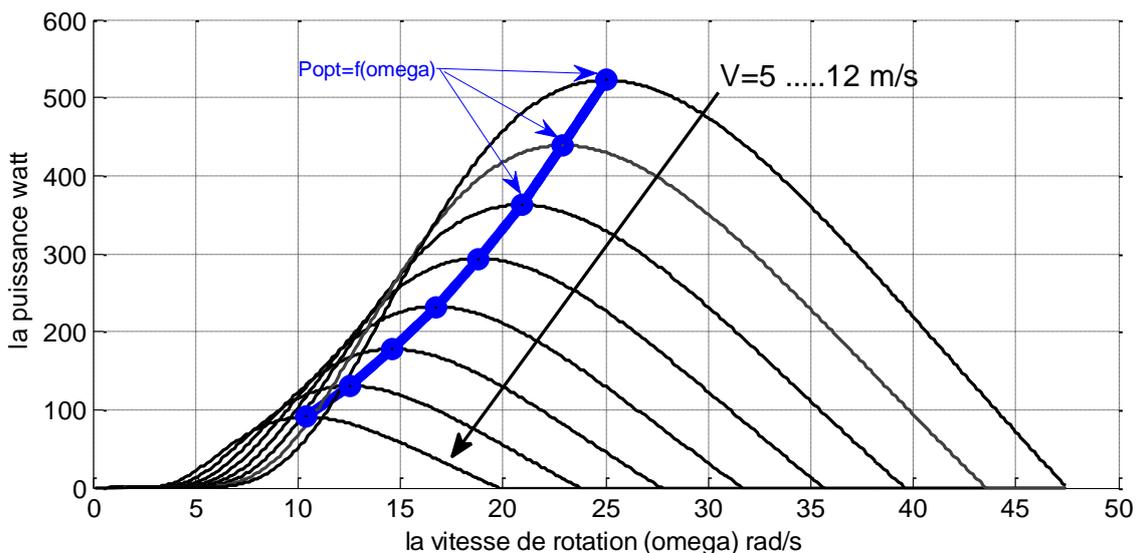


Figure III- 9:Caractéristique de l'éolienne dans le plan, vitesse de rotation

Une commande spécifique connue sous la terminologie :

Puissance maximale suivie pointe (MPPT) correspond à la Zone II 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.

III.3.4 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne :

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

III.4 Modélisation du système d'orientation des pales :

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 de vent constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de 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 face au vent en basses vitesses, puis pour les fortes vitesses de vent s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position « en drapeau ($\beta=90^\circ$) » à la vitesse maximale V_{\max} .

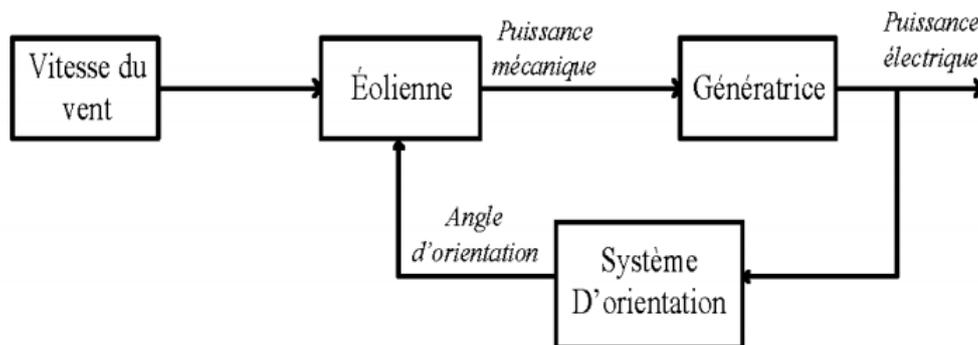


Figure III-10:schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage

III. 5 Modèle de la MADA : (46)

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 le contrôle primaire de la fréquence.

III.6 Intégration des Aérogénérateurs en mode dégradé :

Certains des défis techniques qui doivent être pris en considération tout en adaptant la stratégie de contrôle de statisme variable sont: (A) selon la fiche de données de diverses marques d'anémomètres disponibles, la précision de mesure de la vitesse du vent pour le type couple rotor anémomètre, qui sont à l'heure actuelle l'instrument standard utilisé pour la mesure de la vitesse moyenne du vent dans les systèmes d'énergie éolienne, est de 2 % -3 % (ou 0,1-0,2 m / s) . Puisque l'opération de dégradation base sur la vitesse du vent mesurée, et la précision des mesures affecte les estimations de réserve de puissance disponible. En raison des erreurs de mesure, certains aérogénérateurs peuvent devenir instables en raison du manque de marge de réserve tout en fournissant un soutien primaire de fréquence. Cela peut être évité, en choisissant soigneusement le statisme minimum. Réglage trop faible statisme peut entraîner des problèmes d'instabilité. (B) Au cours de la vitesse des vents très faibles, quand aérogénérateurs dégradé participent au contrôle de la fréquence, la vitesse du rotor peut tomber à très faible niveau conduisant à une instabilité. Cela peut être évité en réglant correctement la limite inférieure du statisme. (c) En raison de la réponse améliorée du contrôleur de paramètre statisme optimisé, la dynamique du contrôleur d'angle de tangage augmentera. Cela peut affecter la durée de vie du régulateur de hauteur et peut augmenter les coûts de maintenance.

À l'heure actuelle, il y a un peu forte pénétration du vent diesel micro-grilles dans le monde entier. Jusqu' à présent, leur principale raison de l'existence a été qu'ils servent les communautés qui seraient autrement difficiles ou non rentables de servir de la grille principale. Il est prévu que les futurs micros grides, en plus d'être en mesure durable et sensible à la communauté, seraient en mesure d'offrir une alternative plus fiable et moins chère à la grille traditionnelle des communautés connectées.

Cet article présente la commande de puissance active de vitesse de vent variable basée sur la MADA turbines pour participer à la régulation de la fréquence primaire. Afin d'assurer une capacité de réserve suffisante de génération requise pour supporter la régulation de fréquence. Aérogénérateurs sont dégradés de 10 % -20 % par rapport à la condition de puissance optimale. Le pourcentage réel doit être décidé en fonction de la vitesse du vent actuelle et la limite maximale admissible de la vitesse du rotor MADA. L'utilisation d'une boucle de contrôle supplémentaire, ces éoliennes dégradées sont contrôlées pour se comporter comme

des machines synchrones classiques pendant des conditions de fréquence déprimée. Pour renforcer la principale contribution de la fréquence des aérogénérateurs, statisme variable est introduite, en fonction de la réserve marge de puissance disponible, le paramètre de statisme des aérogénérateurs individuels est réglé pour optimiser la puissance de sortie. Le contrôle de statismes variables garantit non seulement une contribution optimale par aérogénérateurs individu à la régulation de fréquence primaire, mais assure également un fonctionnement stable des aérogénérateurs même pendant des vitesses de vent faibles. Cette stratégie assure toujours que le support de fréquence primaire, la condition de participation est limitée par aérogénérateurs à l'intérieur de leur disposition marge de puissance de réserve. La performance globale des aérogénérateurs en fonctionnement de statisme variable a été jugée meilleure que statisme fixe en termes de soutien accru de fréquence primaire et l'amélioration de lissage de fréquence après chaque événement du système. (47)

III.7 Système de modélisation :

Le système WTG pour la régulation de fréquence primaire se compose de l'aérodynamique des éoliennes, le contrôleur d'angle de tangage, MADA avec le contrôleur supplémentaire pour réaliser des tables de réponse e inertielle pour calculer la puissance maximale et dégradé.

III.7.1 Éolienne aérodynamique :

La puissance mécanique maximale (P_m) extraite du vent par une éolienne, qui est une fonction de l'efficacité de la puissance aérodynamique (C_p), est calculé comme suite :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A U_w^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{III. 7}$$

$$Ou: C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \tag{III. 8}$$

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

$$\lambda = \frac{wR}{U_w}$$

Où :

P : densité de l'air [kg/m^3]

À : rotor zone balayé [m^2]

U_w : Vitesse du vent [m / s]

β : angle de tangage lame [degré]

λ : rapport de vitesse pointe.

Le contrôleur d'angle de tangage est utilisé pour ajuster le vent lame turbine angle de tangage lors de vitesses de vent élevées et un fonctionnement dégradé. La dynamique du régulateur de hauteur est réalisée à l'aide d'un régulateur PI, et aussi d'un servomécanisme pour stabiliser sa réponse. L'erreur entre la vitesse réelle du rotor (ω_{rmeas}) et la vitesse de référence (ω_{rref}) Est le signal de réglage pour le régulateur PI. La vitesse de référence (ω_{rref}) est calculée en :

$$\omega_{rref} = \frac{P_{ref}}{T_{mec}} \quad (III. 9)$$

Où : P_{ref} : la puissance de référence.

T_{mec} : le couple mécanique.

Pour toute unité de production à être utilisé pour la régulation de fréquence primaire, la disponibilité de la capacité de réserve suffisante est une condition importante. Cette capacité de réserve, dans certains systèmes d'alimentation tels que l'UCTE, est également connue sous réserve de contrôle primaire la contribution due à la réponse primaire est habituellement disponible dans environ 10 s de l'événement et dure 20-30 s. Par la suite, les contrôleurs secondaires modifient le point de consigne de puissance active des unités participantes telles que la réserve de contrôle primaire est reconstituée et prêt pour le prochain événement. De cette façon, les flux de fréquence du système et de puissance transmise sont restaurés à leurs valeurs programmées après une perturbation. Les technologies actuelles utilisées dans la conversion de l'énergie éolienne systèmes ne permettent pas aux éoliennes pour répondre aux systèmes que ces écarts de fréquence, à savoir, le statisme efficace est infini. Il a été montré ailleurs que l'augmentation de la pénétration du vent énergie dans le réseau électrique augmente le statisme équivalent du système. Par exemple, avec un taux de pénétration du vent de 20 %, la capacité de production conventionnelle capable de fournir une réponse de fréquence primaire réduit à. La rigidité efficace du système diminue à mesure que le statisme de vitesse augmente à, où est la valeur initiale du permanent statisme. Donc, augmenter la valeur de statisme se traduit par un système plus faible, moins sensible aux variations de charges et, par conséquent, plus des excursions en fréquence résultat après chaque événement du système.

Une condition préalable pour obtenir le soutien de la fréquence primaire d'aérogénérateurs est la création d'une réserve de puissance contrôlable. L'approche de suggéré pour résoudre ce problème est en décalant l'option Point Terme d'aérogénérateurs de son optimale condition d'extraction de puissance à un niveau de puissance enduite ⁽⁴⁸⁾. En vertu de cette marge de génération, un aérogénérateur dégradé peut participer au soutien de la fréquence primaire.

Dans les parcs éoliens, la distribution spatiale des aérogénérateurs se traduit par une vitesse de vent unique, vu par tous les WTG à tout instant dans le temps. Dans un tel scénario, la marge de production disponible dans tous les WTG peut différer en raison de la vitesse du vent variable. Une implication inexplorée de ceci est que la réponse en fréquence primaire de chaque WTG. Où (P_{ref}) est la référence de puissance de MADA [pu], et T_{mec} Le couple mécanique mesuré [pu].

III.7.2 génératrice synchrone à double alimentation :

Afin de capter l'énergie optimale de la ressource éolienne, la plupart des technologies d'éoliennes modernes utilisent des machines à vitesse variable. Pour un fonctionnement à vitesse variable, les éoliennes sont généralement couplées avec un générateur à double alimentation par induction (MADA) ou générateur synchrone multi-pôle à aimant permanent (PMSG). Cependant, comme la puissance de sortie de ces aérogénérateurs ne sera pas à la fréquence nominale, ils nécessitent une alimentation électro-convertisseurs pour interfacer la machine électrique avec le système d'alimentation.

PMSG utilise des convertisseurs électroniques de puissance à grande échelle dans leur circuit stator pour la connexion au réseau. En raison des convertisseurs à pleine échelle, ces machines peuvent avoir une large gamme de capacités de contrôle de la vitesse et les turbines peuvent être couplées directement avec les générateurs électriques. Cependant, étant donné que les PMSG ont besoin de 100 % de la capacité électrique convertis électroniques, ils sont très coûteux. Comme les filtres de sortie de l'onduleur et les filtres EMI sont également évalués pour 100 % de la puissance de sortie, la conception du filtre devient complexe et coûteuse. Par ailleurs, l'efficacité du convertisseur joue un rôle important dans l'efficacité du système total sur toute la plage de fonctionnement. L'entraînement direct PMSG-aérogénérateurs a tendance à être très grand en raison du grand nombre de pôles. Étant donné que le coût des matériaux d'aimants permanents est élevé, et l'ensemble pôle est compliquée par l'exigence de faible entrefer, ces machines ne sont pas couramment utilisées.

MADA utilise des convertisseurs électroniques de puissance à grande échelle partielle (20 % - 30 % de la pleine puissance) dans leur circuit du rotor, tandis que le stator est relié directement au réseau d'alimentation. Les éoliennes utilisant MADA offrent plusieurs avantages par rapport aux générateurs de vitesse fixe; y compris le contrôle de la vitesse à portée limitée, l'amélioration de l'efficacité de conversion d'énergie, les capacités de puissance active et réactive, etc. En changeant le courant de rotor, profil de couple de MADA peut-être modifié dans les deux régions sous-synchrones et super synchrones. Cependant, comme la plage de réglage de vitesse du MADA est loin d'être suffisante pour obtenir une vitesse de

générateur de 20-30 tr/mn, qui est commun aux éoliennes, une boîte de vitesses est nécessaire dans le train d'entraînement.

Parmi les deux technologies à vitesse variable, à savoir, la MADA base et la PMSG base, la MADA-aérogénérateurs ont reçu plus d'attention ces derniers temps. Ce travail utilise un système basé WTG MADA. Une représentation schématique simplifiée du système de conversion de l'énergie éolienne basée MADA est représentée sur la (figure III-11).

Pour l'étude dans ce travail, un modèle MADA réduit est constitué, d'un bloc de rotor le long avec des blocs pour les tables de réponse et look up d'inertie pour un fonctionnement à vitesse variable est considéré. À base d'un semi-rigide train d'entraînement à vitesse variable représentation de l'aérogénérateur, la variation de la vitesse du générateur qui résultent d'une différence du couple électrique et mécanique du couple peut être calculée en utilisant l'équation d'oscillation du générateur en tant que :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \tag{III. 10}$$

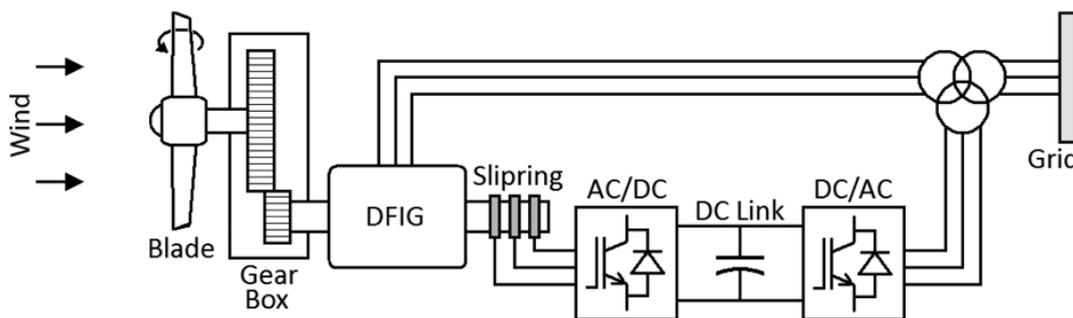


Figure III-11: système de conversion d'énergie éolienne basé sur MADA

ω_r : Générateur vitesse du rotor [rad / s]

T_m : Couple mécanique [pu]

T_e : Couple électrique [pu]

H : Inertie constante [s]

Les données pour le fonctionnement à vitesse variable du MADA sont Insérées sous la forme d'une table de consultation, ayant deux colonnes, une pour la vitesse du rotor et l'autre pour la sortie de puissance. Dans les modèles détaillés MADA, la sortie de la table de référence sert pour les contrôleurs PI pour les convertisseurs de côté du rotor. La dynamique de l'arbre est négligée, comme l'effet de découplage en raison des convertisseurs électroniques de puissance

à vitesse variable aérogénérateurs ne reflète guère la dynamique de l'arbre à la connexion au réseau en d'autres termes, il est supposé que le couple de générateurs est immédiatement disponible. Pour simplifier, la dynamique impliquée dans les convertisseurs MADA est négligée.

La réaction d'inertie du MADA est mise en œuvre sous la forme d'une boucle de commande complémentaire, comporte deux signaux, $\Delta f (\Delta f = f_{meas} - f_{nom})$ et dF/dt le Δf signal rend la MADA pour répondre aux changements de fréquence et le dF/dt le signal émule l'inertie. Un gain proportionnel, ce qui est comparable avec le paramètre d'équilibrage de charge d'un turbo générateur, est inclus dans la boucle de la MADA. (49)

III.8 fonctionnement de la MADA basé sur les générateurs éoliens dégradés :

Un bref rappel des méthodes pour obtenir la réponse de fréquence primaire d'aérogénérateurs dégradés est présenté dans cette section. Pour que le WTG prendre part a la régulation de la fréquence primaire, il est nécessaire que le WTG doit avoir la marge de génération suffisante disponible à tout moment. Ceci est impossible si le WTG fonctionne en dessous de la stratégie pointe de puissance maximale (MPPT) qui vise à extraire l'énergie maximale du vent. (50) Afin d'assuré une réserve de production suffisante, aérogénérateur a besoin être dégradé comme représenté sur la (figure III-12) L'aérogénérateur peut être dégradé en décalant le point d'opération vers la gauche (point C) ou droit, (point B) du point de puissance maximum A dans (figure III-12). Au cours des périodes de basse fréquence, en utilisent la marge de génération créée ainsi, le rendement de WTG peut être varié entre P_{del} et P_{max} pour une variation de son rotor entre ω_{rdel} et ω_{rmax} .

La puissance de référence de fonctionnement P_{ref} de l'aérogénérateur dégradé pour toute vitesse du rotor est calculée comme : (51)

$$P_{ref} = P_{del} + (P_{max} - P_{del}) \left[\frac{\omega_{rdel} - \omega_{meas}}{\omega_{rdel} - \omega_{rmax}} \right] \tag{III. 11}$$

Où : P_{max} : la puissance maximale. (Pu)

P_{del} : la puissance dégradée (Pu)

ω_{rmax} : La vitesse de rotor à P_{max} . (Pu)

ω_{rdel} : vitesse du rotor à P_{del} (pu)

ω_{rmeas} : vitesse du rotor mesurée (pu)

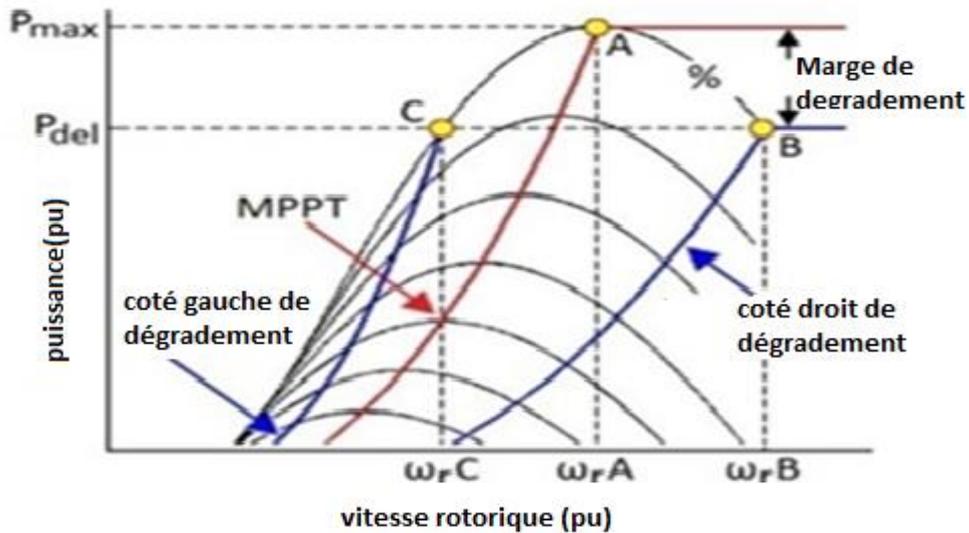


Figure III-12 : MPPT et courbes de puissance dégradées de WTG

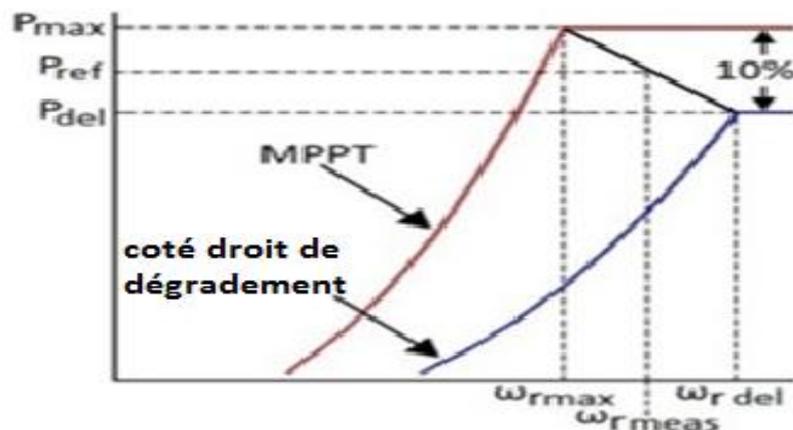


Figure III-13 : la puissance de référence pour un fonctionnement dégradé

La modélisation du l'aérogénérateur dégradé pour la régulation de fréquence primaire, comprend des éoliennes l'aérodynamique, le contrôleur d'angle de tangage avec son système d'asservissement, la dynamique de couple, des tables de consultation pour MPPT et le fonctionnement dégradé, et la boucle de commande complémentaire pour la réponse inertielle sont présentées la (Figure III -13). Commutation entre le mode MPPT et le mode dégradé est fait en utilisant le commutateur " dégradé On ".

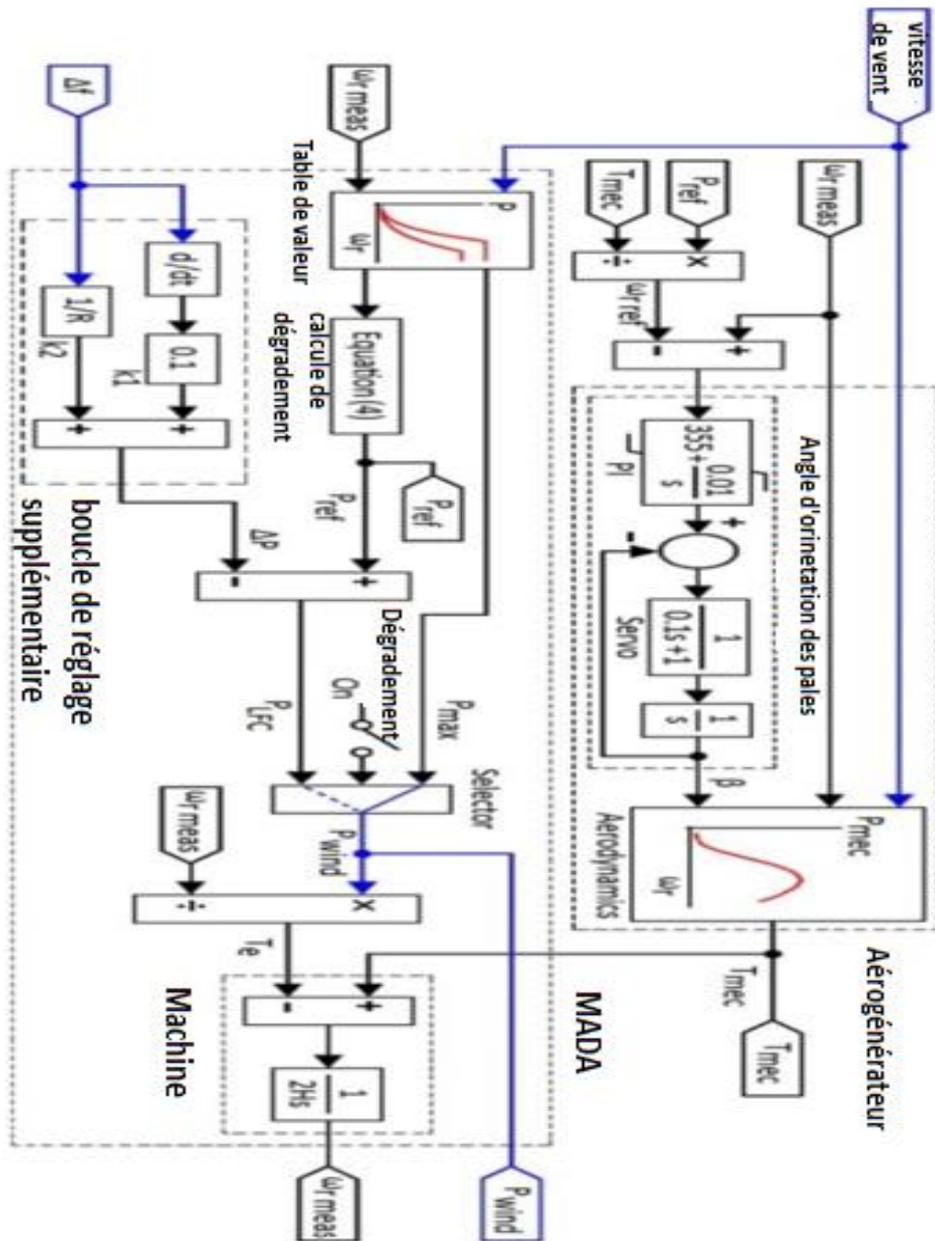


Figure III-13: bloc de Simulation de l'éolien dégradé sur la base de la régulation de fréquence

réglage primaire de fréquence, le réglage n'est jamais autorisé à dépasser sa disposition marge de puissance et donc une sollicitation excessive de l'WTG.

III.9.1 Étape de Changement de la vitesse du vent :

Étant donné que les aérogénérateurs ne disposent pas de commande intégrée dans leur circuit de contrôle, ils ne sont responsables que pour la régulation de la fréquence primaire. La machine synchrone avec son contrôleur intégrant assure une régulation de fréquence secondaire pour rétablir la fréquence du système. Ainsi, avec le dégradation des aérogénérateurs. La vitesse du rotor de WTG augmente temporairement à chaque instant quand il y a une augmentation de la vitesse du vent vu par les autres aérogénérateurs et après les transitoires initiales, WTG vitesse du rotor se réinstalle à la vitesse pré événement. Ceci est dû à l'action de la boucle de commande supplémentaire du MADA. La génération accrue due à l'augmentation de la vitesse du vent vu par un résultat WTG en déviation de fréquence accrue (Δf). Augmentation Δf active le premier contrôle de la fréquence du parc éolien, qui oblige les aérogénérateurs participants à réduire leur production. Ce résultat en élévation transitoire de leurs vitesses de rotation.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons déduit les caractéristiques principales de la turbine éolienne. 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 l'aérogénérateur quand vas l'intégrer dans notre système pour visualiser la variation de la fréquence et aussi variation de la puissance transitée 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 dégradée sur le réglage de la fréquence.

Résultats de simulations

Introduction :

Ce chapitre est à destiné simuler la variation de la fréquence et la puissance dans un système électrique, on va étudier trois cas le premier deux régions interconnectées sans éolienne, le deuxième avec éolienne et le troisième avec éolienne dégradée, en va voir l'influence de ces trois cas sur le réglage de la fréquence.

La régulation classique (PI conventionnel et optimal) et l'objectif de notre simulation pour le système donnés (deux régions interconnectées). L'interface de simulation est le module SimulinkSM.

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

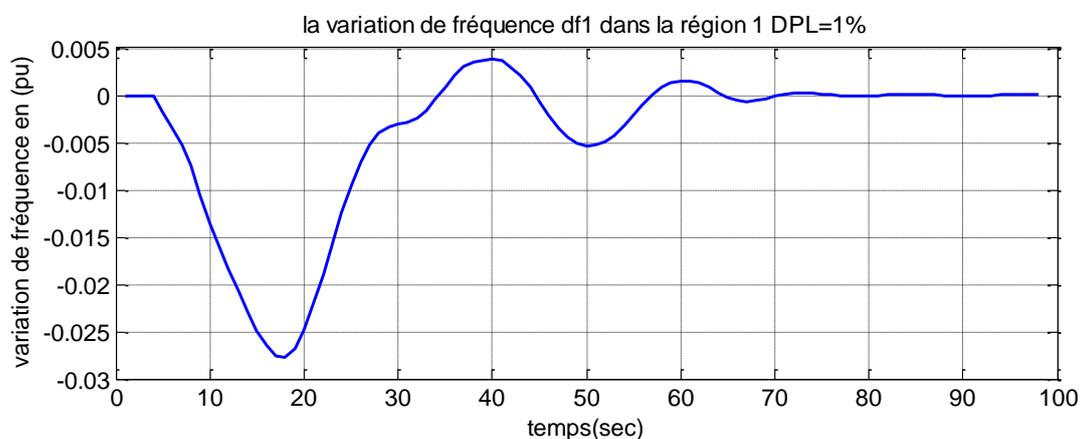
IV.1 résultats de simulations :

Les courbes obtenues avec matlab :

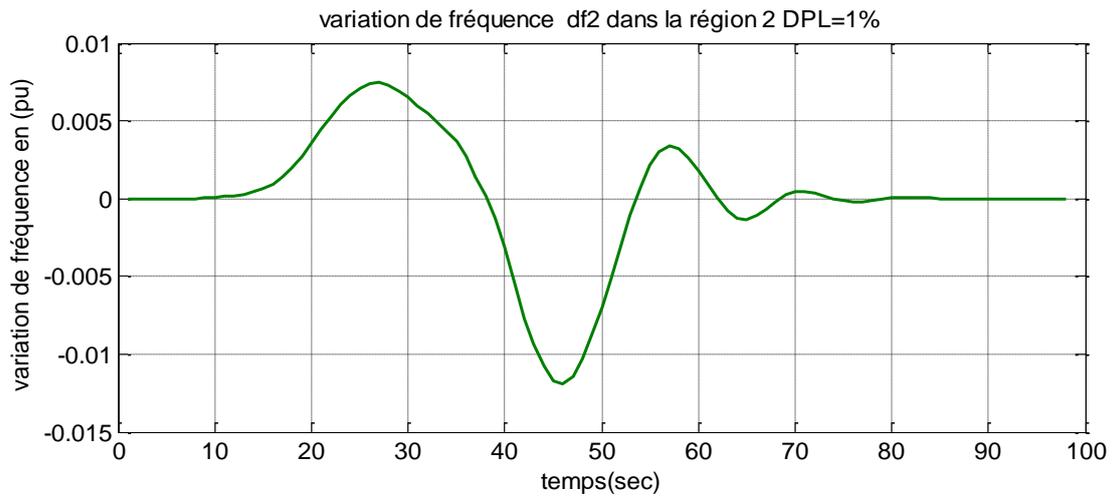
a) Simulation de deux régions interconnectées :

- ❖ Perturbation de la charge : DPL=1%

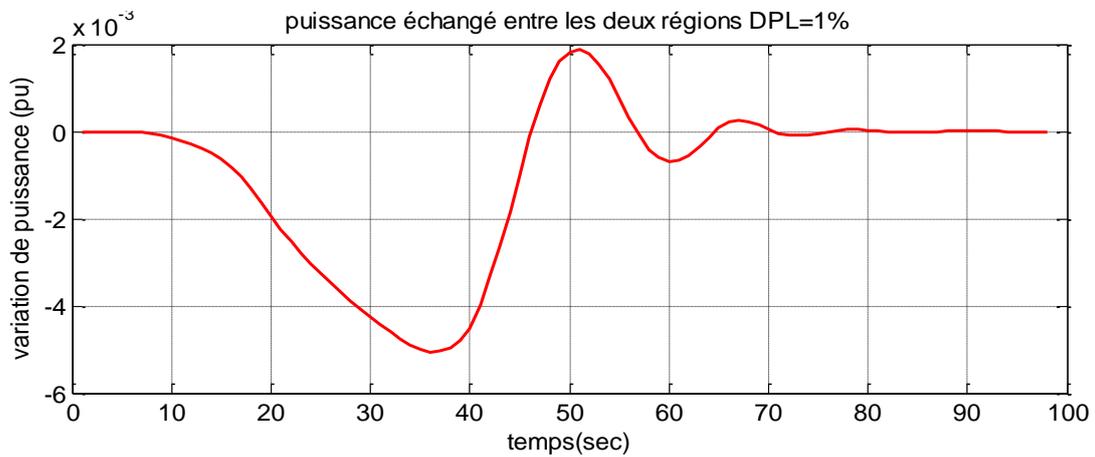
A.



B.



C.



D.

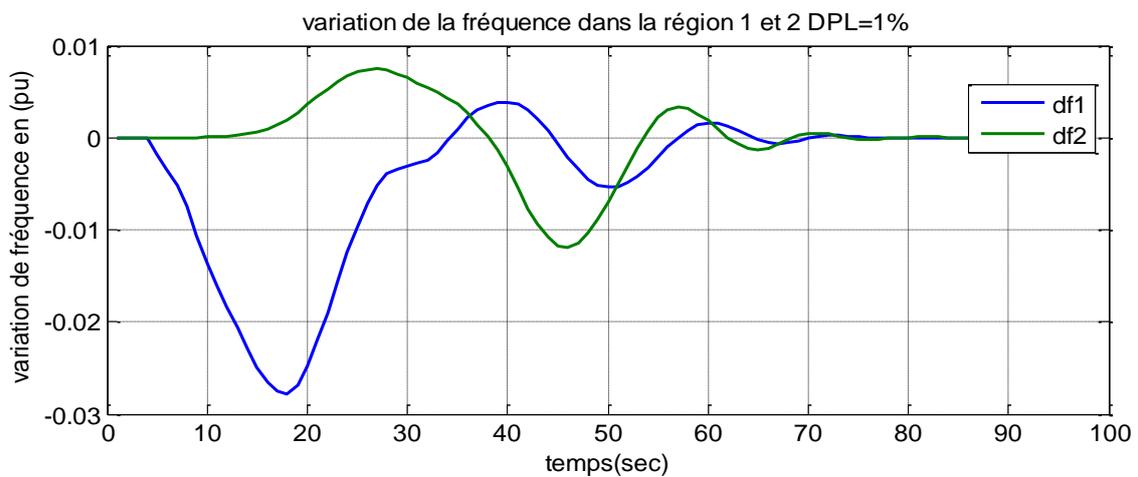
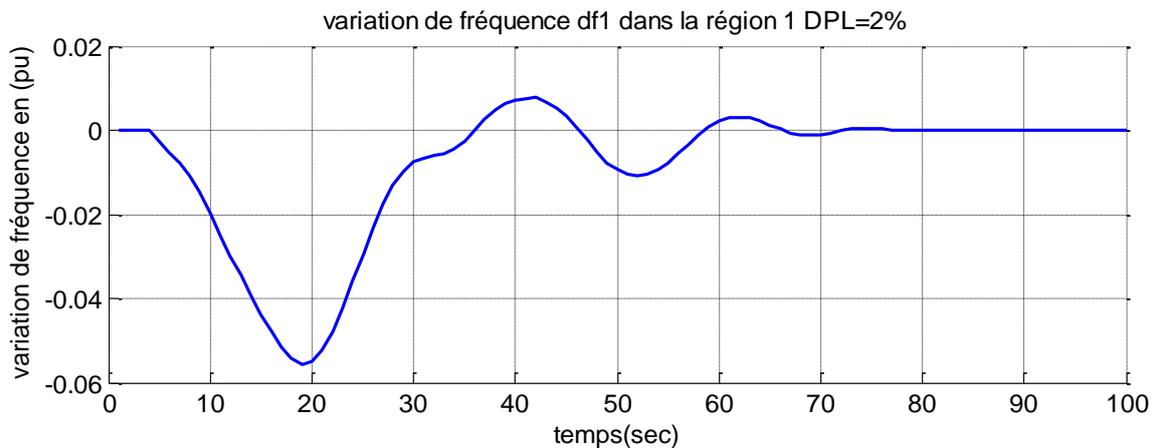


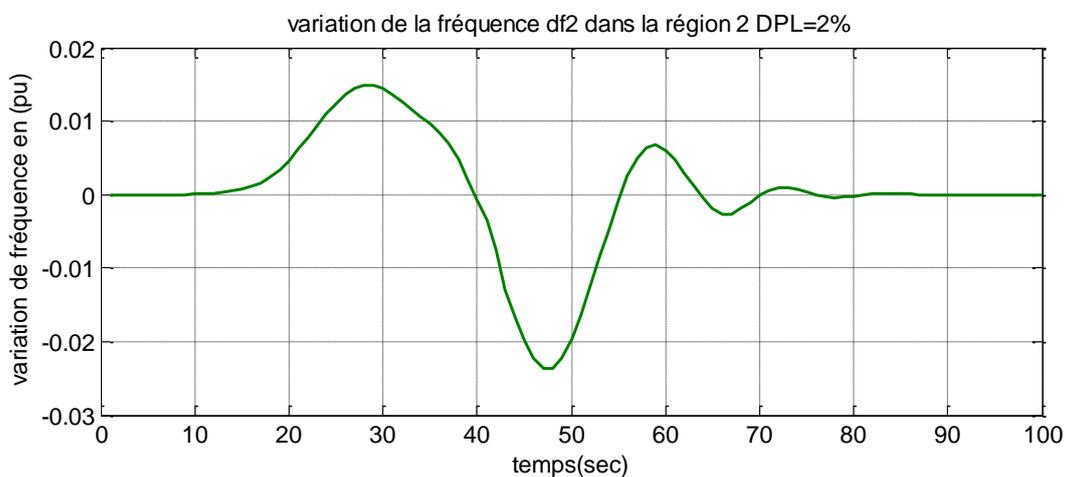
Figure IV-1[A, B, C, D] : variation des fréquences et la puissance échangée en fonction de temps dans la région 1.

❖ Perturbation de la charge : DPL=2%

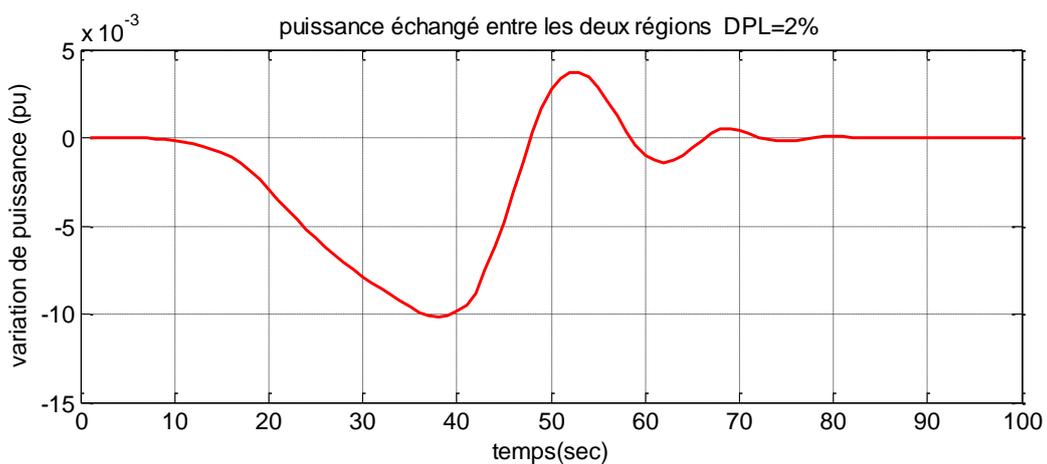
E.



F.



G.



H.

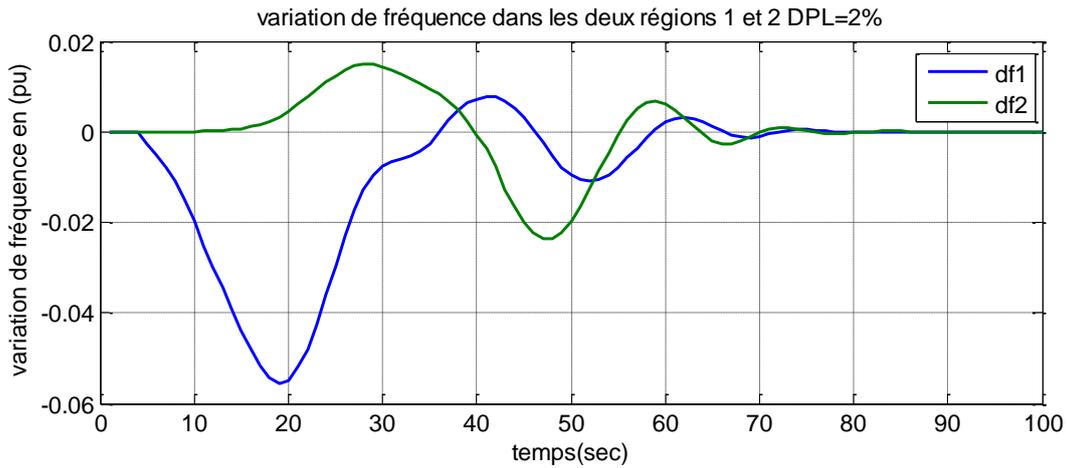
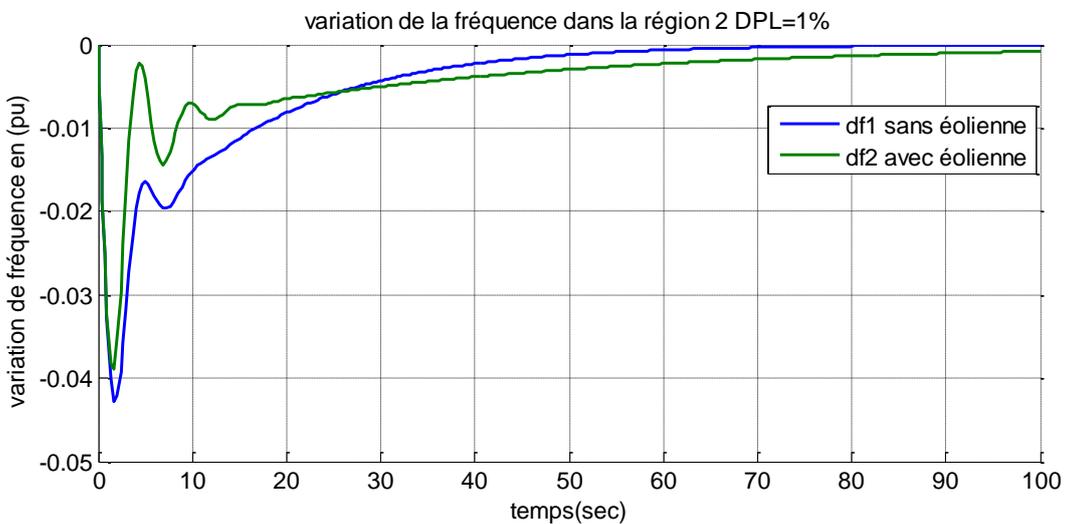
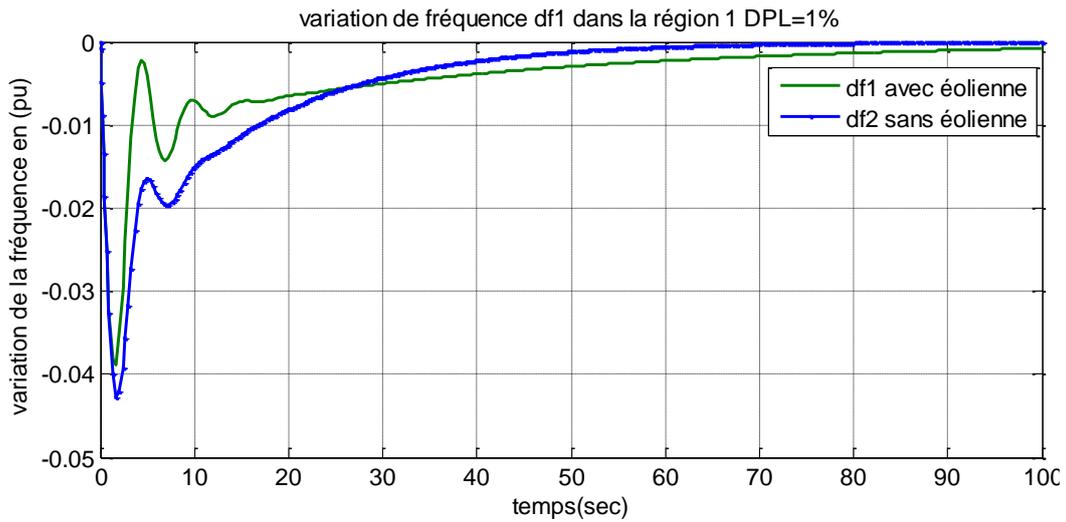


Figure IV-1[E, F, G, H] : variation des fréquences et la puissance échangée en fonction de temps dans la région 2.

b) Simulation de deux régions interconnectées avec éolienne :

❖ Perturbation de la charge : DPL=1%



❖ Perturbation de la charge : DPL=2%

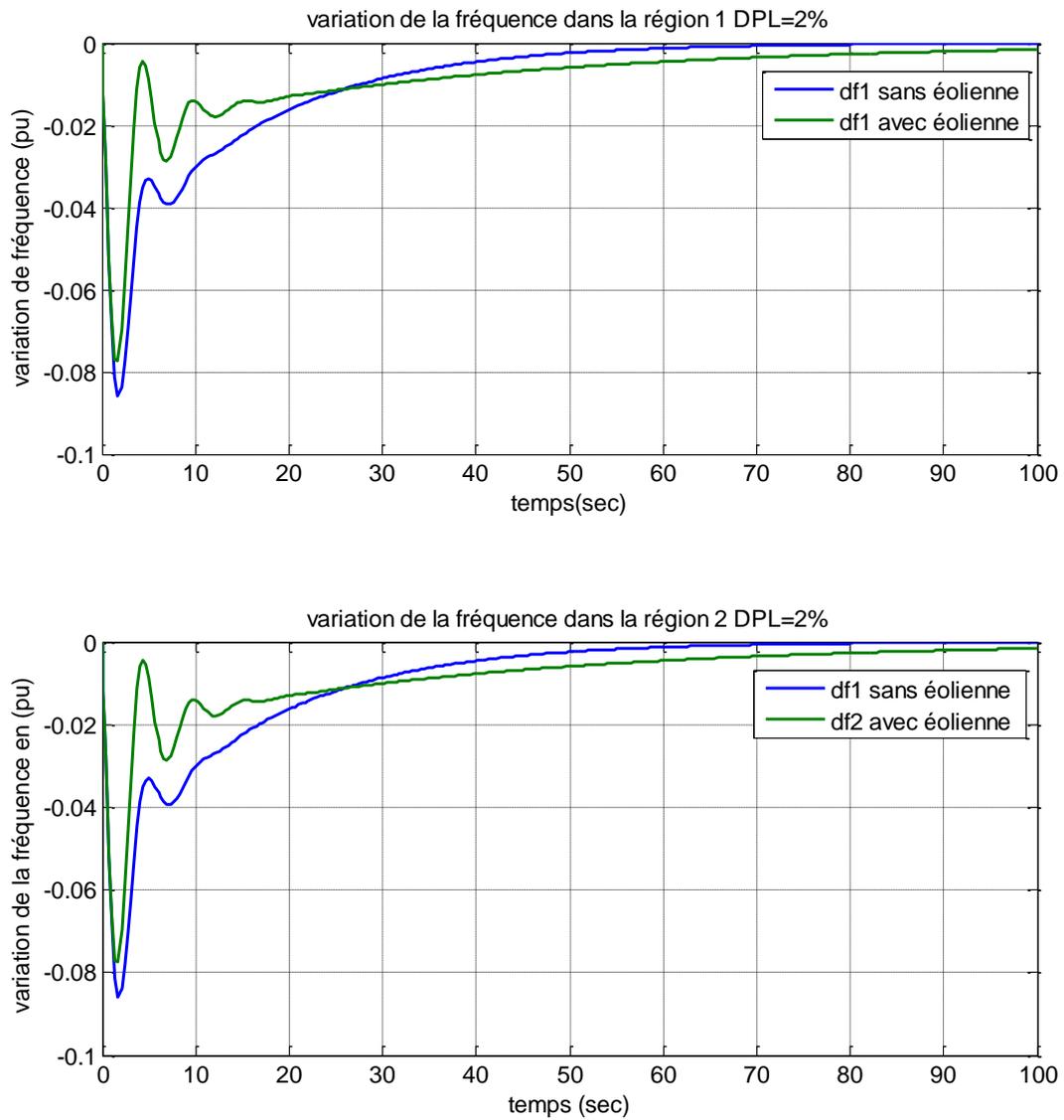
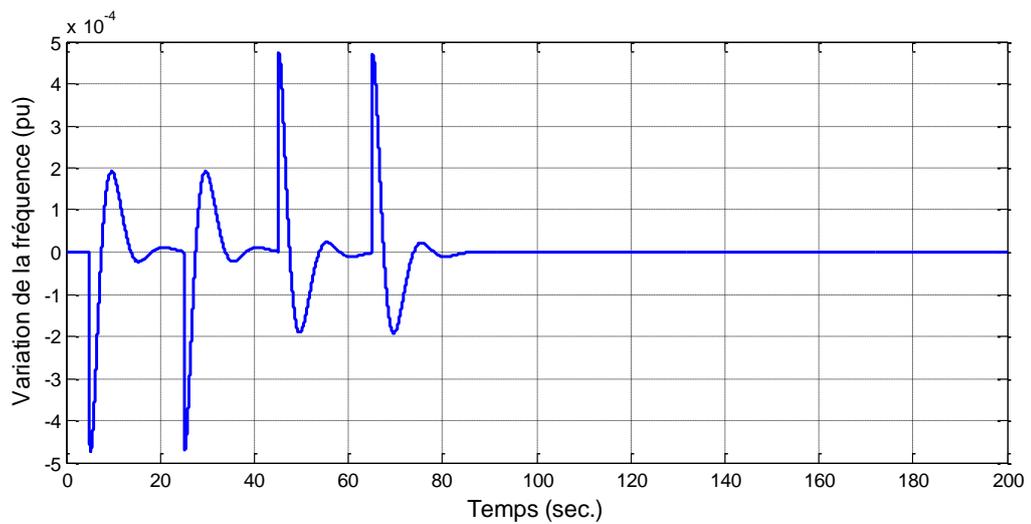
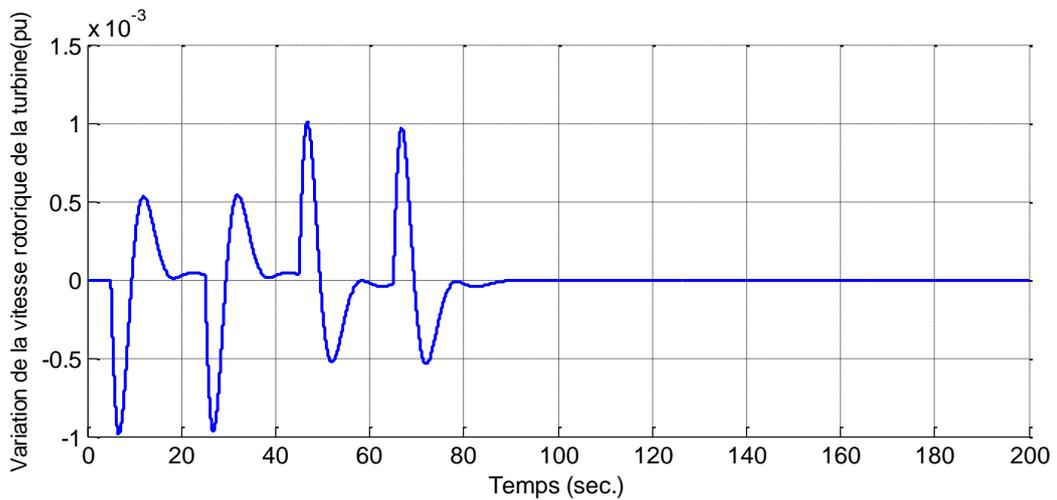
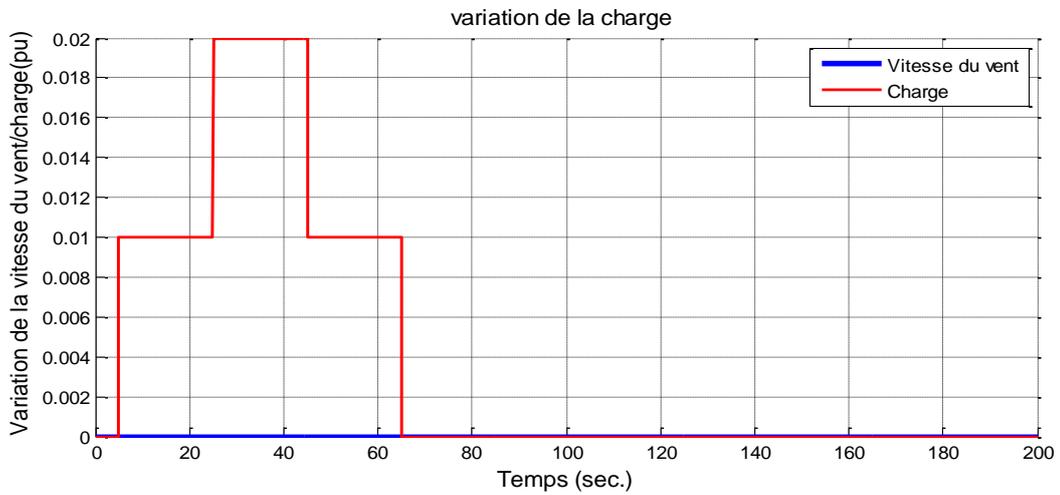


Figure IV-2 : variation des fréquences en fonction de temps dans la région 1 et 2
Avec et sans éolienne

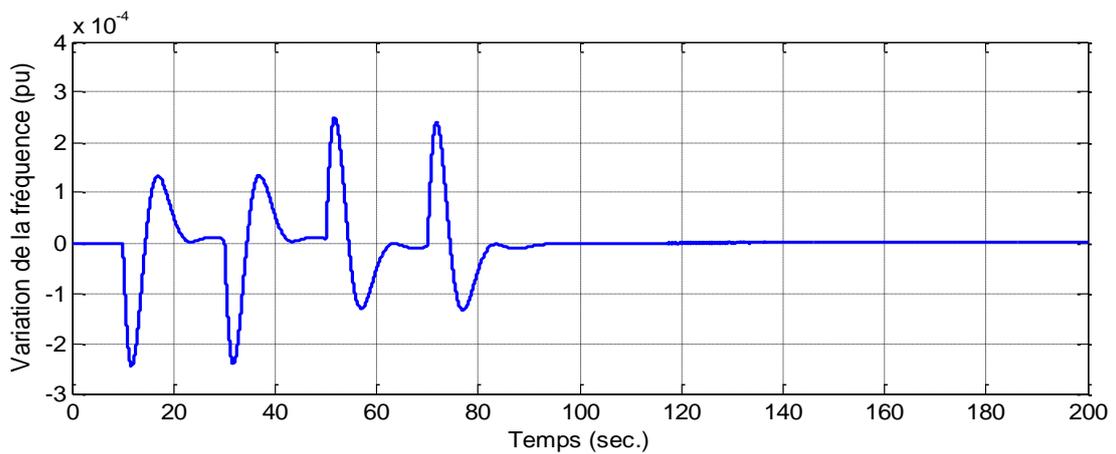
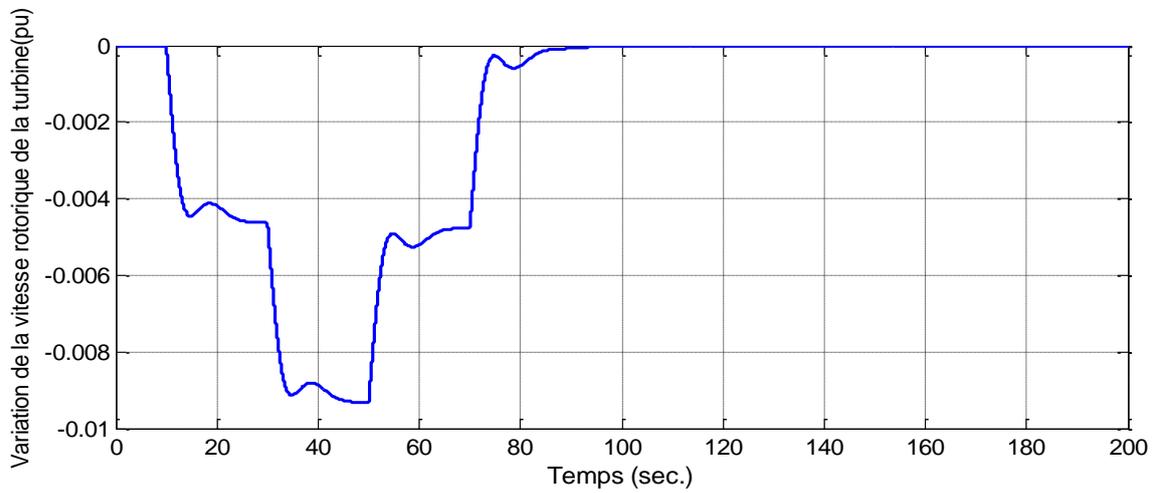
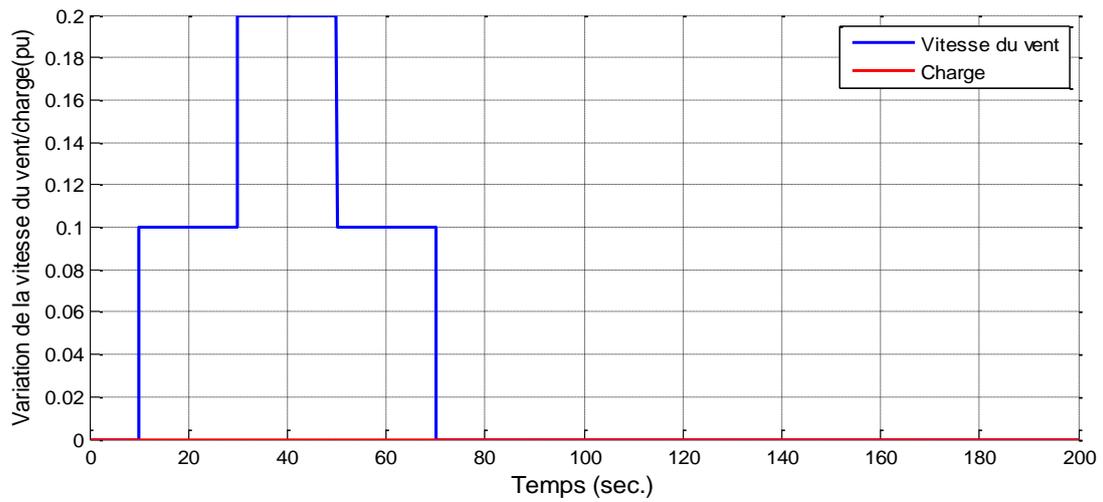
c) Simulation de deux régions interconnectées avec éolienne dégradée :

1) Une seule région :

❖ Variation de charge uniquement :



❖ Variation du vent uniquement : (sans charge)



❖ Variation de la charge et vent :

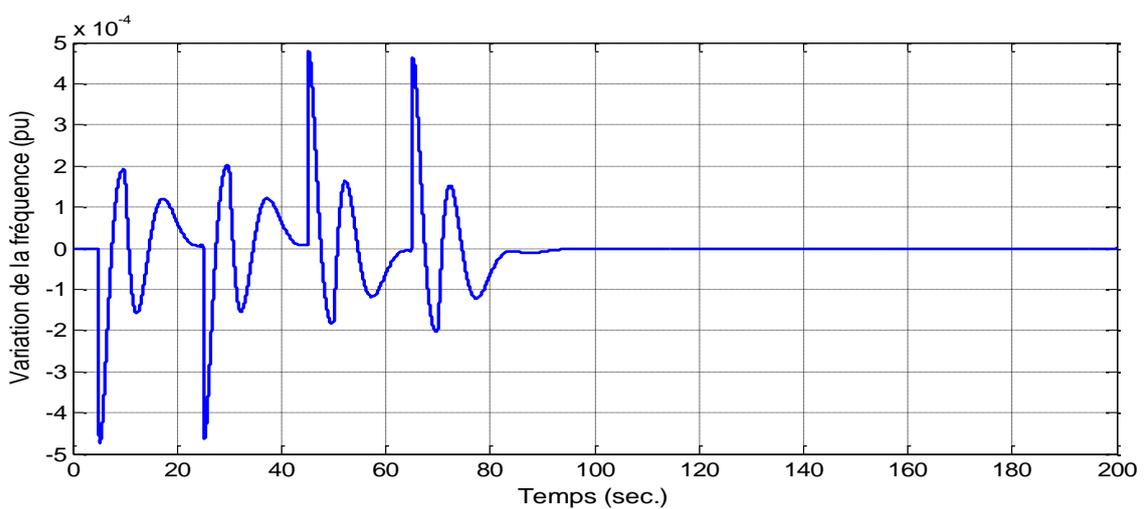
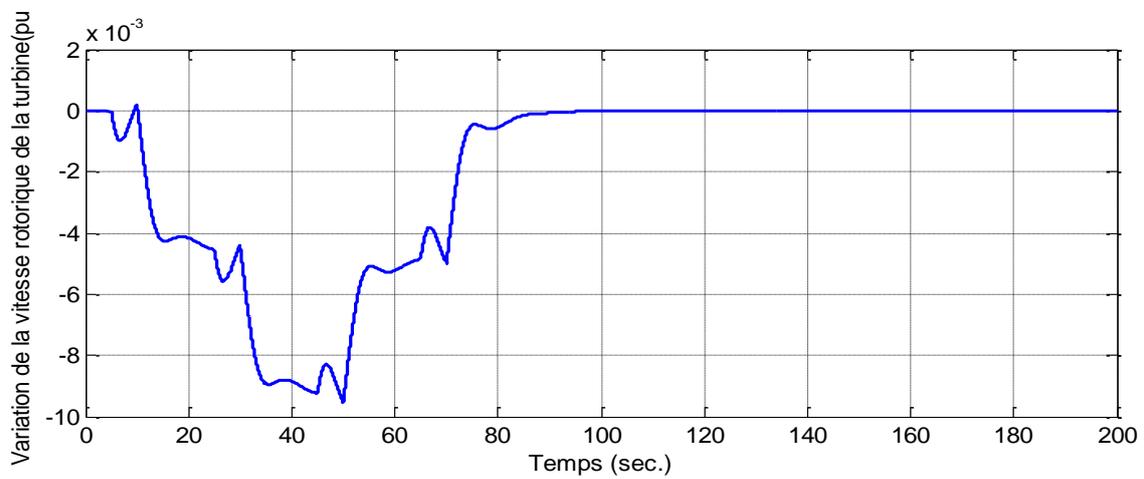
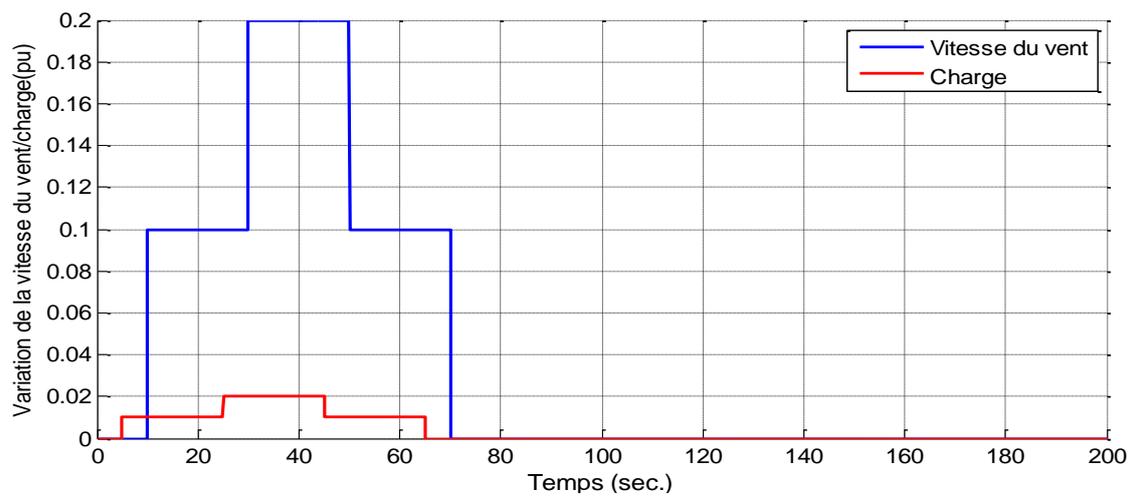
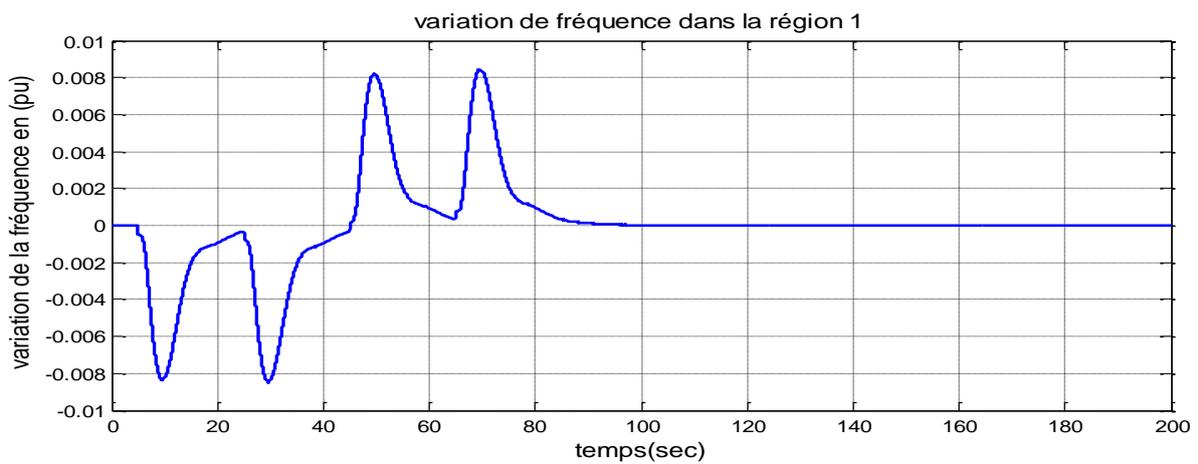
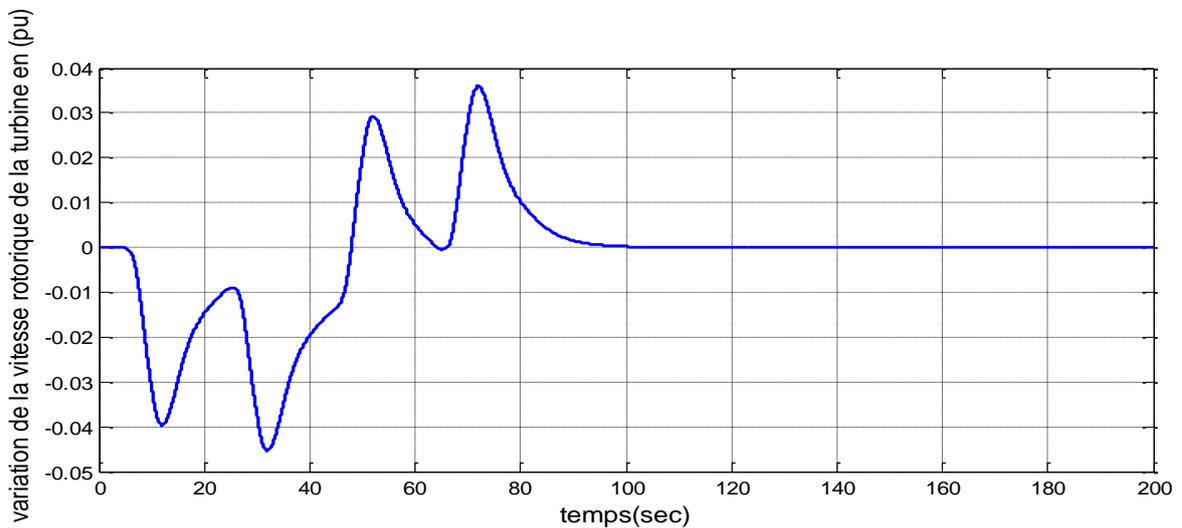
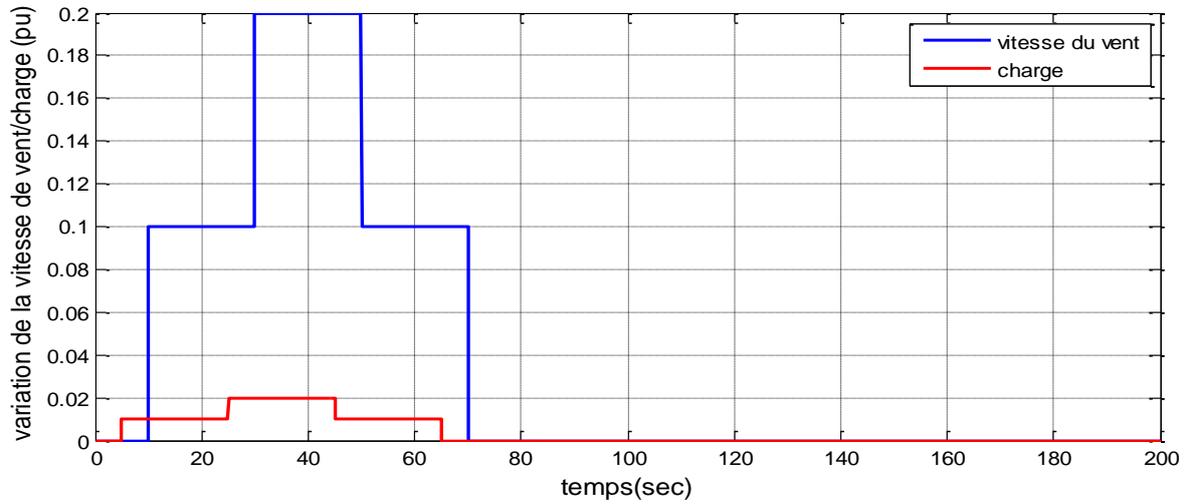


Figure IV.3 variation de charge, vent, la vitesse de rotation, la puissance et la fréquence en fonction de temps pour variation échelon pour une seule région.

2) Deux régions interconnectées avec éolienne dégradée:

❖ Variation de la charge et le vent :



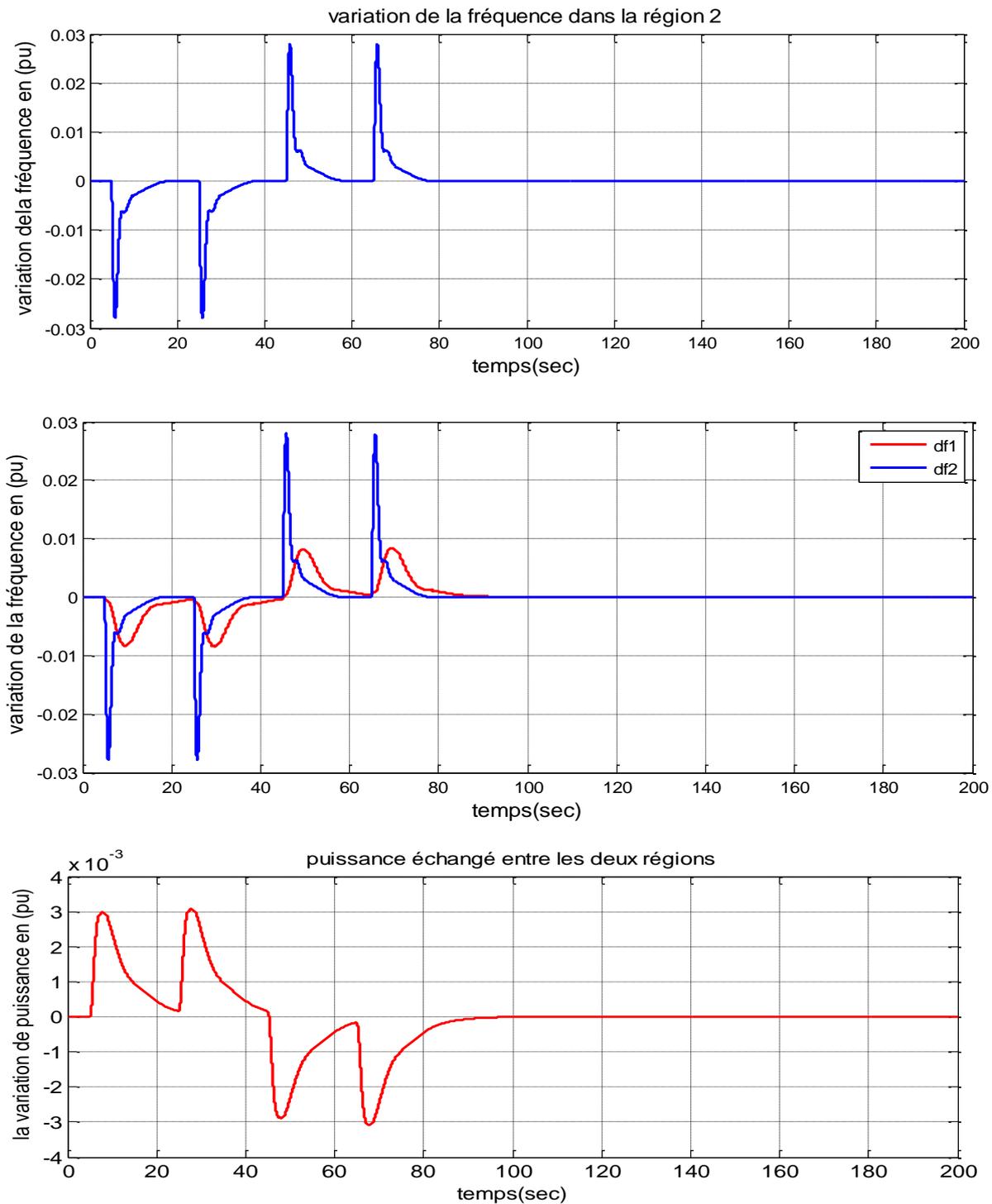


Figure IV-4 : variation de charge, vent, la vitesse de rotation, la puissance et la fréquence en fonction de temps pour variation échelon.

IV.2 Interprétations et commentaires:**➤ Cas de deux régions :**

Figure (IV.1) Montre les repenses des variations des fréquences dans la région 1 et 2 pour une perturbation de charge $DPL=1\%$, pour la région 1, on observe une variation de fréquence de 0.028 pu à 15sec et 0.012 pu à 45sec pour la région 2 en suite la perturbation tendent à se minimiser est disparaître à $t=0.75\text{sec}$. Pour la perturbation 2% on constat pratiquement la même chose avec augmentation de pic qui de 0.06 pu à 19 sec dans la région 1 et 0.022 pu à 48 sec dans la région 2.

➤ Cas de deux régions avec éolienne :

Figure (IV.2) représente les variations des fréquences dans les régions 1 et 2 avec et sans éolienne pour une perturbation de charge $DPL=1\%$, à l'instant $t=2\text{sec}$ on observe une variation de 0.04 pu en suite il ya un amortissement jusqu'un l'instant $t=25\text{sec}$ après cet instant la perturbation disparaisse et la fréquence se stabilise on constat que le pic de fréquence maximale a été améliorer dans le cas des régions avec éolienne pour les perturbations de charge (1% et 2%) pour $DPL=2\%$ on observe la même variation avec une augmentation de pic.

➤ Cas de régions avec éolienne dégradé :

Figure IV.3 représente la variation de la charge, vent, vitesse rotorique, et la fréquence en fonction de temps pour les cas suivants :

- ➔ Variation de charge uniquement
- ➔ Variation du vent uniquement
- ➔ Variation de la charge et le vent

À $t=10\text{sec}$ la vitesse de vent est de 10% la charge passe à 1% ensuite à $t=30\text{sec}$ la vitesse de vent est de 20% la charge augmente à 2% .et enfin à $t=70\text{sec}$ la charge et le vent sont nulle. À l'instant $t=50\text{sec}$ la vitesse de rotation de la turbine est négative, car l'éolienne cherche à fournir la puissance maximale, pour la fréquence on observe des oscillations à $t=10\text{sec}$ jusqu'un $t=80\text{sec}$ cela du a la perturbation de la charge dans la première région et on constate que la fréquence a été améliorer dans la région 1 par rapport à la deuxième région cela grâce à la participation de l'aérogénérateur dégradée.

La perturbation est caractérisée par une variation échelon de la charge dans les deux régions.

Conclusion :

La participation d'éoliennes dégradées dans la régulation de fréquence et les services de contrôle automatique de génération (AGC) dans les systèmes de contrôle multizone est un problème complexe. Faire fonctionner l'éolienne à une puissance réduite 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 d'ACE dans chaque zone.

Études de simulation détaillées ont été présentées pour comparer les performances des aérogénérateurs dégradés réglés de façon optimale et leur contribution à la régulation de fréquence dans le système d'alimentation à deux régions.

Conclusion générale :

Dans ce travail nous avons étudié la problématique du réglage de la fréquence d'un système électrique par l'intégration des générateurs éoliens en mode dégradé.

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

Dans le premier chapitre, on a étudié la présentation de la modélisation du contrôle de la fréquence /charge (LFC), 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. Les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent sont revus, pour en déduire l'expression de la puissance convertie par la turbine. On a présenté ensuite les différentes structures de conversion de l'énergie éolienne. Le troisième chapitre est consacré à la modélisation de la turbine éolienne et le réglage de la fréquence par l'intégration de l'éolienne en mode dégradé dans un réseau. La stabilité de la fréquence est un critère très important dans l'évaluation de la qualité de l'alimentation électrique pour les réseaux à courant alternatif.

Finalement, on termine par une étude de simulation détaillée. Les résultats ont été présentés pour comparer les performances des éoliennes en mode dégradé, réglé de façon optimale et leur contribution à la régulation de fréquence.

Bibliographie

- [1]. **I. M. De Alegria, J. Andreu, J. L. Martin, P. Ibañez.** « *Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation*», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,. 2007, 11,1858-1872.
- [2]. **Tsili, M., Patsionras, C. and Papathanassion, S.,.** "Grid code requirements for large wind farms": a review of technical regulations and available wind turbine technologies. *European Wind Energy Conference and Exhibition, Brussels*,. 2008.
- [3]. **GOMEZ, Lina Maria RUIZ.** thèse de doctorat. "Intégration de la production éolienne aux réseaux: approche technique et économique", université de gronoble. 24 octobre 2012.
- [4]. **al, M.E.H benbouzid.** "the state of the art of generators for wind energy conversion systems", in *proceeding of ICEM06*. chania, crete island, greece : s.n., septembre 2006.
- [5]. **Kundur, P.** "Power System Stability and Control". NY: McGraw-Hill, New York,. 1994.
- [6]. **Thierry VAN, CUTSEM.** "Introduction to electric power and energy systems" Notes théoriques du cours ELEC0014, université de liège. 2015.
- [7]. **L.REZZOUG., M.ISDDIKEN.** mémoire de master 2. "réglage de la fréquence d'un réseau électrique intégrant des générateurs éoliens", université abde rahmane mira BEJAIA. 2015.
- [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]. **R. Doherty, M. O'Malley.** « A new approach to quantify reserve demande in systems with significant installed wind capacity », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 20, n°2, pages 587-595, mai. 2005.
- [10]. **S. strepu.** "contrôle de performance de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques", these doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble. 2005.France.
- [11]. **Laverdure., Nicolas.** "l'intégration des générateurs éoliens dans des réseaux faible ou insulaire." thèse de doctorat, l'institut National polytechnique de Grenoble-INPG. 2005.France.
- [12]. **Mirecki, A.** "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite", these de doctorat, l'institut national polytechnique de Toulouse,. 5 avril 2005.
- [13]. **O. Carlson, A. Grauers, J. Svensson, A. Larsson.** « A comparison of electrical systems for variable speed operation of wind turbines », *European wind energy conf*. 1994, p. 500-505.

Bibliographie

- [14]. **O'Connor M, Gallopin G-C., Funtowicz S., Ravetz.,** « *La science pour le XXIe siècle : du contrat social aux fondements scientifiques* », *revue internationale des sciences sociales*, N°168,. juin 2001.
- [15]. **ACKERMANN T, soder.,** an overview of wind energy-status,renewable and sustainable,energy,reviews,vol 6 bp 67-128. 2002.
- [16]. *Energie Eolienne, Théorie," Conception Et Calcul Pratique Des Installations"*, Paris, Editions Eyrolles,. 1980.
- [17]. **KHAN, MOHAMMAD JAHANGIR.** «*Dynamic Modeling, Simulation And Control Of A Small Wind-Fuel Cell Hybrid Energy System For Stand-Alone* » *Applications Seminar Faculty Of Engineering & Applied Science Electrical Engineering.*
- [18]. **Camblong, H.** «*Minimisation De L'impact Des Perturbations D'origine Eolienne Dans La Génération D'électricité Par Des Aérogénérateurs A Vitesse Variable* », *Thèse De Doctorat, École Nationale Supérieur d'Arts Et Métiers, Centre De Bordeaux, France . 2003.*
- [19]. **Martin, J.** «*Energies Eoliennes* », *Techniques De l'Ingénieur, Vol. B 1360.*, 1990.
- [20]. **Tounzi, A.** «*Utilisation De L'énergie Eolienne Dans La Production De L'électricité* », *Journées Du Club EEA, 28-29 Janvier, Paris, France, Pp. 1-14.* 1999,.
- [21]. **C.P., Buterfield. E. Muljadi ET.** «*Pitch- Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation*», *IEEE Industry Applications, Society Annual Meeting, Phoenix, Arizona, October 3-7, . 1999.*
- [22]. **Abdelli, A.** «*Optimisation Multicritère D'une Chine Eolienne Passive* », *Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Toulouse, Toulouse, France . 2007.*
- [23]. **Site.** *Www.Domsweb.Org* – « *L'énergie Eolienne* », *Consulté mars 2016.*
- [24]. *Historique Des Eoliennes* [Http://Www.Lei.Ucl.Ac.Be/Multimedia/Elee/FR/Realisations/Energies renouvelables/Index.Htm](http://Www.Lei.Ucl.Ac.Be/Multimedia/Elee/FR/Realisations/Energies%20renouvelables/Index.Htm) consulté février 2016.
- [25]. **Site:.** *Www.Lares-Et-Penates.Fr* – «*LARES ET PENATES, Energie Renouvelable* », *Consulté mai 2016.*
- [26]. **Leclercq, L.** «*Apport Du Stockage Inertiel Associé A Des Eoliennes Dans Un Réseau Electrique En Vue D'assurer Des Services Systèmes* », *Thèse De Doctorat, Université Des Sciences Et Technologies De Lille, France. 2004.*
- [27]. **POITIERS, Frédéric.** « *Étude Et Commande De Génératrices Asynchrones Pour L'utilisation De L'énergie Eolienne (Machine Asynchrone A Cage Autonome - Machine Asynchrone A*

- Double Alimentation Reliée Au Réseau*) » Thèse De Doctorat De l'Université De Nantes . 2003.
- [28]. **Tounzi, A.** « *Utilisation De L'énergie Eolienne Dans La Production De L'électricité* », *La Revue 3 EI N°20*, Pp. 24 – 38. Mars 2000.
- [29]. **Heier, S.** "*Grid Integration Of Wind Energy Conversion Systems*", *Publications John Wiley & Sons*, ISBN 0-471-97143-X,. 1998.
- [30]. **MULTON, Bernard.** « *Aérogénérateurs Electriques* » *Master Recherche Equipe SETE Module C16. STS IST Paris – ENS Cachan.* 2007.
- [31]. **Davigny, A.** «*Participation Aux Services Système De Fermes D'éolienne A Vitesse Variable Intégrant Du Stockage Inertiel D'énergie* », *Thèse De Doctorat, Université Des Sciences Et Technologies De Lille, Lille, France .* 2007.
- [32]. **Chang, L.** «*Systèmes De Conversion De L'énergie Eolienne* », *IEEE Canadian Review - summer / Pp. 1 -5.* été 2002.
- [33]. **R. Pena, J. C. Clare Et G. M. Asher.** «*A Doubly Fed Induction Generator Using Back-To-Back PWM Converters Supplying An Isolated Load From A Variable Speed Wind Turbine* », *IEEE Proc-Electr, Power Appl, Vol 143, No 5, September.* 1996.
- [34]. **S. El Aimani, B. François Et B. Robyns.** «*Modélisation De Générateurs Eoliens A Vitesse Variable Connectés A Un Bus Continu Commun* », *FIER, Tome II, Tétouane, Maroc, 8-10 Mai , Pp. 356-362.* 2002.
- [35]. **Boyette, A.** “*Contrôle Commande D'un Générateur Asynchrone A Double Alimentation Avec Système De Stockage Pour La Production Eolienne*”, *Thèse De Doctorat De L'université Henri Poincaré, Nancy I, France, Décembre .* 2006.
- [36]. **B. Multon, G. Robin.** “*Le Génie Electrique Dans Le Vent : Etat De L'art Et Recherches Dans Le Domaine De La Génération Eolienne* ”, *C.G.E'03, Saint-Nazaire, Juin .* 2003.
- [37]. **V.Courtecuisse.** “*Supervision D'une Centrale Multi-Source A Base D'éoliennes Et De Stockage D'énergie Connectée Au Réseau Electrique*”, *Thèse De Doctorat, Ecole Nationale Supérieure D'arts Et De Métiers, Novembre .* 2008.
- [38]. **O.Gergaud.** "*Modélisation Energétique Et Optimisation Economique D'un Système De Production Eolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé A Un Accumulateur*", *Thèse De Doctorat,.* 2002.
- [39]. **Francisco Díaz-González, Melanie Hau, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt,.** “*Coordinated Operation Of Wind Turbines And Flywheel Storage For Primary Frequency*

- Control Support*”, *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 68, June . 2015.
- [40]. **Jenkins, J. Ekanayake And N.** "Comparison Of The Response Of Doubly Fed And Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines To Changes In Network Frequency," In *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 19, No. 4, Pp. 800-802, Dec. . 2004.
- [41]. **F. M. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins, And G. Strbac.** "Control Of Dfig-Based Wind Generation For Power Network Support" *Ieee Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 4, Pp. 1958–1966, Nov. 2005.
- [42]. **Naïm, C.** « *Conversion D'énergie Produite Par Des Générateurs éoliens* », *Mémoire De Magister, Université De Mentouri Constantine*, . 2010.
- [43]. **Saget, C.** " La Variation Electronique De Vitesse Au Service De La Production D'énergie électrique Par Eolienne ", *Rée*, N° 7, Juillet . 1998.
- [44]. **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.
- [45]. **Aimani Et, Salama.** « *Modélisation De Différentes Technologies D'éoliennes Intègres Dans Un Réseau De Moyennes Tensions* » *Thèse De Doctorat De L'université Des Sciences Et Technologie De Lille1*.
- [46]. **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.
- [47]. **Senroy, K. V. Vidyanandan And Nilanjan.** « *Primary Frequency Regulation By Deloaded Wind Turbines Using Variable Droop* ». 2012.
- [48]. **Wilch, I. Erlich And M.** "Primary Frequency Control By Wind Turbines," In *Proc. Ieee Power And Energy Society General Meeting*, Jul. 25–29, . 2010.
- [49]. **J. Morren, S. W. H. De Haan, And W. L. Kling.** "Wind Turbines Emu- Lating Inertia And Supporting Primary Frequency Control," *Ieee Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 1, Pp. 433–434, Feb. . 2006.
- [50]. **Lopes, R. G. De Almeida And J.** "Participation Of Doubly Fed Induction Wind Generators In System Frequency Regulation," *Ieee Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, Pp. 944–950, Aug. 2007.
- [51]. **A. D. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, And F. Blaabjerg.** "Centralised Power Control Of Wind Farm With Doubly Fed Induction Generators," *Review. Énergie*, Vol. 31, Pp. 935–951., 2006.

Les paramètres du système:

$$K_{p1} = K_{p2} = 120 \text{ HZ(P. U. MW)}$$

$$R_1 = R_2 = 2.4 \text{ HZ/(P. U. MW)}$$

$$T_{p1} = T_{p2} = 12 \text{ s}$$

$$T_{g1} = T_{g2} = 0.08 \text{ s}$$

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

$$K_1 = 35.04, K_2 = 0.198$$

$$T_{t1} = T_{t2} = 0.3 \text{ s}$$

$$b_1 = b_2 = 0.4249 \text{ (PU. MW/HZ)}$$

$$G_{p1} = G_{p2} = 20$$

Paramètres d'une turbine éolienne 10 kW :

Turbine éolienne	10KW
Facteur de dégradation D	0.2
Moment d'inertie H(s)	4.5
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	12
λ_{opt} : Vitesse spécifique optimale	7.95
C_{p_max} : Coefficient de puissance maximal	0.411
Coefficient du statisme R_w	0.05
Coefficient inertiel (fréquence) K_n	0.1
C_p initial (Pu)	0.9029

Annexe

Coefficient Kcp	0.0771
Coefficient d'amortissement	1