

Ordre...../F.S.S.A/UAMOB/2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOHEND OULHADJ-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :
Brahmi Lounis
Abbache Fahem

En vue de l'obtention du diplôme de **Master** en :

Filière : ELECTROMECHANIQUE
Option : Electromécanique

Thème :

Etude et simulation d'une éolienne a vitesse variable connectée a un réseau insulaire

Devant le jury composé de :

Mr KHERCHI M	MAA	UAMOB	Président
Mr BOUHEDA A	MAA	UAMOB	Encadreur
Mr YAHIOU	MAA	UAMOB	Examinateur
Mr MOUASSA	MAA	UAMOB	Examinateur

Année Universitaire 2018/2019

Remerciements

Remerciements

En premier lieu, nos vifs remerciements et profondes gratitude s'adressent au dieu le tout puissant qui nous a comblé des bienfaits de la science.

C'est pour nous un réel plaisir de remercier toutes les personnes qui nous ont inspiré, de près ou de loin, d'une manière ou d'une autre, de leur collaboration, leur soutien et leur avis judicieux, de mener à bien ce travail.

Nous voudrions exprimer notre remerciement ainsi que notre profonde gratitude à notre promoteur monsieur Bouheda Ali pour ses précieux conseils, son aide, ses orientations et sa disponibilité durant tout mon travail.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des membres du jury qui ont fait l'honneur de juger notre travail.

En fin nous remercie tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de notre projet.

Dédicaces

Dédicaces

Ce travail modeste est dédié :

À ma chère mère ;

À mon cher père ;

*À tous mes proches de la famille Brahmi,
et plus particulièrement, mes sœurs et
mes frères tout à son nom ;*

*A tous mes chers amis et mes collègues
de l'Université de Bouira ;*

*Et à tout ce qui ont enseigné moi au long
de ma vie scolaire.*

Lounis

Dédicaces

Dédicaces Ce travail modeste est dédié :

À ma chère mère ;

À mon cher père ;

*À tous mes proches de la famille
Abbache, et plus particulièrement, mes
sœurs et mes frères tout à son nom ;*

*A tous mes chers amis et mes collègues
de l'Université de Bouira ;*

*Et à tout ce qui ont enseigné moi au
long de ma vie scolaire.*

Fahem

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Listes des figures

Listes des tableaux

Listes des symboles

Introduction générale 1

Chapitre I : généralités sur les systèmes éoliens connectés au réseau

I.1. Introduction..... 3

I.2. Définition de l'énergie éolienne 3

I.3. Historique de l'énergie éolienne (monde et Algérie) 3

I.3.1 Éolienne dans le monde 3

I.3.2. EN Europe..... 5

I.3.3. En Algérie 5

I.3.3.1 Gisement éolien en Algérie..... 5

I.3.3.2. Carte des vents en Algérie 6

I.3.3.3 Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie..... 7

I.4. Constitution d'un système éolien..... 8

I.5. Différents types d'éoliennes et leur utilisation 9

I.5.1. Eoliennes à axe vertical 10

I.5.1.1. Avantages..... 10

I.5.1.2. Inconvénient..... 10

I.5.2 Eoliennes à axe horizontal. 10

I.5.2.1. Avantages..... 11

I.5.2.2. Inconvénient..... 11

I.5.3. Eoliennes lentes 12

I.5.4. Eoliennes rapides 12

I.6. Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz) 13

I.7. Types de fonctionnement des éoliennes 15

I.7.1. Eolienne a vitesse constante (FIX)..... 15

I.7.1.1 Avantages..... 15

I.7.1.2 Inconvénients 15

I.7.2 Eoliennes a vitesse variable 15

I.7.2.1. Avantages.....	15
I.7.2.2. Variation de l'angle de calage d'une pale.....	16
I.8. Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne	16
I.8.1. Machines Asynchrones (MAS).....	17
I.8.1.1. Machines Asynchrones à cage d'écureuil (MACE).....	17
I.8.1.2. Machines Asynchrones à rotor bobiné (MARB)	17
I.8.1.3. Machines Asynchrones doublement alimenté (MADA).....	17
I.8.2. Machines synchrones (MS).....	17
I.8.2.1 Machines synchrones à rotor bobiné.....	18
I.8.2.2. Machines synchrones à aimant permanent	18
I.8.3 Les avantages et les inconvénients.....	19
I.8.3.1 Les avantages	19
I.8.3.2 Les inconvénients.....	19
I.9. Les réseaux électriques insulaires et la production éolienne	20
I.9.1. Définition	20
I.9.2. Principales caractéristique des réseaux insulaires.....	20
I.9.3 La gestion des réseaux insulaires	21
I.9.3.1. Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active	22
I.9.3.2. Réglage de la tension et contrôle de la puissance réactive	23
I.10. Conclusion	24

Chapitre II : Modélisation de la turbine éolienne

II.1.Introduction	25
II.2. Structure générale de la chaine de conversion étudiée	25
II.3. Turbine.....	26
II.3.1. Puissance aérodynamique.....	27
II.3.2. Coefficient de puissance aérodynamique	28
II.3.3. Couple aérodynamique	28
II.3.4. Modèle de la turbine	29
II.3.5. Contrôle de la turbine	29
II.3.6. Contrôle en charge partielle.....	30
II.4. La régulation.....	31
II.4.1. Régulateur de vitesse	32
II.4.2. Contrôle en charge pleine	34

II.4.2.1. Régulateur de l'angle de calage	34
II.5. Simulation et résultats	34
II.6. Conclusion	40
Chapitre III : modélisation de la GSAP et de réseau	
III.1. Introduction	41
III.2. La génératrice synchrone a aimants permanent	41
III.3. Modélisation de la GSAP	41
III.3.1. Modèle de la machine dans le repère (abc)	41
III.3.1.1. Équations des tensions	42
III.3.1.2. Équations des flux	42
III.3.2. Equations électriques dans le repère de Park (d, q).....	43
III.3.3. Modèle de la MSAP dans le repère de Park	44
III.3.4. Simulation de la GSAP	47
III.3.5 Commande vectorielle de la MSAP	50
III.3.5.1 Commande vectorielle avec découplage de la régulation des courants	51
III.4. Modélisation de la connexion au réseau.....	53
III.4.1. Contrôle de la connexion au réseau.....	54
III.4.1.1. Boucle de verrouillage de phase	55
III.4.2. Synthèse des régulateurs des courants	55
III.4.3. Références des courants injectés au réseau	57
III.4.3.1. Référence de la composante I_{dr}	57
III.4.3.1.1. Calcul de la constante du temps du bus continu.....	59
III.4.3.1.2. Dementionnement du bus continu	59
III.4.3.2. Référence de la composante I_{qr}	59
III.4.4. Modélisation du convertisseur	60
III.5. Simulation et résultats	64
III.6. Conclusion.....	75
Conclusion generale	76

Listes des figures

Figure I.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	3
Figure I.2. Capacité éolienne installé dans le monde	4
Figure I.3. Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)	6
Figure I.4. Photo de la première éolienne installée en Algérie	7
Figure I.5. La ferme éolienne à Adrar	8
Figure I.6. Prévision de développement des énergies renouvelables en Algérie	8
Figure I.7. Constitution d'une éolienne à axe horizontale	9
Figure I.8. Technologie éolienne à axe vertical.	10
Figure I.9. Technologie éolienne à axe horizontale.	11
Figure I.10. Tube de courant autour d'une éolienne	13
Figure I.11. Limite de Betz.	14
Figure I.12. Variation de l'angle de calage d'une pale	16
Figure I.13. Eolienne couplée au GSRB connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie.	18
Figure I.14. Les machines synchrones à aimant permanent à flux radiales et à flux axial	18
Figure I.15. Principe du contrôle de la puissance mécanique	19
Figure I.16. Principe du contrôle de la puissance mécanique	19
Figure II.1. Système de conversion de l'énergie éolienne étudié.	25
Figure II.2. Turbine	26
Figure II.3. Schéma bloc du modèle de la turbine.	29
Figure II.4. Zones de fonctionnement d'une éolienne.	29
Figure II.5. Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa Vitesse de rotation (à $\beta_{opt}=0$)	30
Figure II.6. Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimale (0°).	31
Figure II.7. Schéma fonctionnel d'un système réglé par un régulateur PI	32
Figure II.8. Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation... ..	32
Figure II.9. Schéma bloc du correcteur PI.	33
Figure II.10. Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge).	34
Avec asservissement	
Figure II.11. Vitesse de vent	34
Figure II.12. Vitesse de rotation de generatrice.. ..	35
Figure II.13. Puissance de turbine	35
Figure II.14. Couple turbine.....	36

Figure II.15. Coefficient de puissance..	36
Sans asservissement	
Figure II.16. Coefficient de puissance..	37
Figure II.17. Couple turbine.....	37
Figure II.18. Puissance turbine.....	38
Figure II.19. Vitesse de rotation de turbine.....	38
Figure II.20. Vitesse de vent..	39
Figure II.21. Vitesse de rotation avec et sans asservissement.....	39
Figure III.1. Représentation schématique d’une machine synchrone dans le repère abc.	42
Figure III.2. Représentation de la MSAP dans le repère (d,q) de Park.....	43
Figure III.3. Circuit équivalent de MSAP –convention moteur-	45
Figure III.4. Modèle de PARK pour la GSAP	45
Figure III.5. Résultats de simulation de la GSAP à vide	48
Figure III.6. Résultats de simulation de la GSAP débitant sur une charge (Rch, Lch)	49
Figure III.7. Résultats de simulation de la GSAP débitant sur une source de tension parfaite.....	49
Figure III.8. Boucle de régulation du courant i_d	52
Figure III.9. Boucle de régulation du courant i_q	52
Figure III.10. Schéma du convertisseur choisi.....	54
Figure III.11. Boucle de verrouillage de phase.....	55
Figure III.12. Modèle du filtre dans le repère abc	55
Figure III.13. Schéma bloc du contrôle des courants dans le repère de dq.....	56
Figure III.14. Schéma électrique du bus continu	58
Figure III.15. Principe de la régulation de la tension du bus continu.	58
Figure III.16. Boucle de régulation de la puissance réactive	59
Figure III.17. Schéma bloc du correcteur PI.....	60
Figure III.18. Modèle de convertisseur	61
Figure III.19. Etats de commutation des interrupteurs d’un convertisseur à 02 niveaux	61
Figure III.20. Schéma Simulink de la chaine de conversion éolienne.....	63
Figure III.21. Allure des courants statoriques I_{abc}	64
Figure III.22. Zoom sur l’allure des courants statoriques I_{abc}	64
Figure III.23. Allure des tensions statoriques V_{abc}	65
Figure III.24. Zoom Allure des tensions statoriques I_{abc}	65
Figure III.25. Les tensions au borne de l’onduleur	66

Figure III.26. Zoom Les tensions au borne de l'onduleur	66
Figure III.27. Tension du bus continu.....	67
Figure III.28. Courant du redresseur.....	67
Figure III.29. Les tensions des phases injectées au réseau	68
Figure III.30. Zoom Les tensions des phases injectées au réseau.....	68
Figure III.31. Les courants des phases injectées au réseau.....	69
Figure III.32. Zoom Les courants des phases injectées au réseau	69
Figure III.33. Courant d'une phase injectée au réseau, et la tension d'une phase du réseau..	70
Figure III.34. Zoom courant d'une phase injectée au réseau, et la tension d'une phase du réseau.	70
Figure III.35. Tension d'une phase de l'onduleur.....	71
Figure III.36. Zoom tension d'une phase de l'onduleur	71
Figure III.37. Tension d'une phase de réseau	72
Figure III.38. Zoom tension d'une phase de réseau.....	72
Figure III.39. Puissance électrique de la machine(watt).....	73
Figure III.40. Vitesse de vent (m/s)	73
Figure III.41. Allures des tensions Vaond et Vares en Volts.....	74
Figure III.42. Zoom sur les tensions Vaond et Vares en Volts.....	74

Listes des tableaux

Tableau I.1..... 12

Listes des symboles

Liste des abréviations

Acronyme

CCG	Convertisseur côté génératrice.
CCR	Convertisseur côté réseau
GWEC	Globel wind energy concil/ conseil mondial de l'énergie éolienne
CP	Charge partielle.
Dq	Repère de PARK.
EWEA	European Wind Energy Association.
GSRB	Machines synchrones à rotor bobiné
MACE	Machines Asynchrones à cage d'écureuil
MADA	Machine asynchrone à double alimentations
MARB	Machines Asynchrones à rotor bobiné
MLI (PMW)	Modulation de largeur d'impulsions.
MPPT	Maximum power point tracking /Suivi de point de puissance maximale.
MS	Machines synchrones
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents.
PC	Pleine charge.
PI	Régulateur proportionnel intégrateur.
PLL	Boucle de verrouillage de phase.
GW	giga watt

Notations générales

(Rf, Lf)	Filtre triphasé.
$\Psi_a, \Psi_b, \Psi_c,$	Flux totaux traversant les bobines statoriques de la MSAP.
C_{elm}	Couple électromagnétique de la génératrice
Cj(1,2,3)	Signaux de commande de l'onduleur de l'éolienne.
C_p	Coefficient de puissance aérodynamique.
C_q	Coefficient du couple aérodynamique.
C_{tr}	Couple aérodynamique de la turbine.
F	Fréquence.
Fv	Coefficient de frottements visqueux.

Liste des abréviations

Ia, Ib, Ic	Courants de phases statoriques de la MSAP.
Idr, Iqr	Composantes des courants injectés au réseau dans le repère dq.
Ids, Iqs	Courant statorique dans le repère dq de la MSAP.
Jg	Moment d'inertie de la génératrice.
Jpales	Moment d'inertie des pales de la turbine.
Lc = (Ls- M)	Inductance cyclique.
Ls	Inductance des phases statoriques.
Pr	Puissance active injectée au réseau par la turbine.
Ptr	Puissance aérodynamique de la turbine
Qr	Puissance réactive échangée entre la turbine et le réseau
R	Rayon de la turbine.
Rs	Résistance des phases statoriques de la MSAP.
Si (1,2,3)	Signaux de commande du redresseur de l'éolienne.
Va, Vb, Vc	Tensions de phases statoriques de la MSAP.
Vdc	Tension à la sortie du redresseur de l'éolienne.
Vd-on, Vq-on	Composantes de la tension à la sortie du l'onduleur dans le repère dq.
Vdr, Vqr	Composantes de la tension du réseau dans le repère dq.
Vd-reg, Vq-reg	Termes de découplage.
Veff	Valeur efficace de la tension du réseau.
Vvent	Vitesse du vent.
B	Angle de calage des pales de la turbine.
ΔV	Chute de tension dans la ligne.
Λ	Vitesse spécifique.
Ψf	Flux de l'aimant permanent.
Ω_{tr}	Vitesse de rotation de la turbine.

Introduction générale

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 sept 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 Poul La Cour construisit pour la première fois une 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 a un rôle important à jouer dans ce sens. On peut notamment y 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. Dans notre pays, les énergies renouvelables à leur tête l'énergie éolienne accusent un retard considérable par rapport aux autres nations voisines.

Les plus grands défis de l'énergie éolienne de nos jours, sont l'intégration au réseau et la participation au service système, chose qui n'est pas évidente vu l'énorme puissance qu'il faut mettre en jeu, pour pallier aux perturbations réseau et le caractère intermittent de l'énergie éolienne complique plus la chose.

Dans la littérature, la modélisation de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau demeure toujours un grand défi, effectivement, les paramètres de la chaîne allant de la turbine vers le réseau sont très difficiles à trouver.

Objectifs du mémoire

L'objectif principal de ce mémoire est d'établir un modèle fonctionnel d'une chaîne éolienne connectée au réseau.

Le contrôle des différentes parties, la partie mécanique, la génératrice, le redresseur, le bus continu, l'onduleur et enfin la connexion au réseau.

Organisation du mémoire

Pour parvenir à nos objectifs tracés ci-dessus nous proposons de diviser notre travail en trois parties.

- Première partie : Elle sera consacrée à dresser la situation de l'éolien dans le monde et particulièrement en Algérie, à faire un bref état de l'art de la conversion éolienne de l'énergie et les modes de connexion au réseau ainsi que les différentes perturbations qui puissent y subvenir.
- Deuxième partie : Nous allons modéliser la partie mécanique de la turbine à savoir la partie aérodynamique et la transmission ainsi que le contrôle de la vitesse de rotation.
- Troisième Partie : Nous allons modéliser la génératrice, le redresseur, le bus continu, l'onduleur et le réseau avec leurs contrôles à chaque niveau.

Nous terminerons bien sûr notre travail par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes éoliens connectés au réseau

I.1. Introduction

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable favorisant la diversification et l'indépendance énergétique. C'est une énergie propre qui ne produit pas de gaz à effet de serre. Elle utilise des machines dont le cycle de vie est favorable au respect de l'environnement. C'est une énergie décentralisée et plus proche des consommateurs. Il va un potentiel immense et une source inépuisable en énergie renouvelable dans le monde qui lui permet de diversifier ses sources énergétiques. C'est la raison pour laquelle ce type d'énergie est devenu actuellement une recommandation des pouvoirs publics et une donnée incontournable pour un futur très proche, et une stratégie alternative pour les énergies fossiles.

I.2. Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, est un dispositif qui permet de transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice Figure. I.1 [1].

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière. 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 dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [2].

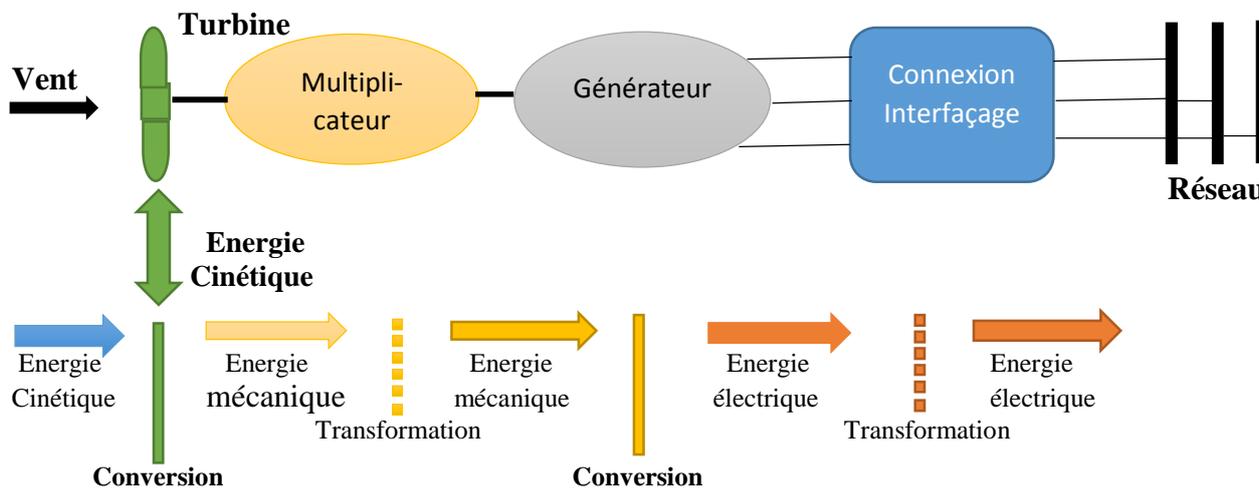


Figure I.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent.

I.3. Historique de l'énergie éolienne (monde et Algérie)

I.3.1. Éolienne dans le monde [3].

Au niveau mondial, près de 51,3 GW de nouvelles capacités éoliennes ont été installées en 2018 (plus de 91% d'installations terrestres). Le volume de ces nouvelles installations est

inférieur de 3,6% à celui de 2017 mais GWEC souligne l'émergence de nouveaux marchés comme l'Amérique latine, l'Asie du Sud-Est et l'Afrique (avec toutefois seulement 10% des capacités installées en 2018).

En 2018, la Chine a compté à elle seule pour près de 45% des nouvelles installations éoliennes dans le monde (+ 23 GW), très loin devant les États-Unis (+ 7,6 GW) et les pays européens. Signalons que l'empire du Milieu est également en tête des installations d'éoliennes offshore, (+ 1,8 GW en 2018) alors que ce marché s'est historiquement développé dans les eaux européennes.

Selon les conclusions de GWEC, les 10 principaux marchés onshore en 2018 sont :

- Chine - 21 200 MW
- USA - 7,588 MW
- Allemagne - 2 402 MW
- Inde - 2 191 MW
- Brésil - 1 939 MW
- France - 1 563 MW
- Mexique - 929 MW
- Suède - 717 MW
- Royaume-Uni - 589 MW
- Canada - 566 MW

Au total, la puissance du parc éolien mondial a atteint 591 GW à fin 2018 selon GWEC qui n'a pas encore communiqué ses données sur les productions associées (1 096 TWh en 2017 selon les dernières données de l'AIE). Selon GWEC, les installations de nouvelles éoliennes pourraient dépasser 55 GW par an d'ici à 2023. Il est en particulier attendu « une énorme croissance en Asie » (Asie du Sud-Est en particulier), celle-ci étant toutefois conditionnée en partie au politiques de soutien public mises en œuvre dans cette région.

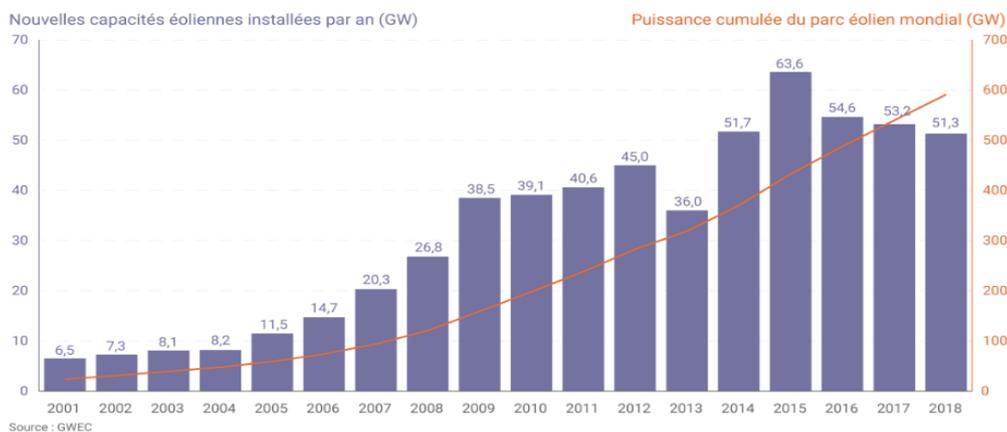


Figure I.2. Capacité éolienne installée dans le monde [3].

I.3.2. En Europe [3]

En Europe, près de 11,7 GW de nouvelles capacités éoliennes ont été installées en 2018 selon Wind Europe. C'est près d'un tiers de moins qu'en 2017 et « la plus mauvaise année » en matière de nouvelles capacités depuis 2011.

Parmi les 28 pays de l'Union européenne, les installations de nouvelles éoliennes ont atteint 10,1 GW en 2018, 75% de cette puissance cumulée étant répartie entre 4 pays : l'Allemagne (+ 3,4 GW), le Royaume-Uni (+ 1,9 GW dont deux tiers en offshore), la France (+ 1,6 GW) et la Suède (+ 0,7 GW). Précisons que la France a installé nettement plus d'éoliennes sur son territoire en 2018 (+ 649 éoliennes) que le Royaume-Uni (+ 485 éoliennes) mais avec une capacité unitaire moyenne bien moindre (2,4 MW par éolienne terrestre installée en France contre 5,9 MW par éolienne offshore dans les eaux britanniques).

Le ralentissement du développement de l'éolien en Europe en 2018 est en grande partie imputable à l'Allemagne dont les nouvelles capacités installées ont été divisées par 2 par rapport à 2017 (en raison de retards dans l'obtention de permis et de durées de construction plus longues pour des projets « citoyens » selon Wind Europe). À fin 2018, la puissance installée du parc éolien de l'UE à 28 s'élevait à 178,8 GW (dont près de 18 GW offshore), 58% de ces capacités étant situées dans 3 pays : l'Allemagne (59,3 GW), l'Espagne (23,5 GW) et le Royaume-Uni (21 GW).

Au total, le parc éolien de l'Union européenne aurait produit 362 TWh en 2018 (dont 309 TWh par des installations terrestres et 53 TWh par les parcs en mer) selon Wind Europe. Cette production équivaldrait à 14% de la consommation d'électricité dans l'Union européenne en 2018 (contre 12% en 2017). Au Danemark, Wind Europe indique que l'éolien a atteint un « taux de pénétration » record de 41% dans le mix électrique pour l'année 2018. En France métropolitaine, cette filière a compté pour 5,1% de la production nette d'électricité en 2018 selon les dernières données de RTE.

I.3.3. En Algérie

I.3.3.1. Gisement éolien en Algérie

Selon quelques évaluations, plus de cinq millions d'algériens ne sont pas raccordés au réseau d'électricité, alors que beaucoup de communautés rurales ont besoin d'eau potable et d'eau pour irrigation. Ces besoins ruraux représentent un marché potentiel pour des technologies d'énergie renouvelable.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de

préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37 % de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3 % de la production d'électricité en 2030. Actuellement, l'intérêt sur l'énergie éolienne en Algérie a connu une certaine croissance et de nombreuses études ont été réalisées sur le potentiel éolien depuis 1984 avec les travaux de Saïd et al. Suivis par les travaux de Bensaâd, 1985, Hammouche, 1990, Kasbadji Merzouk, 2000 et 2006, Youcef Ettoumi, 2002, et Chellali, 2011[12]

I.3.3.2. Carte des vents en Algérie

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Pour cela, il faut d'abord quantifier le gisement énergétique disponible par l'établissement de l'atlas éolien de la région. On peut citer quelques travaux effectués pour tracer l'Atlas du vent en Algérie. En 2000, la carte des vents a été tracée par Kasbadji-Marzouk en utilisant les données répertoriées en 1990 par Hammouch. En 2011, Chellali et al. ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 37 points de mesure à travers le pays [4].

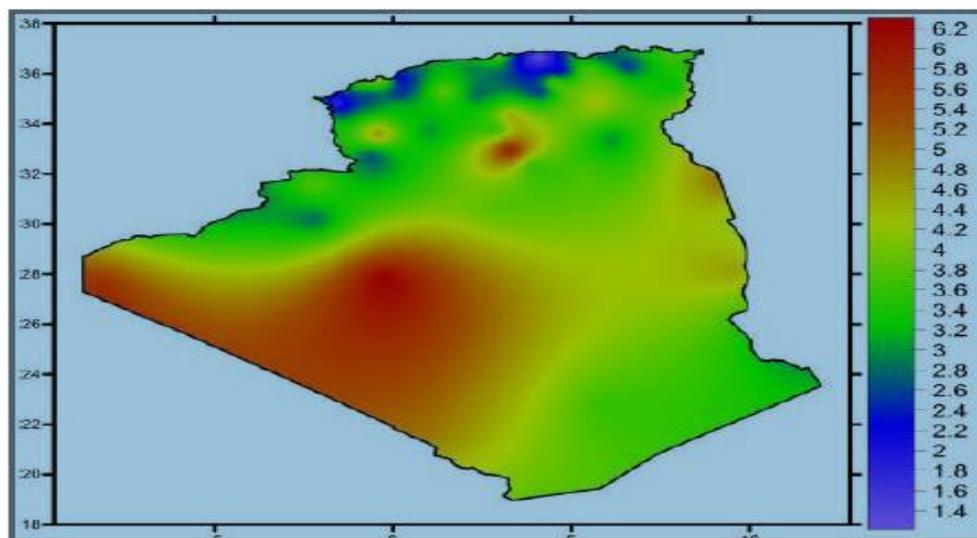


Figure I.3. Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s) [4]

Selon la cartographie représentée à la figure I.4, le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre, mais on peut dire que le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud du pays et particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse du vent est plus grande que 6 m/s [4].

I.3.3.3. Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie

La première éolienne qui a été installée en Algérie revient à la période de la colonisation française, en 1953 par « le Service de la Colonisation et de l'Hydraulique » relevant des militaires, qui contrôlaient les territoires du sud algérien. Actuellement, elle existe à l'intérieur de la station de l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) d'Adrar. Constitué d'un mat de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15 m. [4]



Figure I.4. Photo de la première éolienne installée en Algérie [4].

Jusqu'à maintenant, la puissance extraite à partir des énergies renouvelables installée en Algérie est insignifiante, au mois par rapport à ses voisins (le Maroc et la Tunisie). L'énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le programme est lancé à la fin de l'année 2011 et supposé générer 22 GW en 2030.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% (1,7 GW) de la production d'électricité en 2030. [4].

Il est clair donc que l'énergie éolienne constitue un second axe de développement des énergies renouvelables en Algérie, (après le solaire). Dans ce cadre, la wilaya d'Adrar a bénéficié, à la faveur d'un partenariat algéro-français, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune, localisée dans la zone de Kabertene (80 km au nord d'Adrar). Les éoliennes fournies par l'Espagnol Gamesa délivrent leurs 10 MW de puissance à la vitesse de 8 m/s du vent. Ces éoliennes sont connectées au réseau de transport. Par ailleurs, des études seront menées pour identifier les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2020. À cet effet, ce programme consiste en l'acquisition de 10 stations de mesure météorologique.



Figure I.5. Ferme éolienne à Adrar [4]

Globalement, l'objectif de la première phase de programme est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Ce taux devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitances nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle

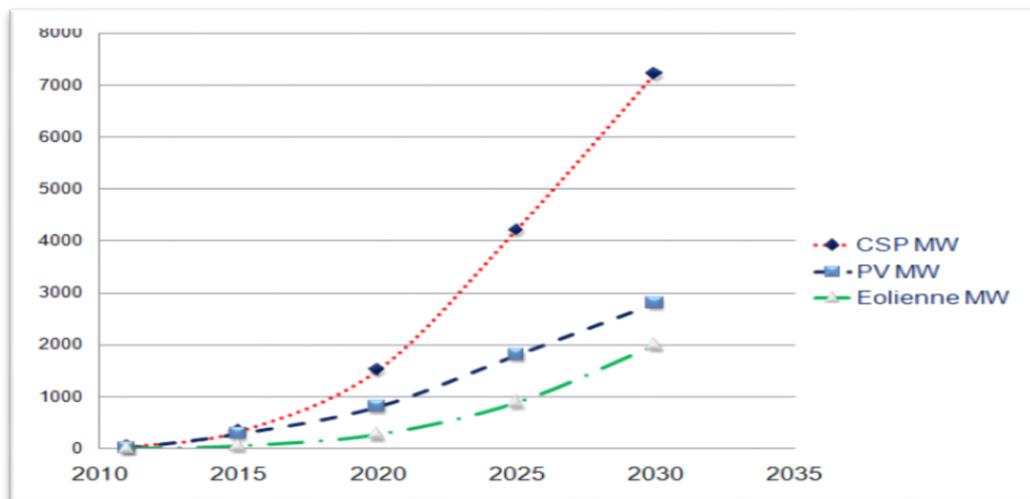


Figure I.6. Prévision de développement des énergies renouvelables en Algérie [4]

I.4. Constitution d'un système éolien

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

- Le mât : généralement en métal, supporte l'ensemble des équipements permettant de produire l'électricité (nacelle + rotor). Il est fixé sur une fondation implantée dans le sol, une lourde

semelle en béton qui assure l'ancrage et la stabilité de l'éolienne. Le mât des éoliennes atteint aujourd'hui 80 m de haut pour les plus puissantes (exceptionnellement jusqu'à 100 m).

Les éoliennes sont-elles si haut perchées c'est parce que le vent souffle plus fort à quelques dizaines de mètres de hauteur, où il n'est pas perturbé par l'effet des obstacles : relief, arbres, maisons... Et la puissance fournie par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

La tour doit être suffisamment solide pour supporter non seulement la nacelle Et le rotor, mais aussi les charges puissantes provoquées par le vent : d'une part la puissance exercée par le vent directement sur la tour, d'autre part la puissance transmise par le rotor [5].

- Le rotor : composé de plusieurs pales (en général 3) et du nez de l'éolienne. Les pales sont aujourd'hui faites de matériaux composites à la fois légers et assurant une rigidité et une résistance suffisantes : polyester renforcé de fibre de verre et/ou fibre de carbone. Leur longueur atteinte actuellement entre 30 et 55 mètres, soit un diamètre du rotor compris entre 60 et 110 mètres. La puissance d'une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par ses pales (un cercle), donc au carré de son diamètre rotor [5].

- La nacelle : montée au sommet du mât et abritant les composants mécaniques et pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Le transport de l'électricité produite dans la nacelle jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne [5].

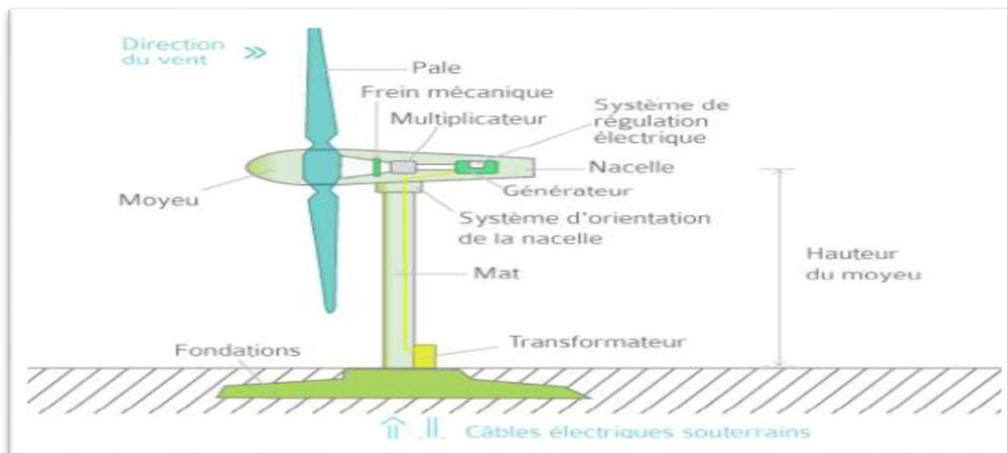


Figure I.7. Constitution d'une éolienne à axe horizontale [5]

I.5. Différents types d'éoliennes et leur utilisation

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : les éoliennes à axe vertical qui tendent à disparaître, les éoliennes lentes à axe horizontal utilisées surtout pour le pompage et les éoliennes rapides à axe horizontal plus particulièrement utilisées dans la production d'énergie électrique.

I.5.1. Eoliennes à axe vertical

Ils ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de Savonius et le rotor de Darrieux [6].

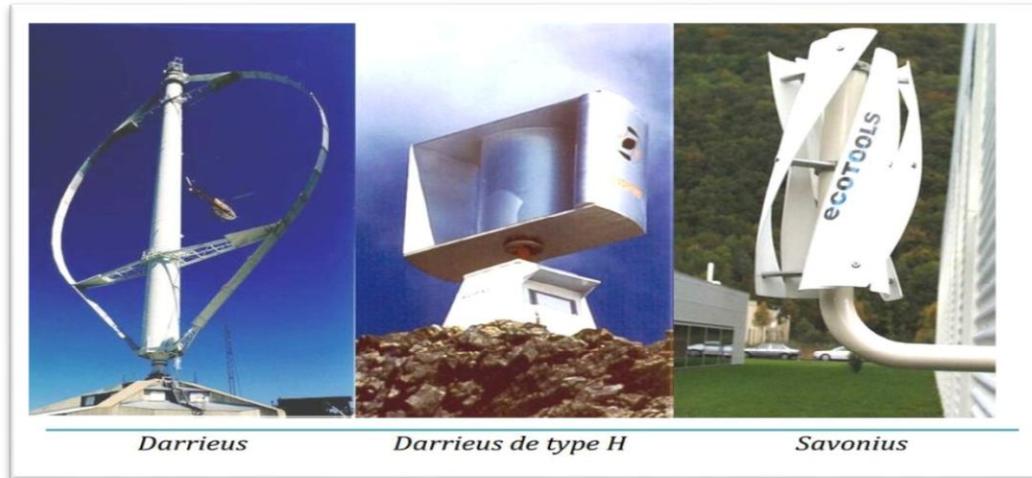


Figure I.8. Technologie éolienne à axe vertical [6]

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins répandue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit :

I.5.1.1. Avantages

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

I.5.1.2. Inconvénient

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.
- La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.
- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

I.5.2. Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont de loin les plus utilisées. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent des voilures à deux, trois ou plusieurs pales [7].

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 [8] 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 [9].

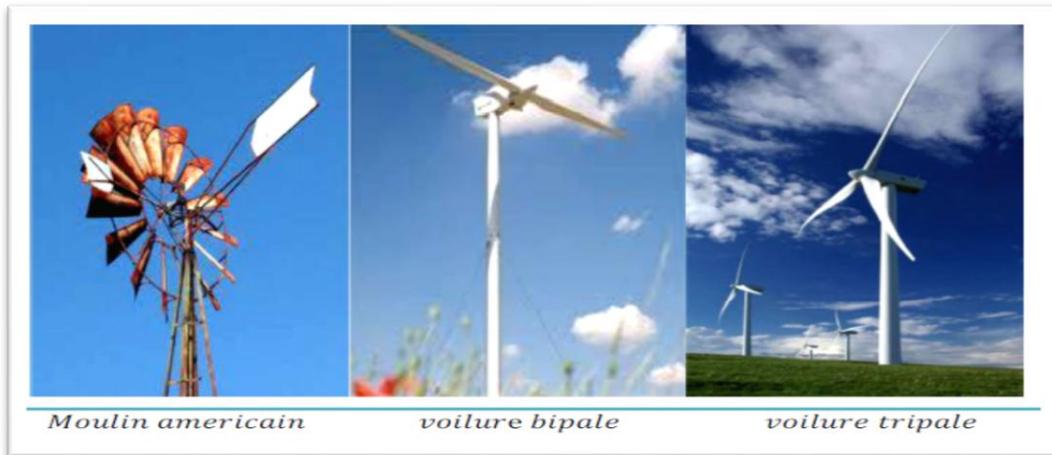


Figure I.9. Technologie éolienne à axe horizontale. [9]

I.5.2.1. Avantages

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

I.5.2.2. Inconvénient

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.

Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple.

I.5.3. Eoliennes lentes [10]

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 atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Ces éoliennes multi pales sont surtout adaptées aux vents de faible vitesse. Elles démarrent à vide pour des vents de l'ordre de 2 à 3 m/s et leurs couples de démarrage sont relativement forts. Cependant elles sont moins efficaces que les éoliennes rapides et sont surtout utilisées pour le pompage d'eau. La puissance maximale susceptible d'être obtenue par ce type de machine peut se calculer en fonction du diamètre par l'expression suivante [18] : $P = 0.15 * D^2 * V^3$ (I. 1)

La puissance étant exprimée en Watts, le diamètre (D) en mètre et la vitesse (V) du vent en m/s.

I.5.4. Eoliennes rapides [10]

Les éoliennes rapides ont un nombre de pales assez réduit, qui varie en général entre 2 et 4 pales. Elles sont les plus utilisées dans la production d'électricité en raison de leur efficacité, de leur poids (moins lourdes comparées à une éolienne lente de même puissance) et de leur rendement élevé. Elles présentent, par contre, l'inconvénient de démarrer difficilement. Leurs vitesses de rotation sont beaucoup plus élevées que pour les machines précédentes et sont d'autant plus grandes que le nombre de pales est faible. Le tableau 1 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Le tableau I.1 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau I.1. Classification des turbines éoliennes [10]

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivré
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 Kw
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW

En effet, les éoliennes ont différentes dimensions, et puisque l'air est une ressource diffuse, la tendance générale favorise les appareils de plus en plus gros. Les progrès en science des matériaux ont permis la fabrication de pales plus légères et plus solides ainsi que l'amélioration de la conception des tours et des fondations, ce qui permet la construction d'appareils de plus en plus imposants. En 1995, les éoliennes de 500 kW étaient la dernière nouveauté. Aujourd'hui, des appareils individuels de 4,5 MW (4 500 kW) sont en production

commerciale [11]. Dans ce qui suit, notre étude se portera spécialement sur les éoliennes rapides dont nous essayerons de donner une description globale du modèle. Formule pratique pour une éolienne rapide à axe horizontal, tenant compte d'un rendement moyen :

$$P = 0.15 * D^2 * V^3 \tag{I.2}$$

I.6. Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz) [12,13].

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la I.10 sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur V_1 et V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor soit :

$$\frac{V_1 + V_2}{2}.$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde est :

$$m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \tag{I.3}$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde est :

$$m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \tag{I.4}$$

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

$$P_m = m \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \tag{I.5}$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (I.4)

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

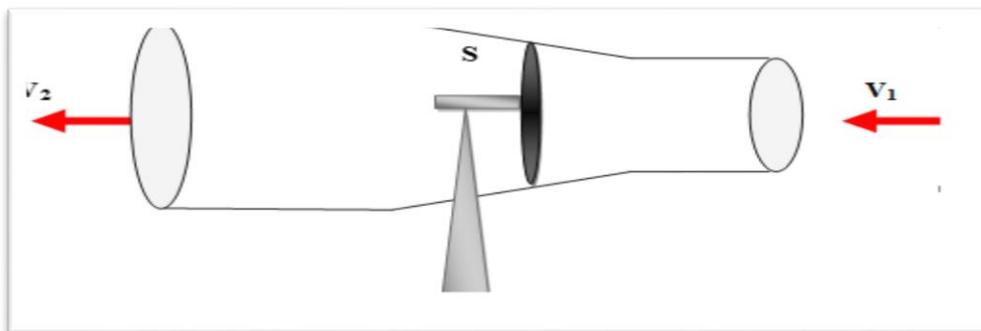


Figure.I.10. Tube de courant autour d'une éolienne. [12]

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 :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \tag{I.7}$$

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

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

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus Figure I.11, on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de $16/27$ soit $\approx 0,59$. 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 λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

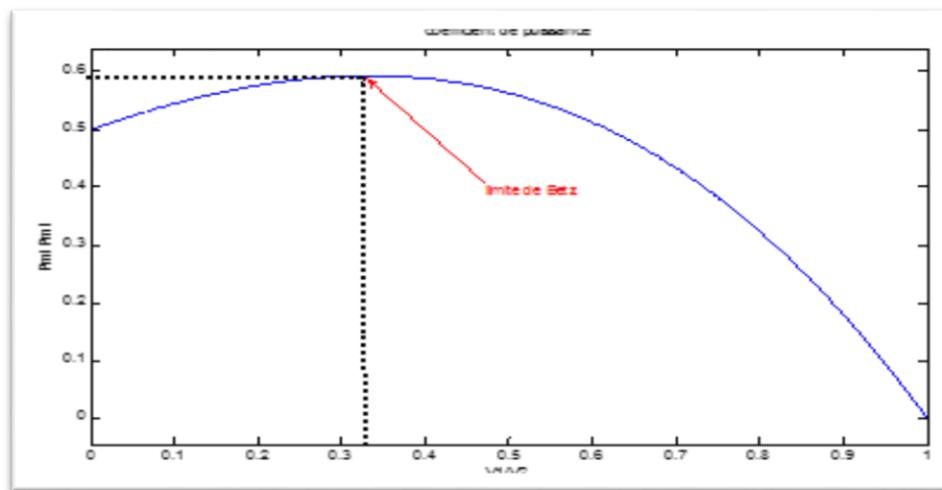


Figure I.11. Limite de Betz.

En combinant les équations (I.4), (I.7) et (I.8), la puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur et s'exprime comme suit :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^2 \tag{I.9}$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \quad (\text{I.10})$$

Appelée vitesse spécifique ou (Tip-speed-ratio).

Avec $\Omega_1 R$ vitesse linéaire au bout des pales.

I.7. Types de fonctionnement des éoliennes

I.7.1. Eolienne a vitesse constante (FIX)

Sont souvent munies d'un système d'orientation de pales permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écuriel) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance [14].

I.7.1.1 Avantages

- Système électrique simple
- Grand fiabilité
- Non nécessité de systèmes électrique de commande
- Moins cher

I.7.1.2. Inconvénients

- 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

I.7.2. Eoliennes a vitesse variable

Sont souvent moins coûteuse car le dispositif d'orientation des pales est simplifié. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites, la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique) [14].

I.7.2.1. Avantages [23]

- Une meilleure extraction de l'énergie du vent
- 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.

L'utilisation de convertisseurs de puissance « complexes » demeure son principal inconvénient

I.7.2.2. Variation de l'angle de calage d'une pale

Il utilise la variation de l'angle de calage des pales figure I.12. En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes : le démarrage à une vitesse du vent V_d plus faible l'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites $[V_d, V_n]$ en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport V_n/V_d de l'ordre de 4 à 5) ; la régulation par limitation de la puissance pour $V > V_n$

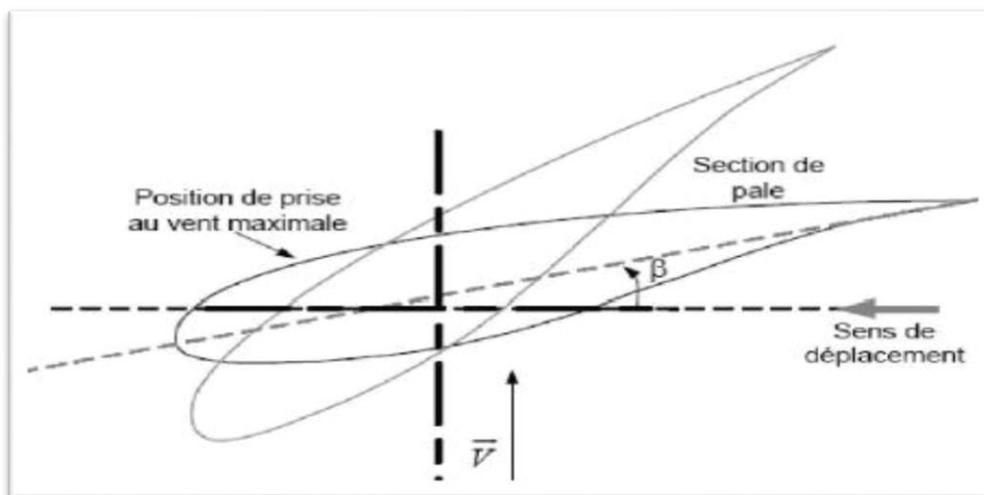


Figure I.12. Variation de l'angle de calage d'une pale

I.8. Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne

Le domaine le plus utilise des turbines éoliennes est aujourd'hui la production d'électricité. Pour cela, l'utilisation d'une machine électrique est nécessaire et indispensable. Les générateurs habituellement rencontrés dans les éoliennes sont présentés généralement dans la nacelle pour les éoliennes à axe horizontal. Différents types des machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne. Le choix de type de la machine utilisée pour chaque application, il dépend des facteurs techniques et économiques. Pour les petites puissances (< 20 kW), la simplicité et le coût réduit des générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) expliquent leur prédominance. Dans les applications de plus forte

puissance, jusqu'à 2 MW environ, le générateur asynchrone (GAS) est plus courant et économique [15].

I.8.1. Machines Asynchrones (MAS) [16]

L'utilisation de la machines Asynchrones est largement répandue dans le domaine de la production d'énergie renouvelable. Il existe trois types de Machine Asynchrone pouvant être couplés avec une éolienne : Machine Asynchrone à rotor bobine (MARB), Machines Asynchrones à double alimentation (MADA) et Machines Asynchrones à cage d'écureuil (MACE) [16].

I.8.1.1. Machines Asynchrones à cage d'écureuil (MACE)

La machine asynchrone à cage est la machine la plus utilisée dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne à cause de sa réversibilité, sa robustesse, son faible coût de construction vue l'absence du système de contact glissant qui ne nécessite que peu d'entretien et sa facilité de connexion au réseau. Ces caractéristiques ont permis la fabrication en grandes quantités et à très grande échelle de puissances de ce type de machines [17].

I.8.1.2. Machines Asynchrones à rotor bobiné (MARB)

Les machines asynchrones à rotor bobiné offrent un potentiel économique très attractif pour la variation de vitesse. Malgré un surcoût (construction plus complexe) par rapport à une machine à cage et la présence d'un système bagues-balais triphasé, elles permettent d'exploiter, des variateurs électroniques de puissance réduite [18].

I.8.1.3. Machines Asynchrones doublement alimenté (MADA)

Pour cette machine, le rotor est bobiné et comporte des enroulements triphasés couplés en étoile associés à des bagues collectrices qui permettent d'alimenter ses enroulements. Le stator est identique à celui d'une machine asynchrone à cage. On connecte toujours le stator au réseau mais ici, au lieu de court-circuiter les enroulements rotoriques, on les alimente en alternatif à fréquence variable à partir du réseau [15].

I.8.2. Machines synchrones (MS)

La machine synchrone est composée d'un rotor et d'un stator. Le rotor représente la partie mobile et le stator la partie fixe de la machine. Dans le fonctionnement en mode générateur, le stator comporte un ensemble de trois bobinages qui alimentent une charge externe, alors que le rotor produit le champ magnétique nécessaire au fonctionnement du générateur. Le champ magnétique du rotor est créé soit par des aimants permanents insérés sur la surface du rotor, soit par un courant continu qui circule dans un bobinage d'excitation solidaire du rotor (électroaimant). Suivant la composition du rotor on distingue deux types de

générateurs synchrones : le générateur synchrone à aimants permanents et le générateur synchrone à rotor bobiné [16].

I.8.2.1. Machines synchrones à rotor bobiné

La fréquence de la tension générée aux bornes du stator du GSRB est variable en fonction de la vitesse du rotor, Cette dernière, dépend de la vitesse du vent. La vitesse du vent est fluctuante et par conséquent la vitesse de rotation de l'éolienne n'est pas constante. Le champ tournant rotorique est créé par un enroulement alimenté en courant continu (roue polaire) au moyen d'un redresseur connecté au réseau [17]. Nous voyons que la connexion directe du, GSRB avec le réseau électrique est impossible. Pour cette raison, la connexion est faite à l'aide d'un système de conversion énergie comme celui de la Figure. I.13 [16].

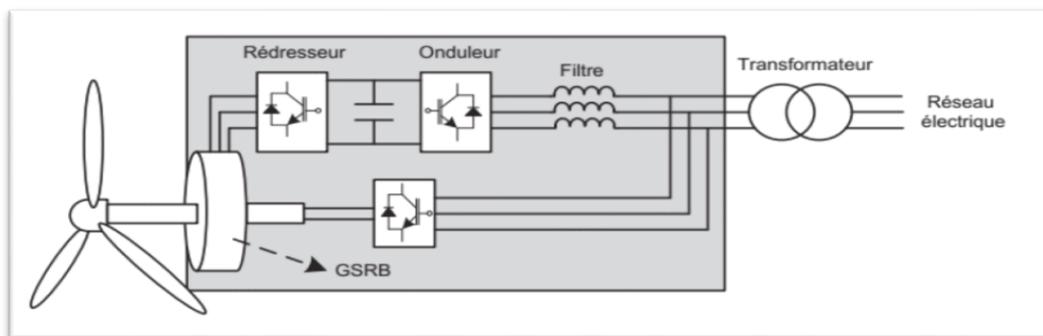


Figure I.13. Eolienne couplée au GSRB connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie. [16]

I.8.2.2. Machines synchrones à aimant permanent

La fréquence de la tension produite par le GSAP dépend de sa vitesse de rotation comme dans le cas précédent. Il ne peut donc ne pas être connecté directement au réseau électrique. Ce type de générateur utilise un aimant permanent à rotor multi-pôles, ce qui donne l'avantage d'avoir un grand couple massique. Donc la machine ne consomme pas d'énergie réactive dans le rotor, comme celui de la (Figure. I.14). [16]

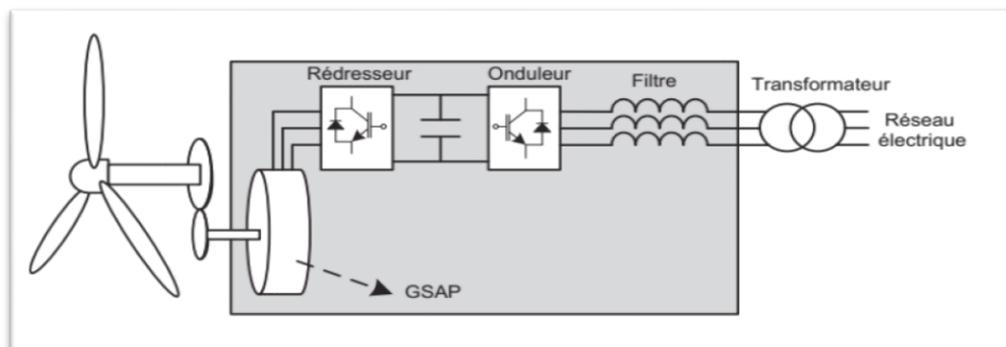


Figure I.14. Eolienne couplée au GSAP connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie [16].

Il existe plusieurs types de ces machines destinées aux applications éoliennes comme : les générateurs à flux radiales, et à flux axial.

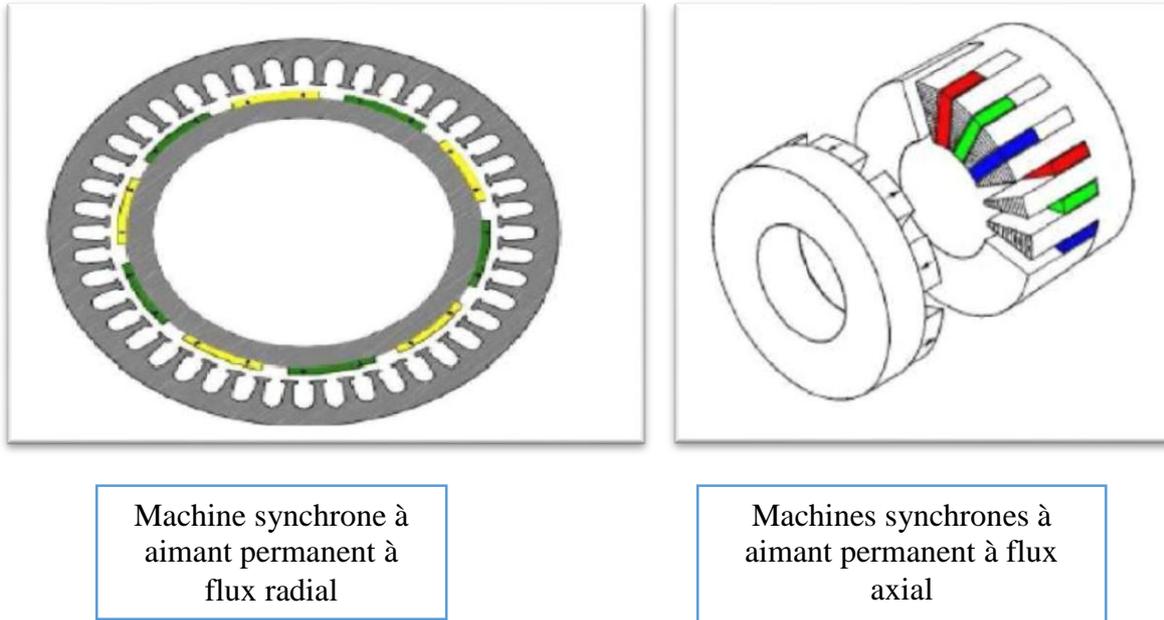


Figure I.15. Les machines synchrones à aimant permanent à flux radiales et à flux axial [19].

I.8.3. Les avantages et les inconvénients

La machine synchrone à aimants permanents possède plusieurs avantages et inconvénients par rapport aux autres machines à courant continu, asynchrone, synchrone à excitation électrique [20].

I.8.3.1. Les avantages

On cite les avantages suivants :

- Rendement et facteur de puissance élevés.
- Puissance massique importante.
- Une capacité à fonctionner à haute, voire très haute vitesse.
- Augmentation de la fiabilité.
- Absence des contacts glissants.

I.8.3.2. Les inconvénients

Comme inconvénients on indique :

- Ondulation de couple, coût élevé des aimants, technologie coûteuse, survitesse pénalisante.
- Risque de désaimantation (irréversible) : limite de température maximale.
- Interaction magnétique due au changement de structure.
- Pertes par courants de Foucault dans les aimants.

I.9. Les réseaux électriques insulaires et la production éolienne

I.9.1. Définition

La production éolienne et les réseaux insulaires comptent un grand nombre de spécificités par rapport à la production conventionnelle et les réseaux continentaux respectivement. Une connaissance approfondie de leurs caractéristiques est nécessaire afin d'analyser par la suite l'interaction des deux ensembles.

I.9.2. Principales caractéristique des réseaux insulaires [21]

La principale caractéristique des réseaux insulaires est sa taille, très limitée. Nous pouvons distinguer deux types de réseaux insulaires :

- Les « petits » systèmes isolés, devant produire sur place l'ensemble de l'électricité qu'ils consomment comme ceux de la Nouvelle Calédonie, La Guadeloupe, Madère, etc. ;
- Les systèmes autonomes disposant d'une interconnexion synchrone limitée comme celui de la Corse (interconnexion en courant alternatif Sardaigne-Corse).

Par opposition aux réseaux interconnectés, les réseaux insulaires se caractérisent par :

- Une faible puissance de court-circuit : les niveaux de tension utilisés pour le transport dans la plupart des réseaux insulaires sont plus faibles par rapport à ceux des réseaux interconnectés. En plus, ces réseaux comptent un faible nombre de groupes fonctionnant en parallèle et une faible puissance unitaire. Tout cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit faibles ;
- Une grande sensibilité aux variations de la production : le rapport entre l'inertie du groupe le plus puissant avec celle de la totalité du réseau est grand. C'est pourquoi, dans un réseau insulaire le choix d'utiliser une puissance unitaire plus ou moins importante conduira à fixer une réserve primaire plus importante par rapport à la puissance produite à un instant donné ou dégrader la qualité, en terme de probabilité de délestage de charge.
- Une limitation de la capacité de nouveaux moyens de production : cet intitulé est lié au précédent. En effet, la puissance maximale des groupes de production dans les réseaux insulaires est limitée d'après des mécanismes technico économiques, ce qui conduit à un coût d'installation par kilowatt plus grand.

Les deux dernières caractéristiques présentées ci-dessus, conduisent à que l'incident dimensionnant pour définir la réserve primaire de puissance ou énergie réglante d'un réseau insulaire soit considérable en pourcentage par rapport à la puissance totale produite dans le réseau à un instant donné. Cela est contraire à ce qui se passe dans un réseau interconnecté, dans lequel la réserve primaire a des valeurs très faibles par rapport à la puissance totale produite dans le réseau. De plus, les probabilités de l'occurrence du défaut dimensionnant au niveau d'un réseau insulaire sont très élevées par rapport à celles d'un réseau interconnecté.

Afin de disposer d'une certaine quantité de réserve primaire, les groupes de production doivent fonctionner à des valeurs de puissance inférieures à la puissance nominale en réduisant ainsi l'efficacité du processus de transformation de l'énergie (le point de fonctionnement optimal étant proche de la puissance nominale). Nous soulignons que ces marges de réserve dans les réseaux insulaires sont importantes en proportion. Ceci occasionne des coûts de réserve primaire très importants et a une incidence importante sur le prix de revient de l'énergie électrique dans ce type de réseau. Il est donc nécessaire, dans la mesure du possible, de réduire au maximum ces marges de réserve, en conservant autant que possible la fiabilité du réseau. En conséquence, dans les réseaux insulaires, la marge de réserve par rapport aux défauts va être très faible, voire nulle. Il est donc courant de s'appuyer sur le délestage de charge comme un moyen permettant de retrouver l'équilibre production consommation lors d'un incident grave dans le réseau. On peut trouver dans ces types de réseau des procédures que l'on ne retrouve pas dans un réseau interconnecté, telle qu'une modification mensuelle de l'ordre de délestage (délestage tournant) cherchant à éviter que cette mesure ne touche toujours les mêmes clients.

En plus de ces inconvénients qui rendent plus difficile de faire face aux incidents du système, les réseaux insulaires sont dépourvus de certains avantages que l'on trouve sur les systèmes interconnectés :

- La possibilité d'employer des centrales de production plus grandes et moins chères ;
- Le foisonnement de la charge due à une demande différente des multiples régions ou systèmes pendant le jour. Cela permet de prévoir la consommation électrique avec une plus grande fiabilité et ainsi de mieux programmer les moyens de production.

I.9.3. La gestion des réseaux insulaires

Nous avons observé dans les paragraphes précédents que les réseaux insulaires ont plusieurs particularités par rapport aux réseaux interconnectés. En conséquence, la gestion de ce type de réseau est différente.

Le gestionnaire du réseau doit assurer une bonne qualité du produit « électricité » en veillant à ce que les éléments composant le système fonctionnent dans les limites pour lesquelles ils ont été conçus. Il doit également assurer une continuité du service, même dans les périodes critiques, tout en conservant un équilibre entre les marges de sécurité et les coûts d'exploitation.

Cette dernière contrainte est très importante au niveau des réseaux insulaires où le gestionnaire du réseau est obligé d'avoir des marges de sécurité plus petites que dans les réseaux interconnectés, afin de pouvoir atteindre une viabilité économique à des prix acceptables.

Les grandeurs des éléments connectés au réseau qu'il faut particulièrement surveiller sont les efforts mécaniques dans les machines, la tension, le courant et la fréquence. Le maintien de ces grandeurs à l'intérieur de certaines limites permettra un bon fonctionnement du réseau et de l'ensemble de ses équipements. Ceci s'obtient en grande partie avec le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive échangées dans le réseau. [22]

I.9.3.1. Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active

Le contrôle de la puissance active produite par les groupes de production est lié au réglage de la fréquence du réseau. Cette fréquence doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau.

La Figure I.16 présente le principe du contrôle de la puissance active au niveau d'une turbine classique. La puissance fournie par la turbine se présente sous la forme du couple mécanique produit en sortie de la turbine et de sa vitesse de rotation, liée à la fréquence des grandeurs électriques du réseau. La puissance demandée par le réseau se présente sous la forme du couple électromagnétique au niveau du générateur et de la vitesse de rotation de ce générateur liée également à la fréquence du réseau. [22].

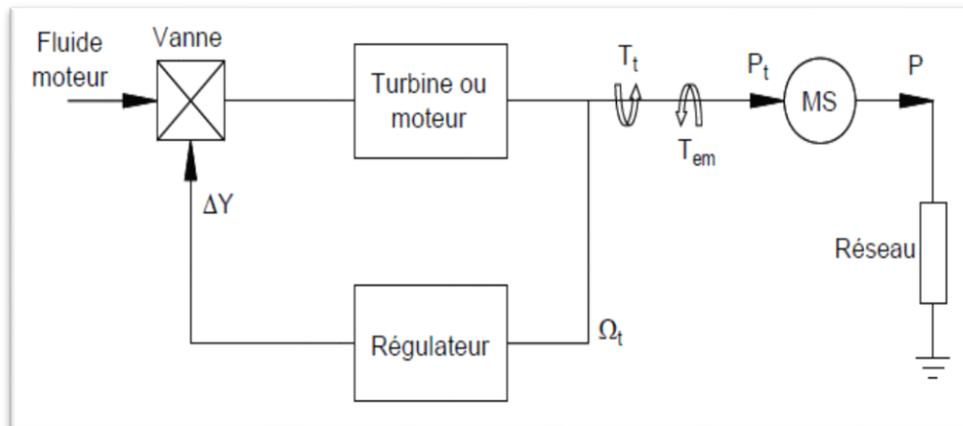


Figure I.16. Principe du contrôle de la puissance mécanique [22]

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique et toute variation de la production est observée comme une variation du couple mécanique. Pour conserver l'équilibre et ainsi une fréquence constante dans le réseau, la production doit s'adapter à tout moment aux variations de la consommation. Si la consommation excède la production, le système est en déséquilibre, la vitesse des machines et, par voie de conséquence, la fréquence du réseau baisse. A contrario, si c'est l'offre qui est supérieure à la demande, le système voit les groupes accélérer et la fréquence augmenter. On observe cela plus clairement dans l'équation (I.11)

$$\sum_{i=1}^n j_i * \frac{d\Omega_t}{dt} = T_a = T_t - T_e \tag{I.11}$$

Où :

J_i : Inertie de chaque groupe de production

T_a : Couple d'accélération

T_t : Couple mécanique de la turbine ou moteur

T_e : Couple électromagnétique

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine ou moteur

ΔY : Variation de la position de la vanne

I.9.3.2. Réglage de la tension et contrôle de la puissance réactive

De même que pour la puissance active, le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Les objectifs du contrôle de puissance réactive dans le réseau sont les suivants :

- Conserver à tout moment la tension de tous les points du réseau à l'intérieur des plages contractuelles ;
- Réduire les pertes globales du réseau ;
- Maximiser les capacités de transport de la puissance active dans les lignes ;
- Conserver des marges de stabilité élevées.

Soulignons que l'exploitant cherche à maintenir le plan de tension le plus élevé possible (dans la limite des contraintes techniques) pour des raisons économiques (diminution des pertes) et de sécurité (stabilité des groupes de production et tenue dynamique de la tension).

Le problème du maintien du plan de tension est un des principaux objectifs du contrôle de la puissance réactive. En effet, le transport de la puissance électrique, depuis les sources de production jusqu'au consommateur final, conduit à des variations de tension. Ces variations dépendent de la puissance active et réactive échangées avec les charges et de la topologie des lignes de transport ou de distribution. Compte tenu de la taille réduite d'un réseau insulaire, l'équation (I.12) permet de calculer approximativement la variation de tension entre les deux extrémités d'une ligne. [21]

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (\text{I.12})$$

Où : ΔV : Variation de la tension simple entre le noeud injecteur et récepteur

V : Tension simple du noeud récepteur

R : Résistance de la ligne

X : Réactance de la ligne

P : Puissance active traversant la ligne

Q : Puissance réactive traversant la ligne

I.10. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre quelques généralités sur les systèmes éoliens où on a donné un bref historique sur l'utilisation de l'énergie éolienne, la représentation d'une éolienne et son énergie de production, les différents types d'éolienne et leurs principales composantes, les avantages et les inconvénients de l'énergie éolienne, la rentabilité d'une énergie éolienne, les différentes génératrices et convertisseurs utilisés dans les systèmes éoliens. La suite de ce travail est principalement consacrée à la modélisation de la chaîne de conversion éolienne.

Chapitre II

Modélisation de la turbine éolienne

II.1 Introduction

Le but de ce chapitre est d'établir un modèle mathématique qui va traduire le comportement d'une turbine éolienne soumise à un profil de vent bien donné.

Dans la réalité la turbine éolienne est un système très complexe, sa construction de nos jours relève d'un vrai défi technologique.

Pour traduire le comportement mathématique de ces turbines, des études en souffleries nous permettent d'évaluer la puissance éolienne exacte captée par la turbine et celle transmise à travers l'arbre rapide à la génératrice.

Les entraînements à vitesse variable, basés sur une machine synchrone à aimants permanents nous permettent de se défaire du multiplicateur et de la boîte à vitesse (entraînements à attaque direct).

Le modèle qui sera proposé dans ce chapitre est celui d'une turbine de 5 MW du constructeur espagnol AREVA.

II.2 Structure générale de la chaîne de conversion étudiée

Le système de conversion de l'énergie éolienne étudié est représenté sur la figure II.1.

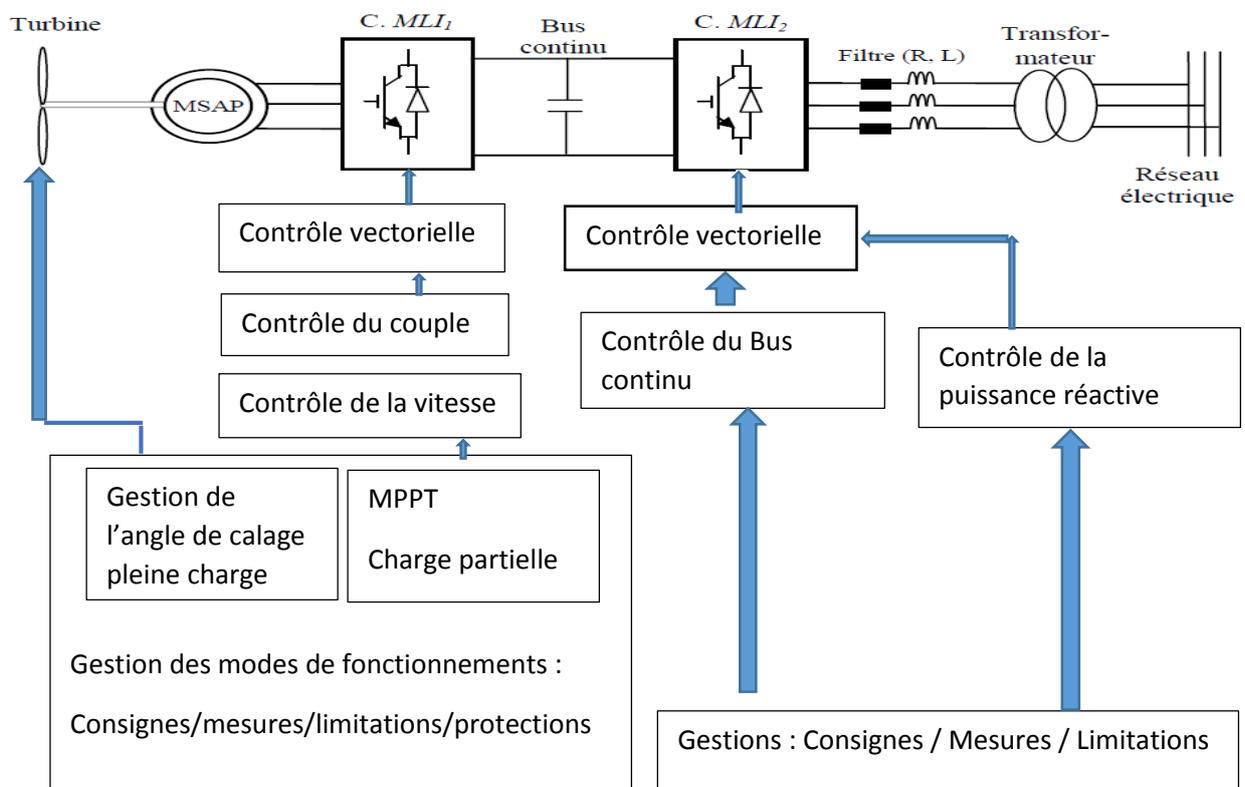


Figure II.1. Système de conversion de l'énergie éolienne étudié. [23]

Cette structure comprend, outre la génératrice synchrone à aimants permanents, un redresseur MLI1, un bus continu, un onduleur MLI2, une liaison au réseau via un filtre. Dans la structure de commande, le contrôle de la génératrice en couple est assuré par le redresseur MLI1 et l'onduleur à MLI2 permet de contrôler la tension du bus continu, la puissance réactive, et de synchroniser l'ensemble au réseau, [23,24,25].

Cette structure nous offre une possibilité de découplage du fonctionnement de la génératrice et la gestion de l'injection de puissance dans le réseau électrique. On peut donc opérer l'ensemble en deux parties. Une partie englobe la turbine et la génératrice commandée par le convertisseur côté génératrice (CCG), l'autre partie concerne la connexion au réseau électrique à travers l'onduleur MLI2 jouant le rôle du convertisseur côté réseau (CCR), [23,25]. Cette étude différenciée par commodité sera détaillée dans la suite de notre travail

II.3. Turbine

La turbine retenue comprend trois pales profilées orientables de longueur R . Elles sont fixées à travers un moyeu sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{tr} . Cet arbre entraîne une génératrice synchrone à grand nombre de pôle dans notre cas, Figure (II.2).

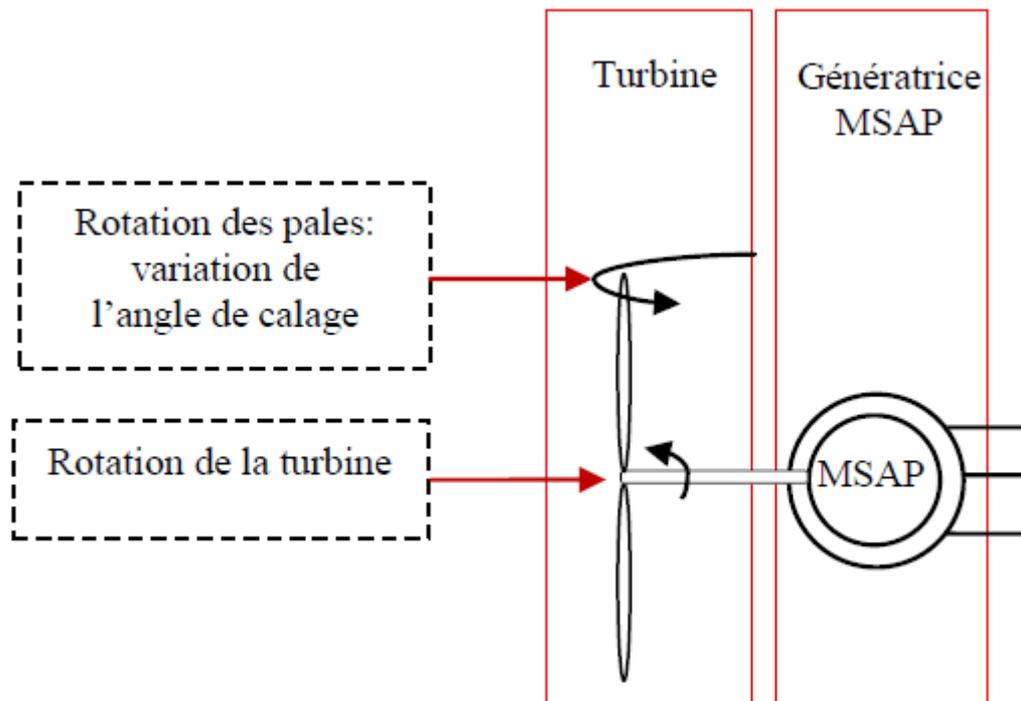


Figure II.2. Turbine [25]

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- Le même moment d'inertie J_{pales}

Ces pales sont orientables et chacune d'elles reçoit une force F_1 , F_2 , F_3 qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée.

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

- Son moment d'inertie J_a

Le rotor de la génératrice possède :

- Un moment d'inertie J_g

Le rotor transmet un couple entraînant C_{tr} à la génératrice électrique et tourne à la vitesse notée Ω_{tr} . Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($F_1 = F_2 = F_3$) alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique dont on peut simplifier la modélisation. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses, [26].

La transmission mécanique entre la turbine et la génératrice peut être modélisée par le système d'équations (II.1). L'absence de multiplicateur de vitesse se justifie par la machine synchrone à aimants permanents retenue qui possède un grand nombre de paires de pôles ($p=75$) [36].

$$\begin{cases} C_{tr} - C_{em} - f_v \cdot \Omega_g = J_t \frac{d\Omega_t}{dt} \\ \Omega_{tr} = \Omega_g \\ J_t = J_{pales} + J_g + J_{arbre} \end{cases} \quad (II. 1)$$

Avec :

f_v : Coefficient de frottements visqueux

II.3.1 Puissance aérodynamique

La puissance aérodynamique P_{tr} extraite par la turbine en fonction du facteur de C_p puissance est donnée par :

$$P_{tr} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_{vent}^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (II. 2)$$

Le paramètre C_p est sans dimension, il exprime la capacité de l'éolienne à extraire l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'aérogénérateur est une fonction de la vitesse spécifique λ et de calage β et est appelé coefficient de puissance.

On définit la vitesse spécifique λ appelé également le ratio de la vitesse de bout de pale (tip-speed-ratio) comme étant le rapport de la vitesse tangentielle périphérique ($\Omega_{tr} \cdot R$) sur la vitesse instantané du vent V_{vent} [27,28,29].

$$\lambda = \frac{\Omega_{tr} \cdot R}{V_{vent}} \quad (II. 3)$$

Avec :

R : Le rayon de l'aire balayé par les pâles

Ω_{tr} : La vitesse de rotation de la turbine.

II.3.2. Coefficient de puissance aérodynamique

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ exprime l'efficacité de la turbine dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Il dépend du nombre de pales du rotor et de leur profil aérodynamique (profils des sections variables sur la longueur). Celui-ci tient compte de la puissance nominale souhaitée, du type de régulation (pitch ou stall) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) de l'aérogénérateur, [28,29].

Le coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ peut être obtenu par des essais en soufflerie. Il se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β . La valeur maximale théorique du coefficient de puissance C_{pmax} est donnée par la limite de Betz [30] :

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} \approx 0.5926 \quad (\text{II. 4})$$

On peut trouver dans la littérature des équations empiriques et non linéaires du coefficient de puissance qui modélisent sa variation par rapport à la vitesse spécifique et l'angle de calage des pâles, [23,31]. La formule utilisée dans cette étude est la suivante, [23] :

$$\left\{ \begin{array}{l} C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{162}{A} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{A}} \\ A = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.002\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \end{array} \right. \quad (\text{II. 5})$$

II.3.3 Couple aérodynamique

La variation instantanée de l'énergie cinétique du vent capturée par l'aéroturbine se transforme en puissance mécanique P_{tr} qui développe un couple moteur C_{tr} faisant ainsi tourner le rotor à une vitesse Ω_{tr}

$$P_{tr} = C_{tr} \cdot \Omega_{tr} \quad (\text{II. 6})$$

Ou autrement

$$C_{tr} = \frac{P_{tr}}{\Omega_{tr}} \quad (\text{II. 7})$$

En substituant l'expression (II.2) de P_{tr} dans (II.7) et en tenant compte de (II.3), l'expression du couple aérodynamique peut être présentée sous la forme :

$$C_{tr} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V_{vent}^2 \cdot C_q(\lambda, \beta) \quad (\text{II. 8})$$

Avec :

$$C_q(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (\text{II. 9})$$

Avec :

$C_q(\lambda, \beta)$: Le coefficient du couple aérodynamique

II.3.4 Modèle de la turbine

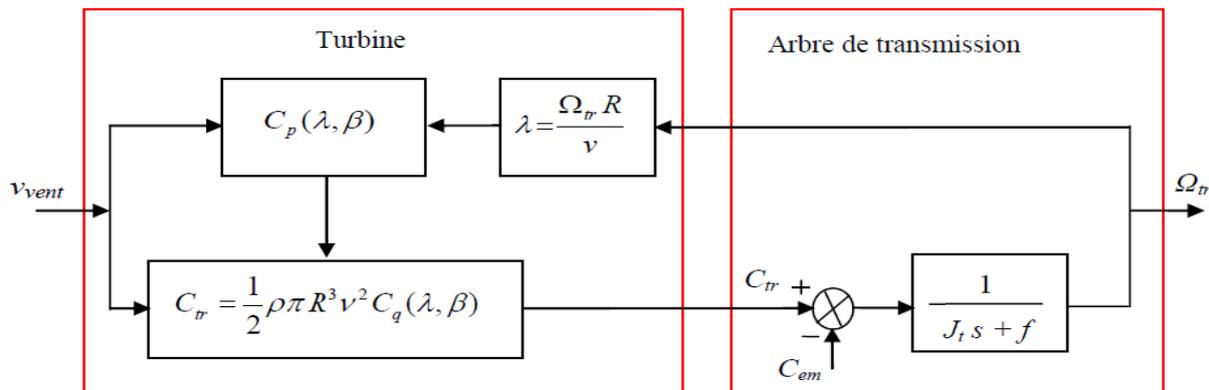


Figure II.3. Schéma bloc du modèle de la turbine. [24].

II.3.5 Contrôle de la turbine

La figure (II.4) représente la caractéristique de la turbine éolienne, qui est la puissance extraite par la turbine du vent en fonction de la variation de vitesse de vent.

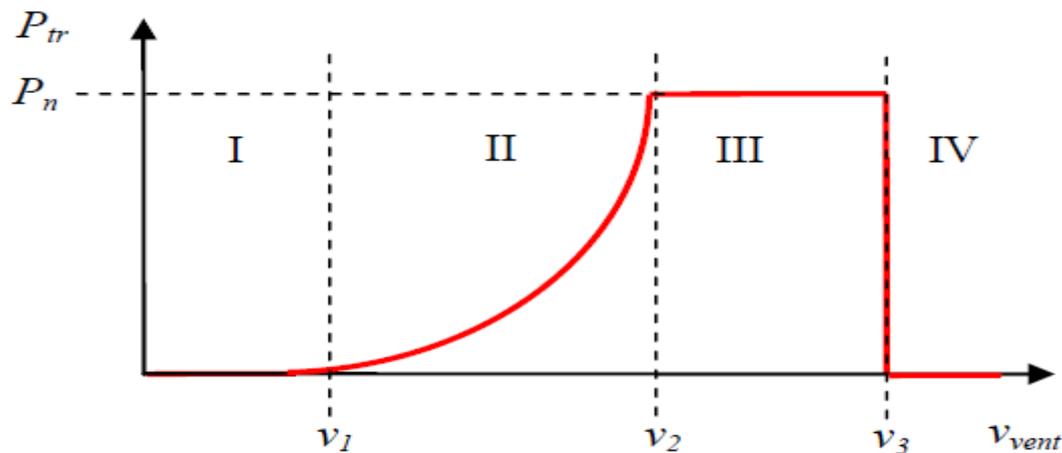


Figure II.4. Zones de fonctionnement d'une éolienne. [24]

Zone I : $v < v_1$:

La vitesse du vent est trop faible, la turbine peut tourner mais l'énergie captée est trop faible.

Zone II : $v_1 < v < v_2$:

Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite (appelées généralement MPPT). Cette zone correspond au fonctionnement dit « à charge partielle (CP) ».

Zone III : $v_2 < v < v_3$:

La puissance incidente devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de P_n . Cette zone correspond au fonctionnement dit « à pleine charge (PC) ».

Zone IV : $v > v_3$:

La vitesse du vent devient trop forte pour les capacités opérationnelles de l'installation. La turbine est donc arrêtée et la puissance extraite est nulle.

Les considérations de base seront les suivantes :

v_1 : vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, v_1 varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

v_2 : vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, v_2 varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.

v_3 : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, v_3 vaut 25m/s.

Dans la suite nous allons travailler à l'élaboration de lois de commande dans la zone à charge partielle (CP), et de la zone à pleine charge (PC).

II.3.6 Contrôle en charge partielle

Dans la région de fonctionnement à charge partielle (zone II) d'une éolienne à vitesse variable, la commande a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent. Comme cité précédemment, le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ est une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β . Cette fonction possède un seul maximum $C_{popt}(\lambda_{opt}, \beta=0)$, le rotor peut fournir une puissance aérodynamique maximale uniquement pour le C_{popt} , comme on peut le constater sur la figure suivante :

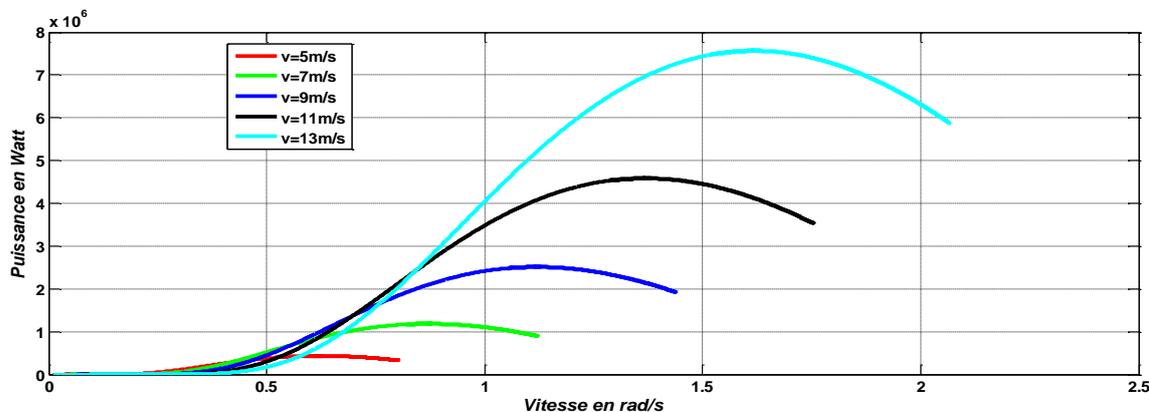


Figure II.5. Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa Vitesse de rotation (à $\beta_{opt} = 0$).

Pour extraire cette puissance (P_{opt}), la vitesse la génératrice doit être asservie à sa valeur, optimale, cette valeur est donnée par l'équation suivante :

$$\Omega_{tr-opt} = \frac{\lambda_{opt} V_{vent}}{R} \tag{II. 10}$$

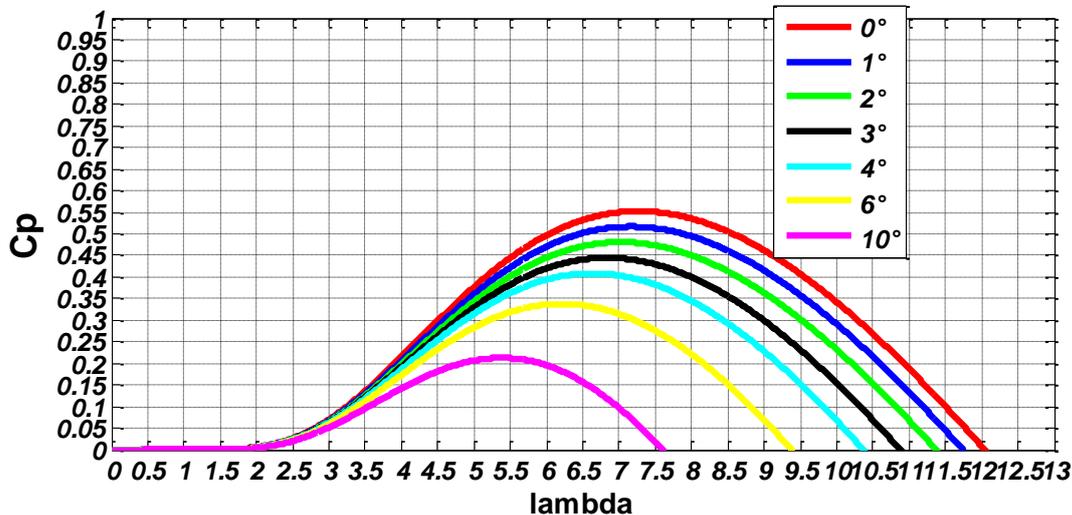


Figure II.6. Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimale (0°)

De la Figure II.6, on déduit le coefficient de puissance optimal ainsi que la vitesse spécifique optimale

$$C_{p_opt} = 0.53$$

$$\lambda_{Cp_opt} = 7.2$$

II.4. La régulation

Les régulateurs les plus utilisés dans le domaine des réglages industriel sont les régulateurs classiques de type PI ou PID, pour assurer une meilleure précision, et un bon temps de réponse [32].

Un régulateur PI remplit essentiellement deux fonctions [32] :

- Il fournit un signal de commande $U(t)$ en tenant compte de l'évolution du signal de sortie $Y(t)$ par rapport à la consigne $W(t)$.
- Il élimine l'erreur statique grâce au terme intégrateur.

La relation entre la sortie de régulateur et le signale de l'écart $e(t)$ est donné :

$$U(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt \tag{II. 11}$$

C'est-à-dire

$$\frac{U(t)}{e(t)} = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{II. 12}$$

Où :

K_p : Gain proportionnel

K_i : Gain intégral

A partir de l'équation (II.12) le régulateur PI est représenté comme suit :

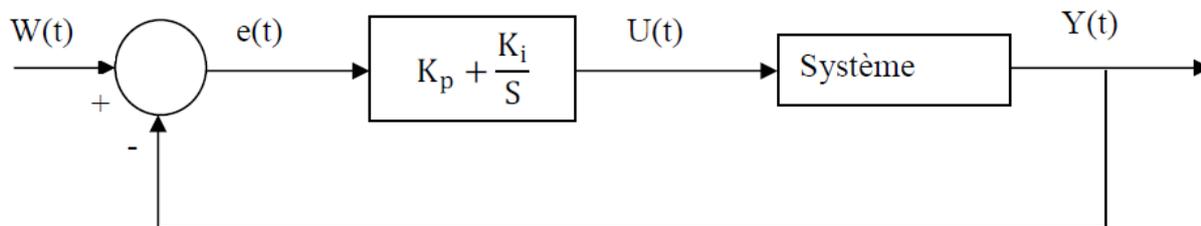


Figure II.7. Schéma fonctionnel d'un système réglé par un régulateur PI. [32]

Le rôle des régulateurs est de maintenir une grandeur de sortie égale à la grandeur de référence imposée [24].

II.4.1. Régulateur de vitesse

L'une des méthodes pour extraire le maximum de puissance de la tribune consiste à imposer un couple optimal sur la génératrice, [28]. La boucle de synthèse du régulateur (PI) est donnée par le schéma ci-dessous :

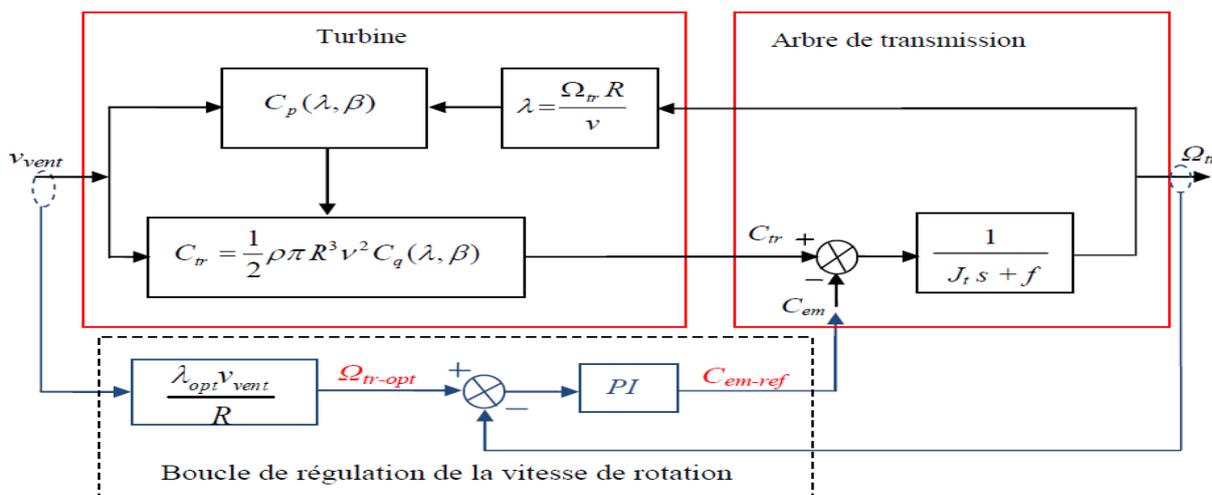


Figure II.8. Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation. [24].

Selon l'équation fondamentale de la dynamique (équation (II.1)), permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut réguler cette vitesse en utilisant un asservissement adéquat. Il faut pouvoir générer un couple électromagnétique de référence comme cela est le cas à travers la boucle de régulation de la vitesse de rotation représenté à la figure (II.8).

Les paramètres K_i et K_p des régulateurs des grandeurs citées en bas sont calculés de la même manière, comme suit :

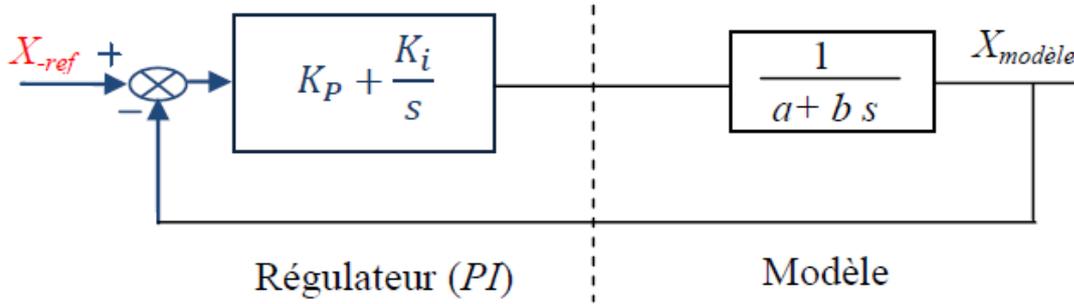


Figure II.9. Schéma bloc du correcteur PI [24].

Où :

* K_p est le coefficient proportionnel et K_i le coefficient intégral du correcteur. Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée.

* a et b sont des paramètres du modèle.

La fonction de transfert du système en boucle fermée Figure (II.9) est du second ordre avec une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ .

$$B(s)_f = \frac{\left(\frac{K_p}{K_i}s + 1\right)}{\frac{b}{K_i}s^2 + \left(\frac{a + K_p}{K_i}\right)s + 1} \tag{II.13}$$

$$B(s)_f = \frac{1}{\frac{1}{\omega_n^2}s^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_n}\right)s + 1} \tag{II.14}$$

En supposant $K_i \gg K_p$, les expressions des paramètres des régulateurs obtenus par identification sont données par (II.15)

$$\begin{cases} K_{p-\Omega} = b \cdot \omega_n^2 \\ K_{i-\Omega} = 2 \cdot \xi \cdot b \cdot \omega_n - f \\ \omega_{n-\Omega} = 1/\tau_{n-\Omega} \end{cases} \tag{II.15}$$

$$a=f, b=j$$

$$\begin{cases} K_p = b \cdot \omega_n^2 \\ K_i = 2 \cdot \xi \cdot b \cdot \omega_n - a \\ \omega_{n-\Omega} = 1/\tau_{n-\Omega} \end{cases} \tag{II.16}$$

Avec :

τ_n Constante du temps de la boucle de régulation.

ξ Coefficient d'amortissement.

$\tau_{n-\Omega}$ Constante du temps de la boucle de régulation. $\tau_{n-\Omega}=0.9s$

II.4.2. Contrôle en charge pleine

Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale (Zone III), la puissance que la turbine peut extraire du vent est supérieure à la valeur nominale de la génératrice, cette puissance peut être limitée par l'angle de calage des pales de la turbine, cette commande est connue sous le nom de « Pitch control ».

II.4.2.1 Régulateur de l'angle de calage

Le calcul des différentes boucles de régulation pour l'asservissement de l'angle de calage est une tâche complexe qui dépend de plusieurs paramètres [33,34]. Dans ce travail, on se limite à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage à partir des boucles de régulation déjà développées par d'autres auteurs [30,35].



Figure II.10. Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge). [24]

Les paramètres du régulateur de l'angle de calage des pales sont donnés par l'expression (II.17).

$$\begin{cases} k_{i-\beta} = -5.6.10^{-7} \\ k_{p-\beta} = -3.7333.10^{-5} \\ \tau = 0.7 s \end{cases} \quad (II.17)$$

II.5 Simulation et résultats

- Avec asservissement

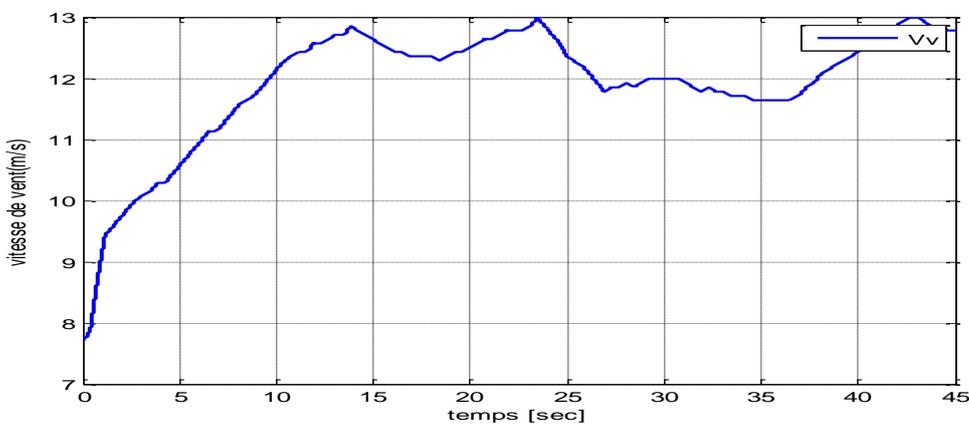


Figure II.11. Vitesse du vent

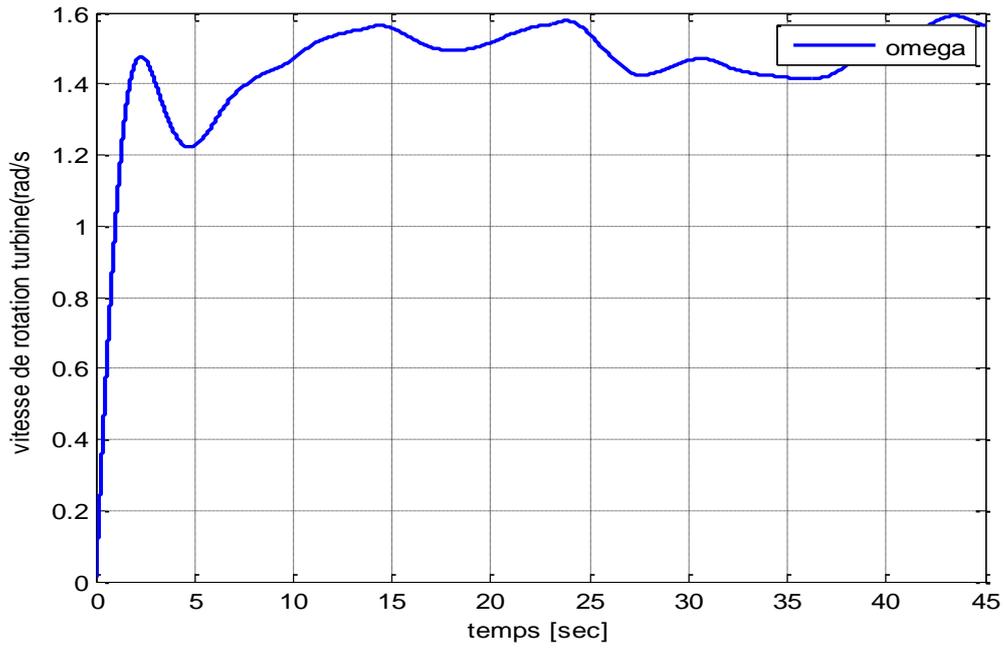


Figure II.12. Vitesse de rotation de génératrice.

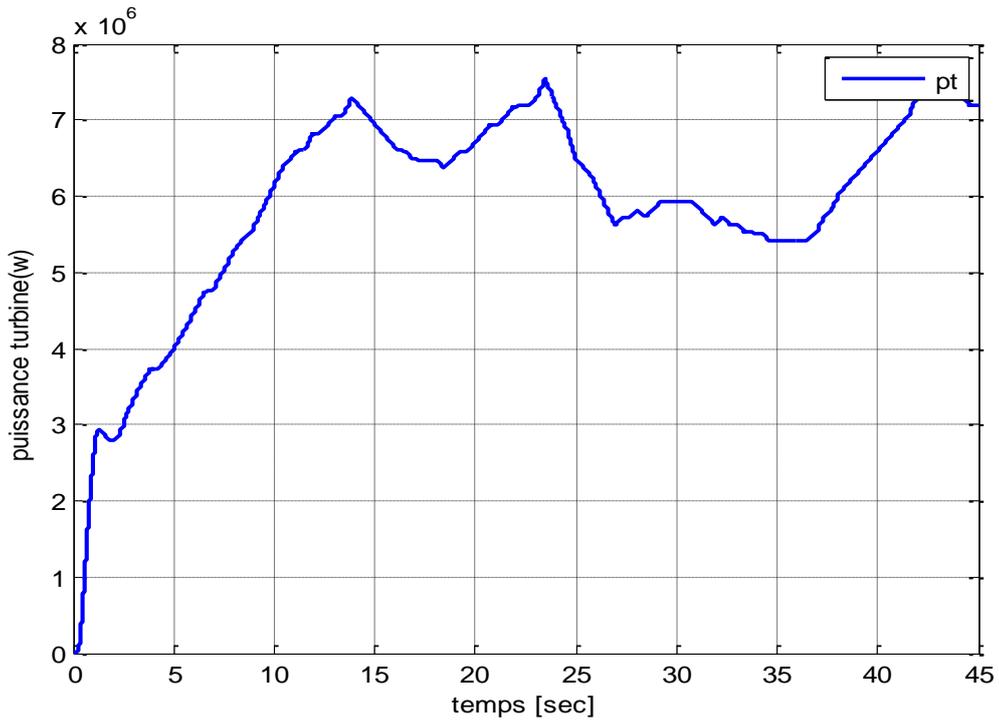


Figure II.13. Puissance de turbine(watt)

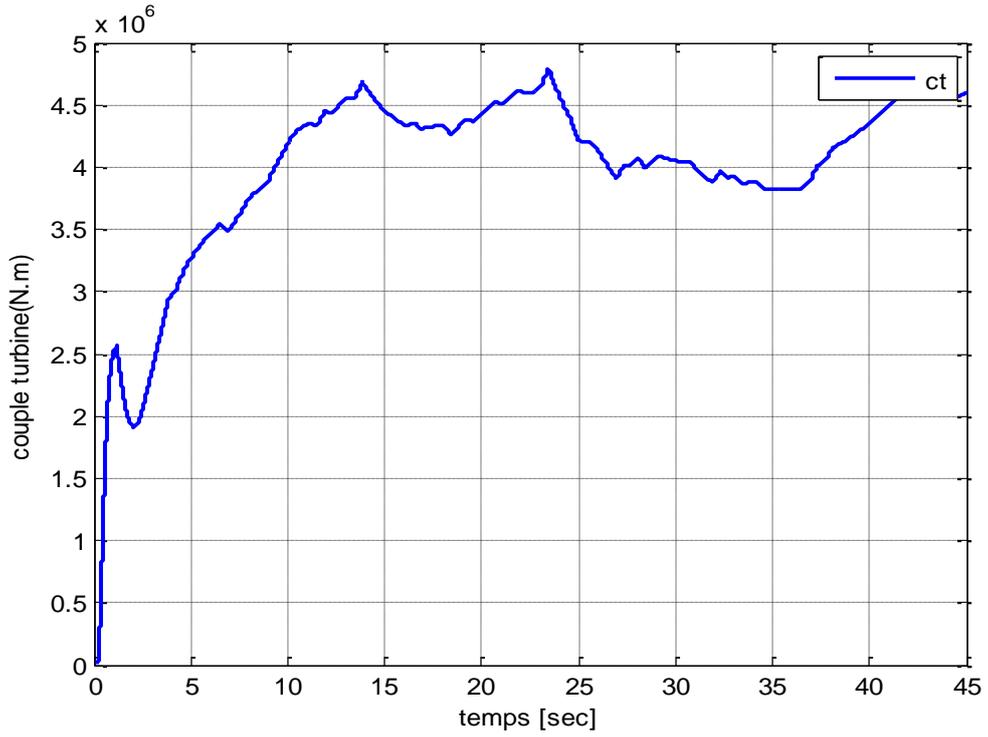


Figure II.14. Couple turbine (N.m)

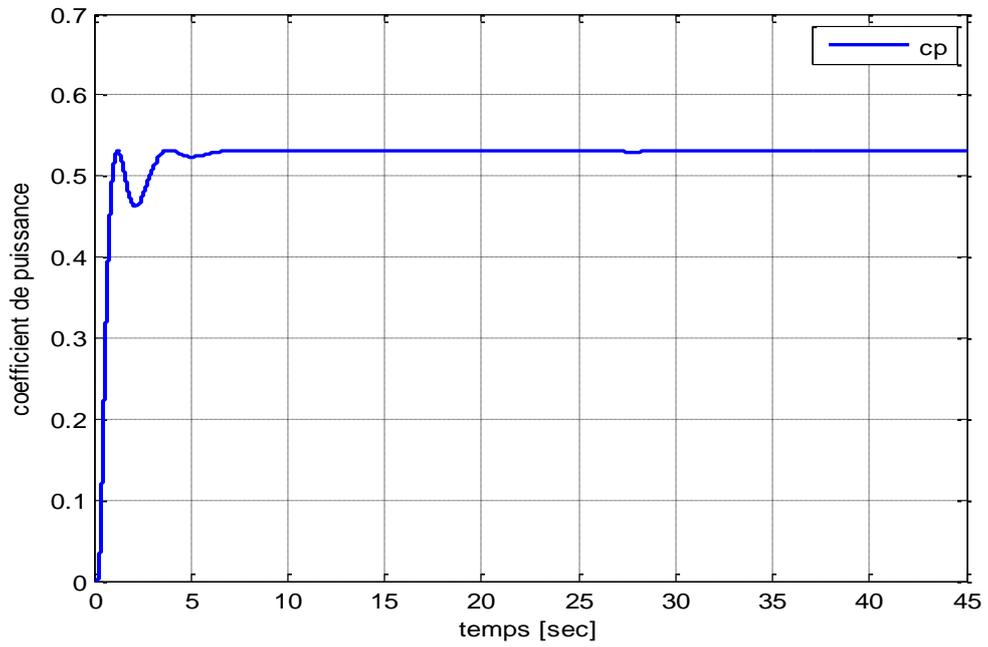


Figure II.15. Coefficient de puissance (cp)

- Sans asservissement

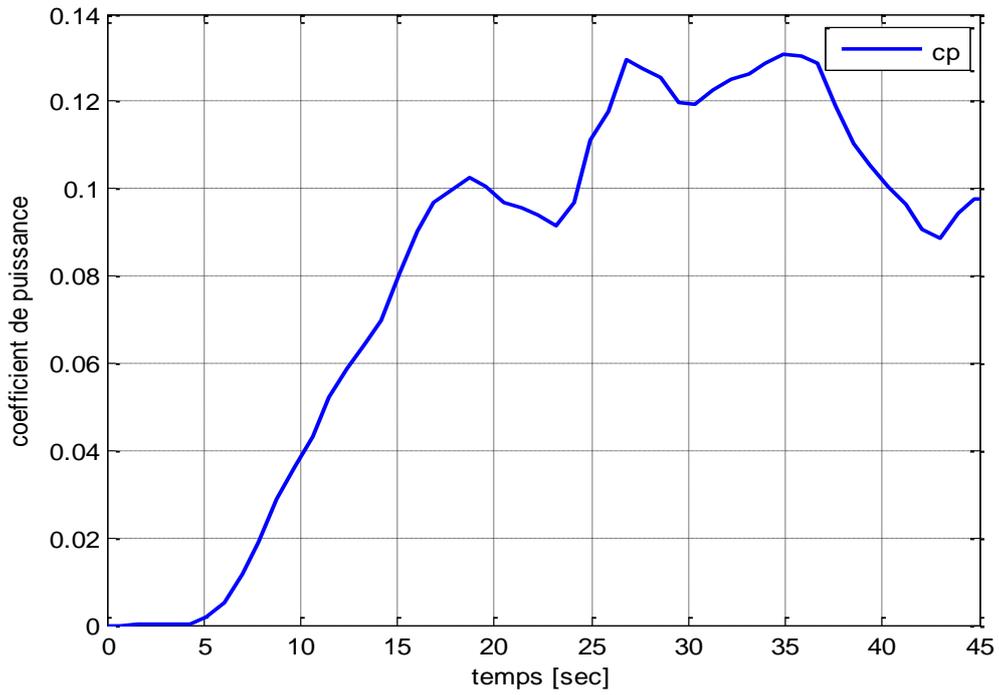


Figure III.16. Coefficient de puissance(cp)

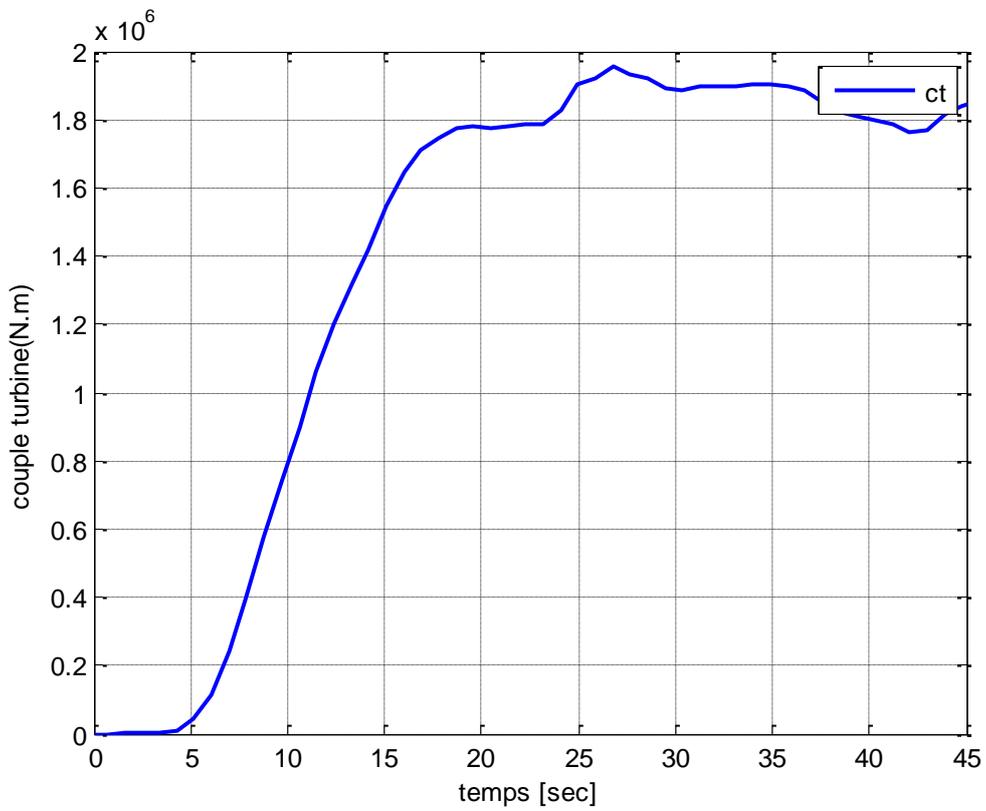


Figure II.17. Couple turbine (N.m)

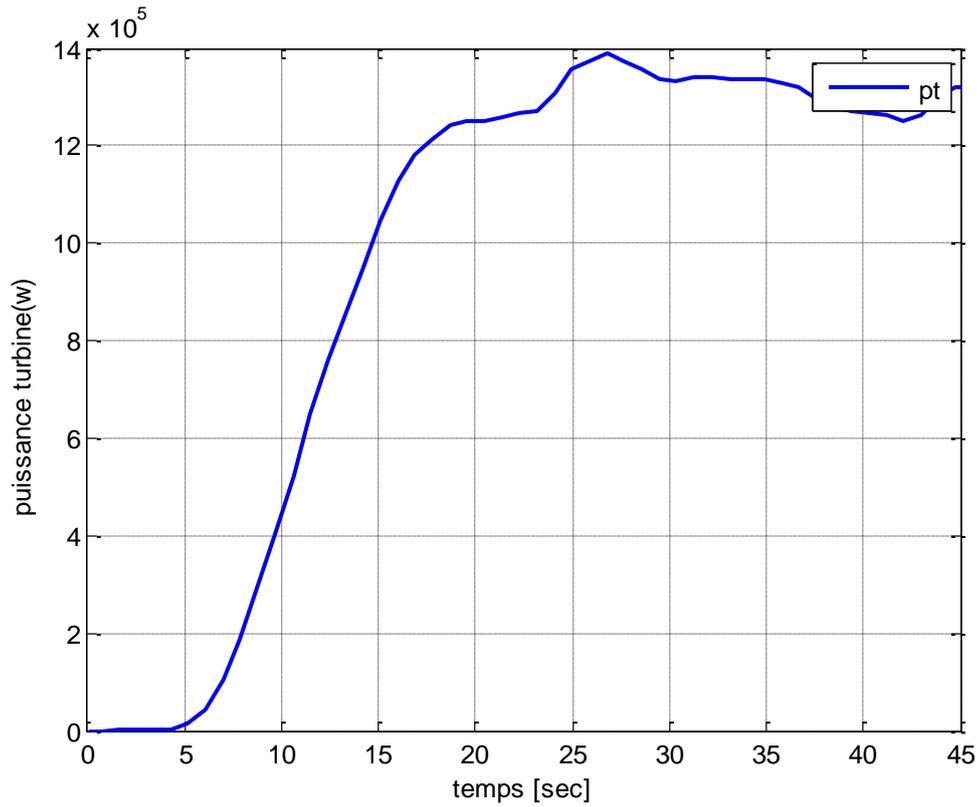


Figure II.18. Puissance turbine (watt)

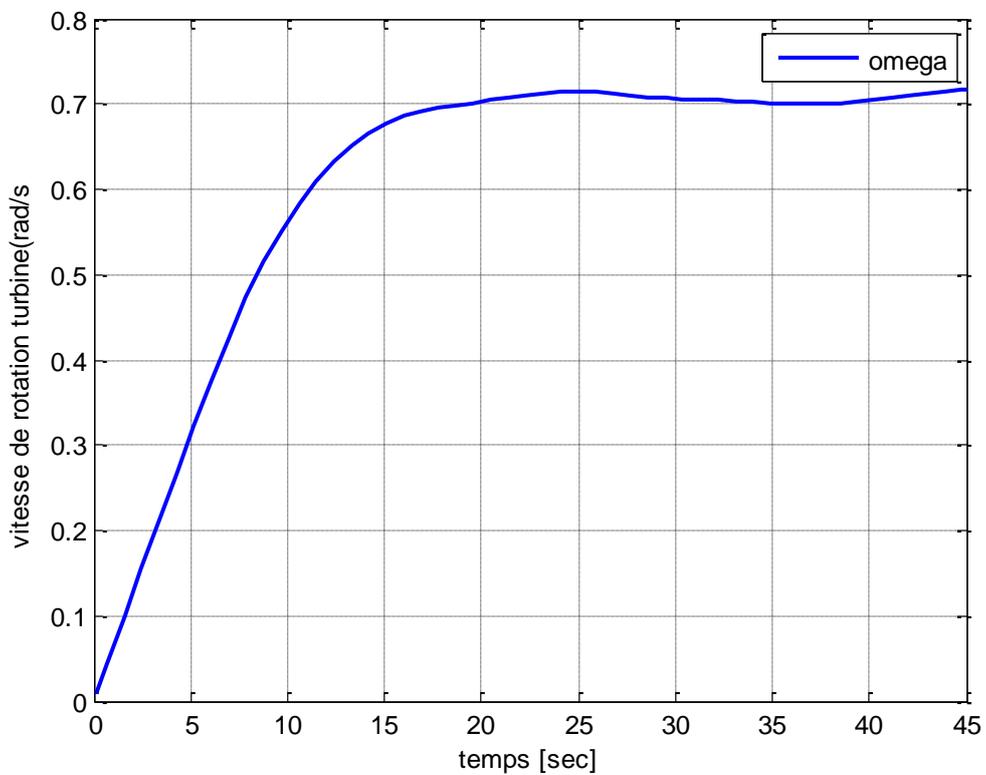


Figure II.19. Vitesse de rotation de turbine (rad/s)

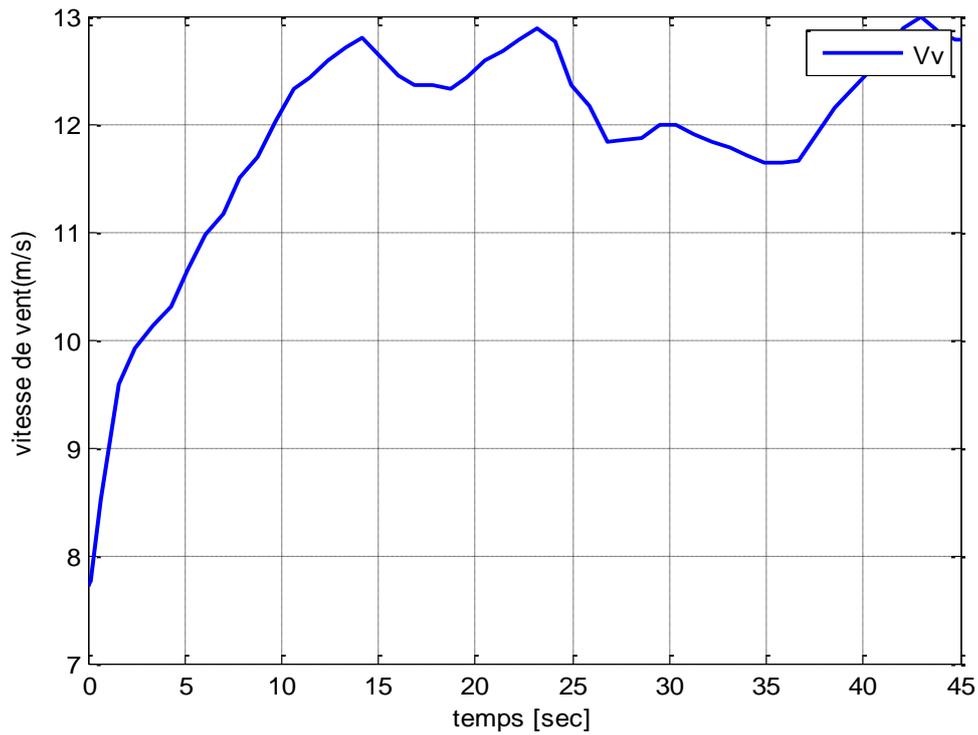


Figure II.20. Vitesse de vent (m/s)

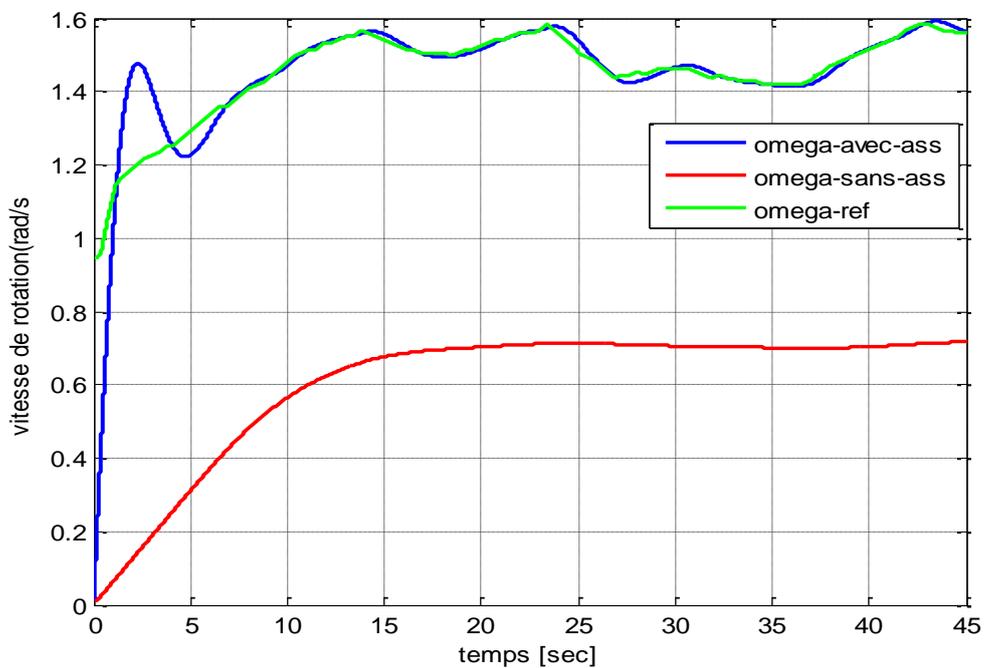


Figure II.21. Vitesse de rotation(rad/s) avec et sans asservissement de vitesse.

Interprétation

Les résultats de simulation nous permettent de valider le modèle mathématique de la partie mécanique de la turbine montrent.

Le contrôle de la vitesse joue un rôle très important dans l'algorithme de maximisation de puissance, effectivement, sur la Figure II.21 on remarque que la vitesse de rotation de la turbine qui est aussi celle de la génératrice est très affectée elle est très loin de la vitesse de référence.

La puissance de la turbine transmise à la génératrice est de l'ordre de 7×10^6 Watts avec asservissement de vitesse et elle est de l'ordre de 14×10^5 , la perte de puissance est de l'ordre de plusieurs mégawatts.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé les différentes parties de la turbine éolienne à savoir, la partie aérodynamique qui est traduite par le profil de vent qui doit traduire un comportement du vent aléatoire, le coefficient de puissance qui est un modèle mathématique issu des essais de soufflerie et le modèle de la transmission qui est dans notre cas rigide à une seule masse.

La simulation de la turbine avec optimisation de la puissance transmise, avec et sans asservissement de vitesse nous a permis de valider le modèle ainsi que son contrôle.

Chapitre III

Modélisation de la GSAP et de la connexion au réseau

III.1. Introduction

Le modèle complet de la chaîne de conversion éolienne englobe en outre la turbine et son arbre, la GSAP, un redresseur MLI, un bus continu, un onduleur MLI, un filtre. Ce système est assez compliqué pour la génération des lois de commande qui le gère, néanmoins il suffit de partager en parties le système et ainsi suivre le flux de transfert de puissance de la turbine jusqu'au réseau.

III.2. La génératrice synchrone à aimants permanents

L'une des pièces maîtresses d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne est la génératrice [36]. A l'heure actuelle, grâce à la mise au point d'aimants permanents de grande qualité, permettant l'obtention de couples massiques élevés, les machines à aimants sont de plus en plus utilisées. Lorsque leur nombre de pôles est élevé, leurs puissances peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts. Toutefois, elles sont surtout utilisées pour les petites et moyennes puissances de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts. Dans ce cas, l'aimant permanent permet d'obtenir, à taille égale, une induction dans l'entrefer plus élevée que pour les machines à rotor bobiné. Par ailleurs, l'emploi d'aimants permanents annule les pertes par effet joule au rotor et augmente le rendement [37,38].

III.3. Modélisation de la GSAP

Le modèle mathématique de la machine synchrone est établi sur la base de certaines hypothèses simplificatrices essentielles [39] :

- Absence de saturation dans le circuit magnétique,
- Distribution sinusoïdale de la FMM créée par les enroulements du stator,
- Hystérésis, courants de Foucault et effet de peau négligés,
- Effet d'encoche négligeable,
- Résistance des enroulements ne variant pas avec la température.

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

III.3.1. Modèle de la machine dans le repère (abc)

Les équations de tensions des phases statoriques servent au point de départ pour l'élaboration du modèle dynamique de la machine synchrone à aimants permanents. La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée au stator d'un enroulement triphasé

représenté par les trois axes (a, b, c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique, et au rotor des aimants permanents assurant son excitation Figure (III.1).

Il est important de noter ici que le grand avantage des machines synchrones à aimants permanents est l'absence de bobinage au rotor et, par conséquent, l'absence de contacts glissants et de perte joules au rotor. En revanche, l'inconvénient majeur réside dans le fait qu'on perd toute possibilité de réguler le courant inducteur, donc le champ magnétique associé [25]

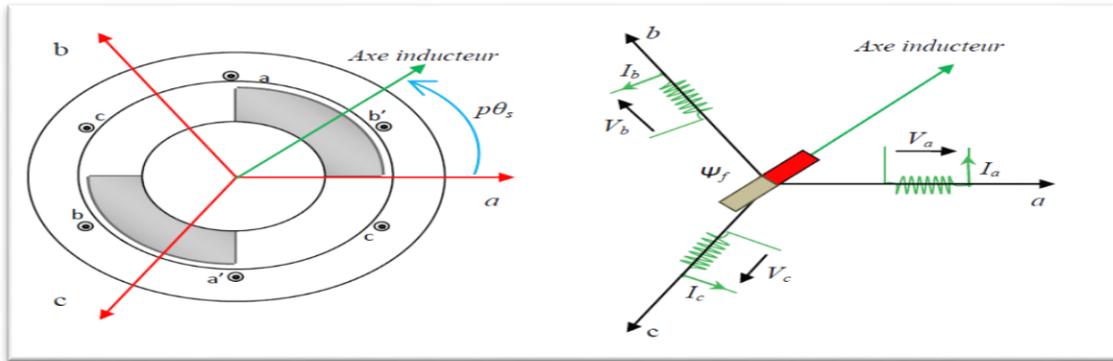


Figure.III.1. Représentation schématique d'une machine synchrone dans le repère abc [25].

III.3.1.1 Équations des tensions

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

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

V_a, V_b, V_c : Tensions de phases statoriques.

I_a, I_b, I_c : Courants de phases statoriques.

Ψ_a, Ψ_b, Ψ_c : Flux totaux traversant les bobines statoriques.

R_s : Résistance des phases statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé. Dans ce cas, la somme instantanée des courants statoriques est nulle, il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire, de tension ou de flux, elle n'intervient pas dans le calcul du moment du couple [40,39]. Le comportement de la machine peut être défini par deux variables indépendantes.

III.3.1.2. Équations des flux

Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent

$$\begin{cases} \Psi_a = (L_s - M).I_a + \Psi_f \cdot \cos(\theta_s) \\ \Psi_b = (L_s - M).I_b + \Psi_f \cdot \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \Psi_c = (L_s - M).I_c + \Psi_f \cdot \cos\left(\theta_s - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{III. 2})$$

Avec :

Ψ_{abc} : Flux des axes (a, b, c).

Ψ_f : Flux de l'aimant permanent.

L_s : Inductance des phases statoriques.

$L_c = (L_s - M)$ Inductance cyclique.

III.3.2. Equations électriques dans le repère de Park (d, q)

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, un changement de repère est nécessaire. Cette transformation mathématique permet de remplacer les trois bobines statoriques fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes, situées sur le rotor, déphasées de $\pi/2$ Figure III.2 [39].

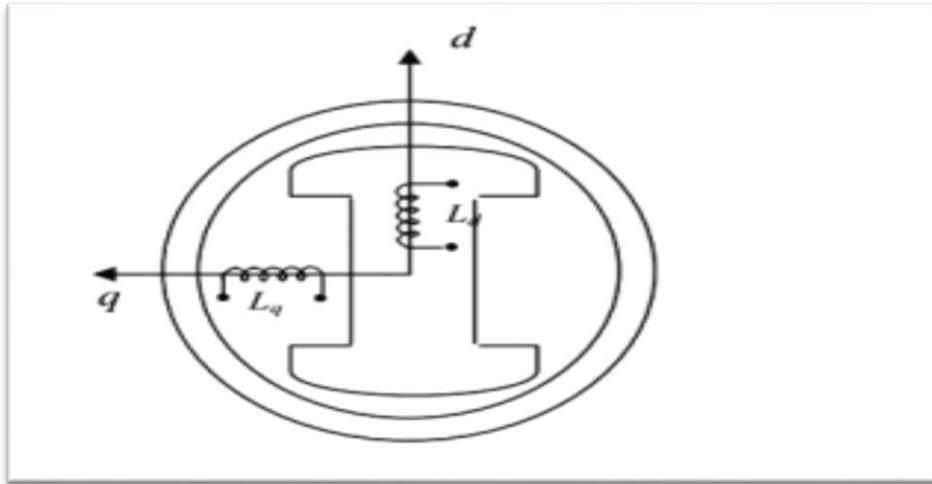


Figure III.2. Représentation de la MSAP dans le repère (d,q) de Park [39].

La transformation de Park est :

$$X_{odq} = [P(\theta_s)] \dots X_{abc} \Leftrightarrow X_{abc} = [P(\theta_s)]^{-1} \dots X_{odq} \quad (\text{III.3})$$

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_e - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_e - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

$P(\theta)$: Définie le passage du repère a, b, c vers d, q, o.

$$P^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

$P^{-1}(\theta)$: Définie le passage du repère d, q, o vers a, b, c

On définit aussi une autre transformation qui est celle de Concordia qui définit d'autres axes fictifs α et β tel que l'axe α est confondu avec l'axe as ce qui revient à poser $\theta_r = 0$ dans la transformation de Park équation (III.4) :

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.6})$$

III.3.3. Modèle de la MSAP dans le repère de Park

Le modèle de la MSAP est défini par les différentes équations électriques, magnétiques et mécaniques suivantes :

- **Equation électrique**

Après la résolution du système décrit par l'équation (III.7), Les tensions de la machine dans le repère dq sont données par l'expression (III.8) :

$$V_{(abc)s} = R_s [I_{(abc)s}] + \frac{d}{dt} [\Psi_{(abc)s}] = [P(\theta_s)]^{-1} [V_{(dq)s}] \quad (\text{III.7})$$

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} + L_d I_q \omega_s \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d I_d \omega_s + \Psi_f \omega_s \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Avec :

$\Psi_f \cdot \omega_s$: Force électromotrice induite seulement sur l'axe q.

$L_s I_d \omega_s$: Termes de couplage entre les axes dq.

- **Equations magnétiques**

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs, ψ_d et ψ_q sont fonctions linéaires des courants i_d et i_q :

$$\begin{cases} \Psi_d = L_d I_d + \Psi_f \\ \Psi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (III.9)$$

Où :

- L_d et L_q : les inductances directes et en quadrature, elles sont supposées indépendantes de θ .
- Ψ_f : représente le flux des aimants.

Les circuits électriques équivalents de la MSAP peuvent être représentés comme suit [39] :

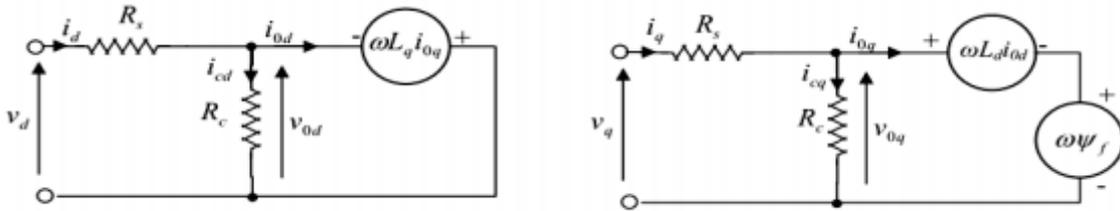


Figure III.3. Circuit équivalent de MSAP –convention moteur- [39].

Pour la convention génératrice, les sens des courant i_d et i_q dans les repères de Park sont inversés figure III.4. Ainsi, le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents obtenu s'écrit sous la forme [39] :

$$\begin{cases} V_d = -R_s I_d - L_q \frac{dI_d}{dt} + \omega L_q I_q \\ V_q = -R_s I_q - L_d \frac{dI_q}{dt} + \omega L_d I_d + \omega \Psi_f \end{cases} \quad (III.10)$$

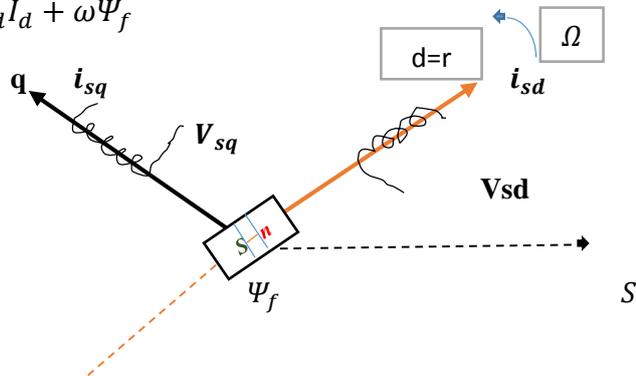


Figure III.4. Modèle de PARK pour la GSAP.

• **Expression du couple électromagnétique**

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [41].

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo-s}} = P \frac{dW_e}{d\theta_s} \quad (III.11)$$

Avec :

W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

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

P : Nombre de paires de pôles.

L'expression de la puissance transmise est donnée par :

$$p(t) = \frac{3}{2} \cdot (V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \quad (\text{III.12})$$

En remplaçant V_d et V_q par leurs expressions on aura :

$$p(t) = \frac{3}{2} \left[-R_s \cdot (I_d^2 - I_q^2) - \left(I_d \cdot \frac{d\Psi_d}{dt} + I_q \cdot \frac{d\Psi_q}{dt} \right) + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (\Psi_d \cdot I_q - \Psi_q \cdot I_d) \right] \quad (\text{III.13})$$

$(-\frac{3}{2} R_s \cdot (I_d^2 - I_q^2))$: Représente la puissance dissipée par effet Joule

$(-\frac{3}{2} (I_d \cdot \frac{d\Psi_d}{dt} + I_q \cdot \frac{d\Psi_q}{dt}))$: La variation de l'énergie emmagasinée dans les enroulements du stator.

$(\frac{3}{2} \cdot \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (\Psi_d \cdot I_q - \Psi_q \cdot I_d))$: La puissance électromagnétique.

Sachant que $P = C_{em} \cdot \Omega$ et $\omega = P \cdot \Omega = \frac{d\theta_s}{dt}$ (Ω : vitesse mécanique) alors :

$\{C_{em} = P(\Psi_d I_q - \Psi_q I_d)$ et après l'affectation des valeurs de flux on aura :

$$\{C_{em} = \frac{3}{2} P \cdot (L_d - L_q) I_d I_q + \Psi_f I_q \quad (\text{III.14})$$

Notre modèle est la machine synchrone à aimant permanent à pôle lisse, telle que les inductances L_d et L_q sont égales ($L_d = L_q = L$).

• Equations mécaniques

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

$$\left\{ J \frac{d\Omega_g}{dt} = C_{tr} - C_{em} - f\Omega_g \quad (\text{III.15}) \right.$$

Tel que :

- C_m : couple moteur.
- $f\Omega$: couple de frottements visqueux.
- f : coefficient des frottements visqueux.
- J : moment d'inertie de la machine.

Le résumé du modèle complet de la MSAP est présenté par le système d'équations (III.16), Ce système d'équation va être utilisé pour élaborer les boucles de régulation de la génératrice :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_d I_q \omega_s \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} - L_d I_d \omega_s + \Psi_f \omega_s \\ \left\{ \begin{array}{l} \Psi_d = L_d I_d + \Psi_f \\ \Psi_q = L_q I_q \end{array} \right. \\ C_{em} = \Psi_f I_q \\ \left\{ J \frac{d\Omega_g}{dt} = C_{tr} - C_{em} - f \Omega_g \right. \end{array} \right. \quad (III.16)$$

III.3.4. Simulation de la GSAP

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

1. A vide : la GSAP sera entraînée par un couple moteur d'une valeur de 6,28 N.m durant 10 ms puis on la laisse tourner librement.
2. La GSAP alimente une charge (Rch, Lch) montée en étoile, le couple moteur initial est de 6,28 N.m mais à 0,4 s, il sera diminué à 4,2 N.m
3. La GSAP débite sur une source de tension parfaite d'une valeur efficace E=100V, le couple moteur au démarrage est de 6,28 N.m, il est ensuite diminué à 3,2 N.m.

1. A vide les courants sont nuls donc :

$$\left. \begin{array}{l} i_{ds} = 0 \\ i_{qs} = 0 \\ \text{ainsi :} \\ C_{em} = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow v_{ds} = \omega \cdot \Psi_f \quad (III.17)$$

2. Sur une charge (Rch, Lch) l'application des tensions v_{ds}, v_{qs} sur la charge donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{ds} = R_{ch} \cdot i_{ds} + L_{ch} \cdot \frac{di_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{qs} \\ v_{qs} = R_{ch} \cdot i_{qs} + L_{ch} \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{ds} \end{array} \right. \quad (III.18)$$

D'autre part on a les équations de (III.10) ce qui nous mène au système d'équations suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{ch} \cdot i_{ds} + L_{ch} \cdot \frac{di_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{qs} = -R_s \cdot i_{ds} - L_s \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ R_{ch} \cdot i_{qs} + L_{ch} \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{ds} = -R_s \cdot i_{qs} - L_s \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \Psi_f \end{array} \right. \quad (III.19)$$

Ainsi on peut déduire le modèle d'état suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{ds}}{dt} \\ \frac{di_{qs}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & \omega_r \cdot \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega_r \cdot \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\omega_r \cdot \Psi_f}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \quad (III.20)$$

3. Sur une source de tension parfaite :

Le modèle d'état dans ce cas est le suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{ds}}{dt} \\ \frac{di_{qs}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \omega_r \cdot \frac{L_q}{L_d} \\ -\omega_r \cdot \frac{L_q}{L_d} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} & \frac{\omega_r}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ \Psi_f \end{bmatrix} \quad (III.21)$$

Résultats de simulation

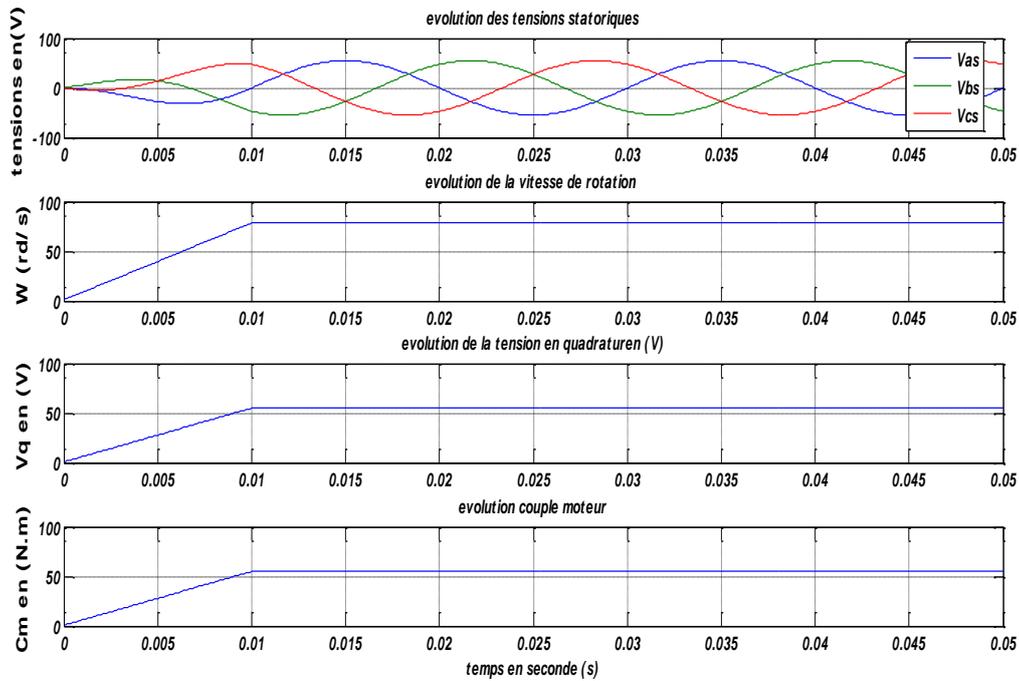


Figure III.5. Résultats de simulation de la GSAP à vide

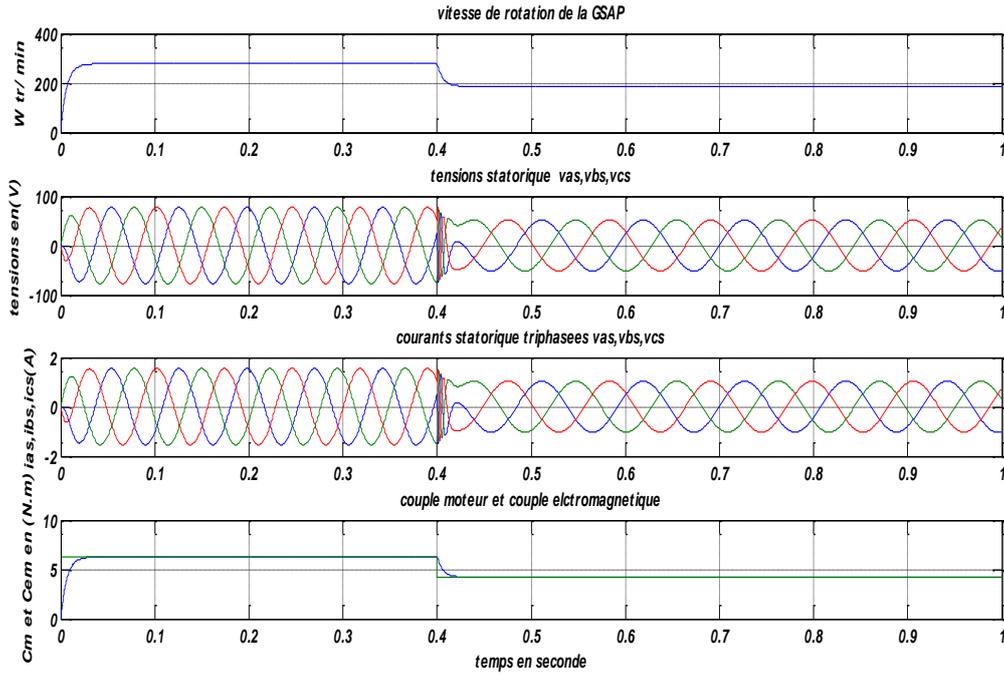


Figure III.6. Résultats de simulation de la GSAP débitant sur une charge (Rch, Lch)

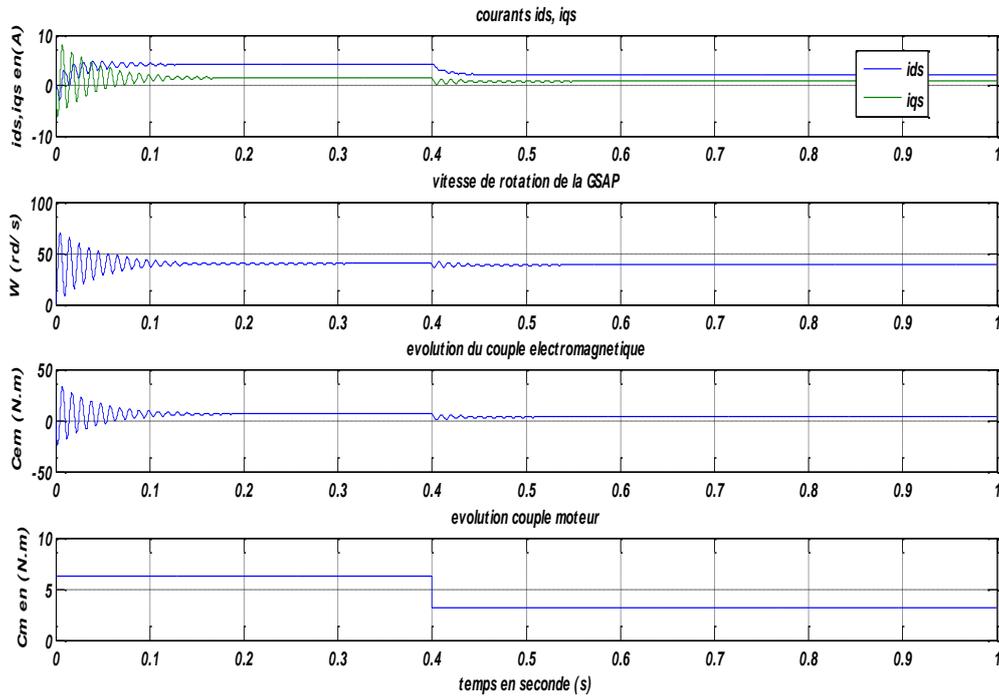


Figure III.7. Résultats de simulation de la GSAP débitant sur une source de tension parfaite

Interprétation

1. A vide.

On fait lancer la génératrice par un couple moteur égale à 6.28Nm pour une durée de 10(ms), puis, on la laisse tourner librement. Etant donné que le frottement considéré dans ce cas est nul, on constate sur la Figure 6.III que la vitesse est stabilisée à une valeur de 78.5 (rad/s), alors que les tensions des phases sont parfaitement sinusoïdales en régime stable, avec une valeur crête de 55(V) et une fréquence de 50(HZ).

2. Sur une charge Rch et Lch montée en étoile.

Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués. On constate sur la Figure 7.III que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui se traduit par des faibles fréquences de tension et courant. Ceci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 6.28 (Nm), à 4.2 (Nm), la vitesse mécanique varie de 277(tr/mn) jusqu'à 185(tr/mn). La tension et le courant diminuent respectivement de 77.17 (V), à 51.6 (V), et de 1.54 (A), à 1.03 (A). Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

3. Sur une source parfaite.

Connectée à une source parfaite de tension de valeur efficace de 100(V), on applique à la génératrice un couple moteur de 6.28 (Nm), à l'instant $t=0$ (s). A 0.4(s), on diminue ce couple jusqu'à 3.2Nm. L'allure du couple électromagnétique présente aux premiers instants de démarrage des battements importants, pendant un intervalle de temps très courts l'allure coïncide avec celle de la vitesse pour tendre finalement à une valeur qui annule le couple moteur.

III 3.5. Commande vectorielle de la MSAP

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à la machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct i_d à zéro est la plus répandue. Elle permet de simplifier l'expression du couple électromagnétique de l'équation III.14 en une expression linéaire donnée par [52] :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P I_q \Psi_f \quad (\text{III. 22})$$

$$C_{em} = K_t I_q \quad (\text{III.23})$$

Avec :

$$K_t = \frac{3}{2} P \Psi_f$$

Le réglage (ou la variation) du couple est obtenu en agissant sur le courant en quadrature i_q . Pour appliquer la commande vectorielle, il est nécessaire de prendre pour références :

$$\begin{cases} I_{d-ref} = 0 \\ I_{q-ref} = \frac{2C_{em-ref}}{3P\psi_f} \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

III.3.5.1 Commande vectorielle avec découplage de la régulation des courants

Pour justifier le recours à la commande vectorielle avec découplage de la régulation des courants par compensation, il est utile d'examiner tout d'abord le modèle de la machine synchrone dans le repère de Park donné par les équations (III.25, III.26) [42].

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_{qs} = +R_s \cdot i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \Psi_f \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

Où :

- $e_q = \omega_r \Psi_q = \omega_r L_q i_q$
- $e_d = \omega_r \Psi_d = \omega_r L_d i_d$

Avec l'hypothèse que les termes $(L_d I_d \omega_s)$, $(L_q I_q \omega_s)$ sont considérés comme des perturbations mesurables. On définit deux grandeurs de commande V_{ds-reg} , V_{qs-reg} comme suit :

$$\begin{cases} V_{ds-reg} = R_s I_{ds} + L_d \frac{dI_{ds}}{dt} \\ V_{qs-reg} = R_s I_{qs} + L_q \frac{dI_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

Ou dans le domaine de la place :

$$\begin{cases} V_{ds-reg} = R_s I_{ds} + L_d I_{ds} S \\ V_{qs-reg} = R_s I_{qs} + L_q I_{qs} S \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

Avec :

S : Opération de Laplace

La commande vectorielle avec découplage de la régulation des courants par compensation permet de découpler les courants i_d et i_q et d'effectuer la régulation adéquate à chacun d'eux séparément. Cette commande permet d'obtenir un modèle de la machine synchrone similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée. Les termes de couplage en $E_{d,q} = \pm \omega_r \Psi_{d,q}$ Sont considérés comme des perturbations mesurables [42], [43]. Ainsi la machine peut être représentée par la fonction de transfert suivante :

$$G_s(P) = \frac{1}{R_s + L_s P} \quad (\text{III. 28})$$

Afin d'imposer la référence du courant sur l'axe d égale à zéro on utilise un régulateur PI. La boucle de régulation du courant i_d est donnée par le schéma bloc suivant :

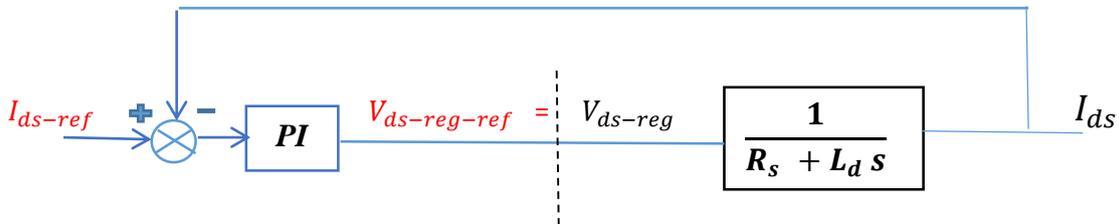


Figure III.8. Boucle de régulation du courant i_d .

Avec :

$$I_{d-ref} = 0$$

La boucle de régulation du courant i_q est donnée par le schéma bloc suivant :

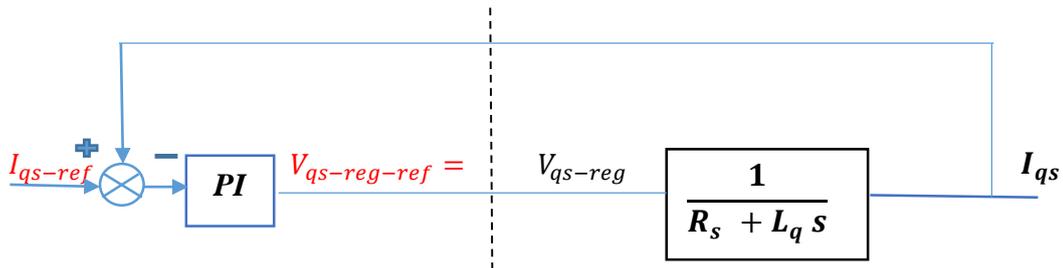


Figure III.9. Boucle de régulation du courant i_q .

Avec :

$$I_{q-ref} = \frac{2C_{em-ref}}{3P\psi_f}$$

Calcul du régulateur PI

$$\tau_{n-Idqs} = \left(\frac{(L_{ds}/R_s)}{10} \right) = \left(\frac{(L_{qs}/R_s)}{10} \right) \quad (\text{III. 29})$$

$$\begin{cases} k_{p-Idqs} = L_d \cdot \omega_{n-Idqs}^2 \\ k_{i-Idqs} = 2 \cdot \xi \cdot L_d \cdot \omega_{n-Idqs} - R_s \end{cases} \quad (\text{III. 30})$$

Avec :

$$\omega_{n-Idqs} = (1/\tau_{n-Idqs}) \quad (\text{III. 31})$$

τ_{n-Idqs} : Constante du temps de la boucle des courants.

ξ : Coefficient d'amortissement.

III.4. Modélisation de la connexion au réseau

Grâce au développement très rapide de l'électronique de puissance, offrant à la fois, une grande capacité, et une bonne qualité de puissance, avec le moindre coût ; le domaine de l'énergie éolienne a connu une large utilisation des convertisseurs de puissance. Des nouveaux types de génératrices associées à ces convertisseurs sont en cours de développement [44,45]. L'utilisation des convertisseurs de puissance dans le système de conversion d'énergie éolienne permet, non seulement, d'obtenir la forme souhaitée de l'énergie électrique, mais aussi d'optimiser la puissance prélevée [45].

Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par la génératrice éolienne à vitesses variables peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension de fréquence et amplitude constants du coté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs électroniques, et se sont caractérisées par leurs performances et inconvénients sur les plans techniques et économique [44].

Pour notre étude nous avons opté pour la structure la plus utilisée de nos jours à savoir un convertisseur composé d'un redresseur et d'un onduleur séparés par un bus continu (Anglais : back to back converter) Figure (III.10). Le pont redresseur composé de six transistors IGBT avec leurs diodes antiparallèles permet d'avoir une structure bidirectionnelle en puissance, et de fournir le courant nécessaire demandé par la charge [46,47].

Par un autopilotage de la génératrice, il peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple ou la vitesse de rotation. Les inconvénients de cette structure reposent sur

la complexité du montage qui comporte trois bras complets donc six interrupteurs, et la commande nécessitant généralement un capteur mécanique de position. De plus, ce montage est survolteur et la tension du bus continu doit être supérieure à la tension composée de la génératrice obtenue à vitesse de rotation maximale [47,48,49]. Cela conduit à des courants de phase de la machine d'amplitudes plus élevées que le courant dans l'étage continu. Ce dispositif tolère facilement toute stratégie de contrôle de courant qu'elle soit à fréquence fixe (M.L.I ou « hystérésis modulée ») ou à fréquence variable (hystérésis classique) et cela aussi bien en fonctionnement redresseur qu'en onduleur [49].

Notre choix est argumenté par l'usage actuel de cette structure ainsi que par les avantages suivants :

- Facilité de la commande.
- Réversibilité en puissance de cette structure.
- La structure du convertisseur étant classique et les composants IGBT à l'heure actuelle bien maîtrisés, dont la modélisation et le dispositif de commande seront détaillés en se reposant sur un modèle continu équivalent.

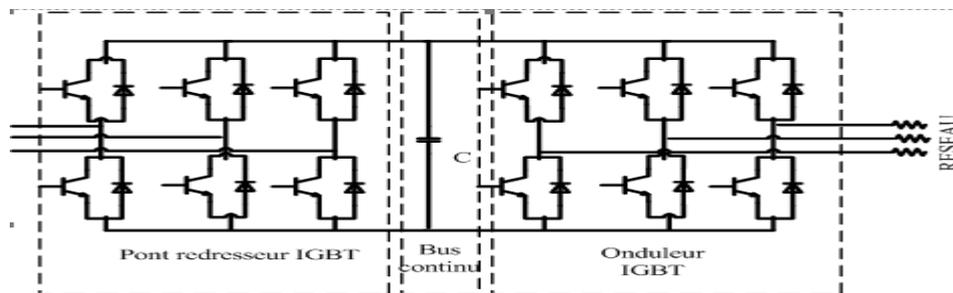


Figure.III.10 Schéma du convertisseur choisi [49].

III.4.1 Contrôle de la connexion au réseau

L'ensemble de la chaîne de production éolienne est connecté au réseau triphasé équilibré de tensions ($V(abc)_r$) via un convertisseur MLI2 et un transformateur parfait, entre lesquels s'insère un filtre triphasé (R_f, L_f). La figure (III.12) illustre l'ensemble du circuit et son contrôle.

Le rôle du convertisseur MLI2 est de maintenir la tension du bus continu constante et le contrôle de la puissance réactive échangée avec le réseau, par le contrôle des courants ($I(abc)_r$) injectés au réseau via le filtre (R_f, L_f). Un contrôle vectoriel dans le repère de PARK des courants a été réalisé en utilisant un repère synchronisé avec les tensions du réseau, cette

fonction est assurée par une boucle de verrouillage de phase (Phase-Locked Loop, PLL), de plus la boucle PLL fixe la fréquence des courants injectés à la fréquence du réseau ($f_r=50\text{Hz}$), [50,51].

III.4.1.1. Boucle de verrouillage de phase

La boucle de verrouillage de phase (PLL) utilisée est donnée par la figure (III.11) et les valeurs des paramètres du régulateur PI sont données par l'expression (III.32).

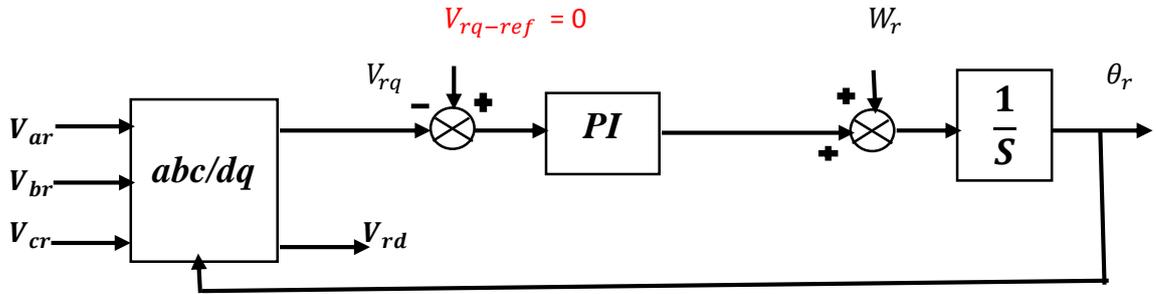


Figure.III.11. Boucle de verrouillage de phase.

$$\begin{cases} k_i = -5.6 \cdot 10^{-7} \\ k_p = -3.7333 \cdot 10^{-5} \\ \tau = 0.7 \text{ s} \end{cases} \quad (\text{III.32})$$

III.4.2. Synthèse des régulateurs des courants

Pour déterminer le dispositif pour calculer les paramètres des régulateurs de courants, on doit d'abord modéliser la connexion au réseau de l'éolienne au réseau électrique, cette connexion est assurée par un filtre de nature RL, comme on peut le voir sur la figure (III.12)

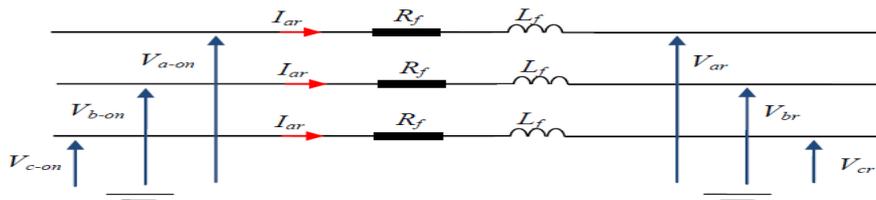


Figure.III.12. Modèle du filtre dans le repère abc [51].

$$\begin{cases} V_{a-on} = R_f \cdot I_{ar} + L_f \frac{dI_{ar}}{dt} + V_{ar} \\ V_{b-on} = R_f \cdot I_{br} + L_f \frac{dI_{br}}{dt} + V_{br} \\ V_{c-on} = R_f \cdot I_{cr} + L_f \frac{dI_{cr}}{dt} + V_{cr} \end{cases} \quad (\text{III.33})$$

Avec :

$V_{a-on}, V_{b-on}, V_{c-on}$: Tension à la sortie de l'onduleur

V_{ar}, V_{br}, V_{cr} : Tension du réseau électrique.

R_f, L_f : Filtre triphasé.

I_{ar}, I_{br}, I_{cr} : Courants injectés au réseau électrique.

Le modèle de la connexion au réseau dans le repère (dq) est obtenu en appliquant la transformée de PARK à l'équation (III.4) :

$$\begin{cases} V_{d-on} = R_f \cdot I_{dr} + L_f \frac{dI_{dr}}{dt} - L_f I_{qr} \omega_r + V_{dr} \\ V_{q-on} = R_f \cdot I_{qr} + L_f \frac{dI_{qr}}{dt} + L_f I_{dr} \omega_r + V_{qr} \end{cases} \quad (III. 34)$$

Avec :

V_{d-on}, V_{q-on} Composantes de la tension à la sortie de l'onduleur dans le repère (dq).

V_{dr}, V_{qr} Composantes de la tension du réseau dans le repère (dq).

I_{dr}, I_{qr} Composantes des courants injectés au réseau dans le repère (dq).

On définit deux grandeurs de commande V_{dr-reg}, V_{qr-reg} comme suit :

$$\begin{cases} V_{dr-reg} = R_f \cdot I_{dr} + L_f \frac{dI_{dr}}{dt} \\ V_{qr-reg} = R_f \cdot I_{qr} + L_f \frac{dI_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (III. 35)$$

Dans le formalisme de Laplace de l'équation (III.30) s'écrit :

$$\begin{cases} V_{dr-reg} = R_f \cdot I_{dr} + L_f I_{dr} s \\ V_{qr-reg} = R_f \cdot I_{qr} + L_f I_{qr} s \end{cases} \quad (III. 36)$$

Pour réguler les courants à leurs valeurs de références, des régulateurs PI sont utilisés. La figure (III.13) présente le dispositif utilisé pour déterminer la fonction de transfert qui permet de calculer les paramètres des régulateurs.

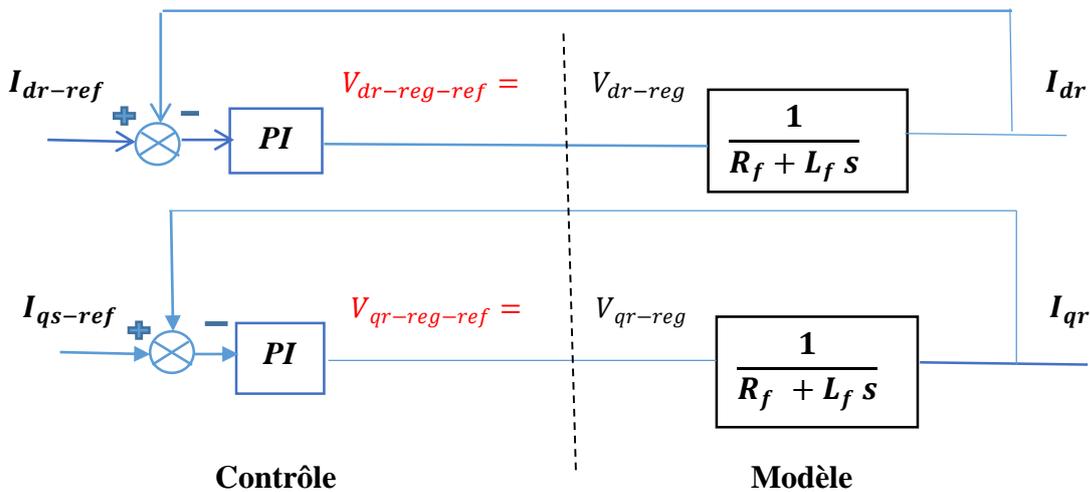


Figure III.13. Schéma bloc du contrôle des courants dans le repère de dq.

Les valeurs de K_p -Idqr et de K_i -Idqr des régulateurs de courants injectés au réseau sont obtenues de la même manière que ceux des courants de la génératrice.

$$\tau_{n-Idqr} = \left(\frac{(L_f/R_f)}{10} \right) \quad (\text{III. 37})$$

$$\begin{cases} k_{p-Idqr} = L_f \cdot \omega_{n-Idqr}^2 \\ k_{i-Idqr} = 2 \cdot \xi \cdot L_f \cdot \omega_{n-Idqr} - R_f \end{cases} \quad (\text{III. 38})$$

III.4.3. Références des courants injectés au réseau

L'expression des puissances active et réactive échangées avec le réseau électrique est donnée par la relation (III.34), les deux puissances sont en fonction des courants Idr et Iqr

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} (V_{dr} \cdot I_{dr} + V_{qr} \cdot I_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2} (V_{qr} \cdot I_{dr} - V_{dr} \cdot I_{qr}) \end{cases} \quad (\text{III. 39})$$

L'orientation du repère dq est assurée par la boucle de verrouillage de phase (PLL) rendant ainsi la composante quadrature de la tension du réseau V_{rq} égale à zéro, dans ce cas l'expression (III.39) devient :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} V_{dr} \cdot I_{dr} \\ Q_r = -\frac{3}{2} V_{dr} \cdot I_{qr} \end{cases} \quad (\text{III. 40})$$

Avec :

$$V_{dr} = \sqrt{3} \cdot V_{eff}, \quad V_{eff} : \text{La valeur efficace de la tension du réseau.}$$

Selon la relation (III.39), la puissance active peut être contrôlée uniquement par le courant Idr et la puissance réactive uniquement par le courant Iqr. L'un des objectifs de la commande est d'assurer le contrôle de la tension du bus continu Vdc. Pour cela on peut utiliser la relation entre la puissance transitant par le bus continu et la puissance active transférée au réseau électrique, cette relation est présente par l'équation (III.41). On peut noter que le contrôle de tension est réalisé en agissant sur la puissance active que l'onduleur échange avec le réseau.

III.4.3.1 Référence de la composante Idr

Si on néglige les pertes de puissances dans l'onduleur, le bilan des puissances peut s'exprimer par la relation (III.42).

$$V_{dc} I_{dc} = \frac{3}{2} \cdot V_{dr} I_{dr} \quad (\text{III. 41})$$

$$\text{Donc :} \quad I_{dr} = \frac{2V_{dc}}{3V_{dr}} I_{dc} \quad (\text{III. 42})$$

$$\text{On pose} \quad \frac{2V_{dc}}{3V_{dr}} = D \quad (\text{III. 43})$$

La figure (III.14) présente le modèle électrique du bus continu. La relation entre les courants et la tension du bus est donnée par l'équation (III.44).

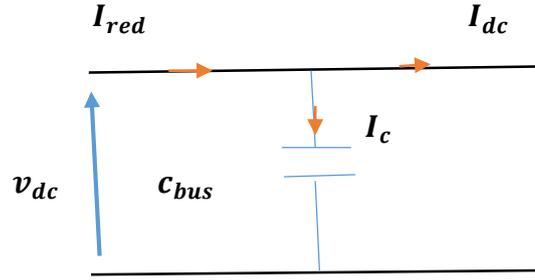


Figure III.14. Schéma électrique du bus continu.

$$\begin{cases} I_{dc} = I_{red} - I_c \\ I_c = C_{bus} \cdot \frac{d}{dt}(V_{dc}) \end{cases} \quad (III.44)$$

En utilisant les deux expressions, on définit la boucle de régulation de la tension continue en fonction du courant I_{dr} , comme le montre la figure (III.15).

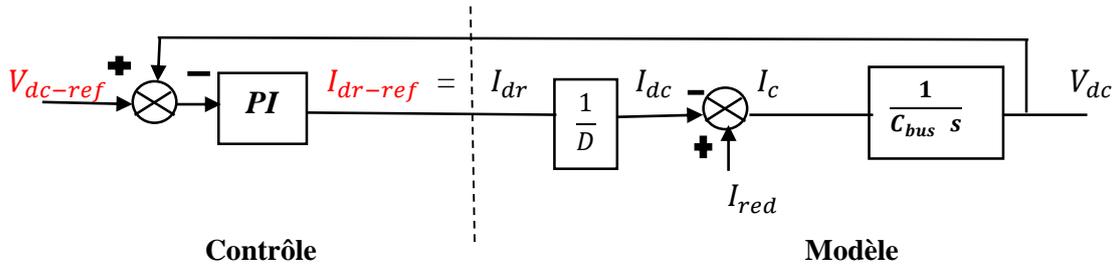


Figure.III.15. Principe de la régulation de la tension du bus continu .

Les expressions des paramètres K_{p-dc} et K_{i-dc} du régulateur Proportionnel Intégral (PI) sont donnés par l'équation (III.46).

Pour le régulateur de la tension de bus continu, $a = 0$ et $b = D \cdot C_{bus}$. Comme les boucles sont en cascade, la constante du temps du régulateur de la tension vaut

$$\tau_{n-dc} = 100 \left(\frac{L_s / R_s}{10} \right) \quad (III.45)$$

$$\begin{cases} k_{i-dc} = D \cdot C_{bus} \cdot \omega_{n-dc}^2 \\ k_{p-dc} = 2 \cdot \xi \cdot D \cdot C_{bus} \cdot \omega_{n-dc} \end{cases} \quad (III.46)$$

Avec :

$$D = \frac{2V_{dc}}{3V_{dr}}$$

$$\omega_{n-dc} = \frac{1}{\tau_{n-dc}}, \quad \tau_{n-dc} : \text{Constante du temps de la boucle de tension du bus continu.}$$

ξ : Coefficient d'amortissement.

C_{bus} : Capacité du bus continu.

III.4.3.1.1 Calcul de la constante du temps du bus continu

La constante de temps d'un bus continu est calculée en fonction de la puissance active qui transite par le bus, de la capacité et de la tension, [52], comme le montre l'expression (III.48)

$$\tau = \frac{CV_{dc}^2}{2P_n} \tag{III. 47}$$

Avec :

P_n : Puissance active [W].

V_{dc} : Tension du bus continu [V]

C : Capacités du bus continu[farad].

III.4.3.1.2. Dimensionnement du bus continu

La capacité du bus continu est déterminée selon l'expression (III.48) issue de [53].

$$C = \frac{S}{V_{dc}\Delta V_{dc} \cdot 2\omega} \tag{III. 48}$$

Avec :

S : Puissance apparente [VA].

V_{dc} : Tension du bus continu [V].

ΔV_{dc} : Chute de la tension au niveau du bus continu [V].

ω : Pulsation électrique du réseau [rad/s].

III.4.3.2. Référence de la composante I_{qr}

La relation directe entre le courant I_{qr} et la puissance réactive est donnée par l'équation (III.49) que nous reprenons ci-dessous :

$$Q_r = -\frac{3}{2}V_{dr} \cdot I_{qr} \tag{III. 49}$$

On pose : $g = -\frac{3}{2}V_{dr}$

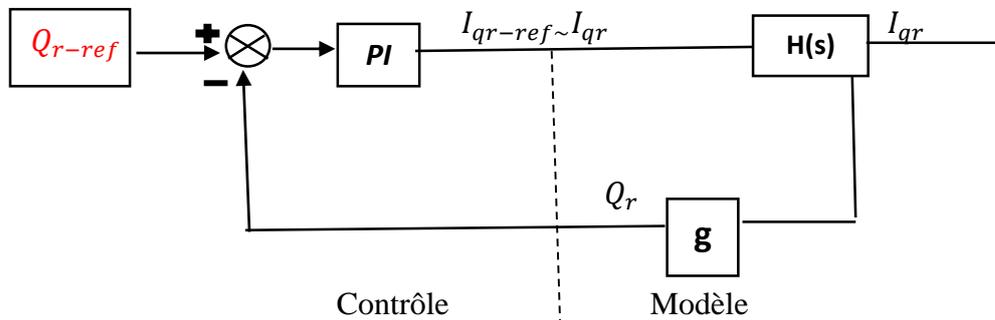


Figure.III.16. Boucle de régulation de la puissance réactive.

$H(s)$: est la fonction de transfert qui représente la dynamique de l'onduleur, τ_{on} représente le temps de réponse de l'onduleur.

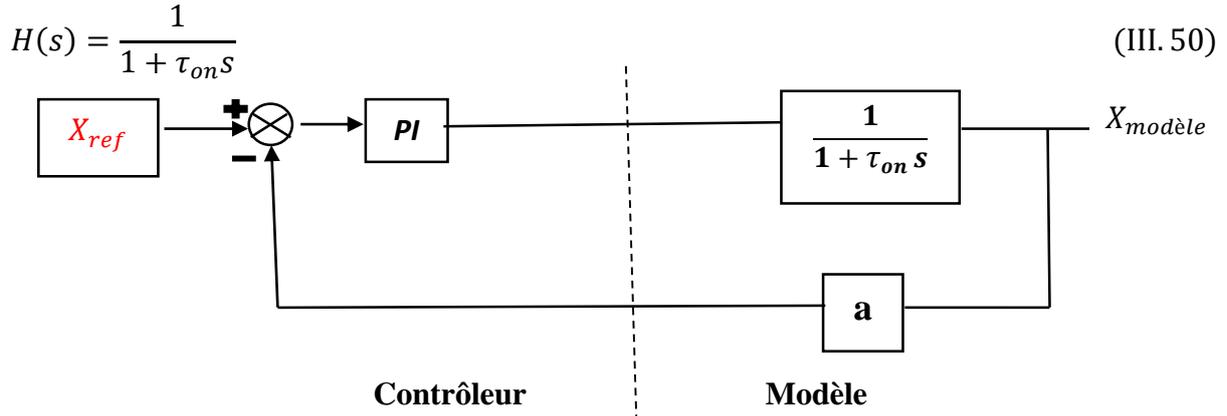


Figure.III.17. Schéma bloc du correcteur PI .

La boucle de régulation de la puissance réactive, présentée par le figure (III.16) est utilisée pour déterminer la fonction de transfert en boucle fermée, Les paramètres K_i - I_{qr} et K_p - I_{qr} sont donnés par les relations suivantes :

$$B(s)_f = \frac{N(s)}{\frac{1}{\omega_n^2}s^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_n}\right)s + 1} = \frac{\left((k_p s + k_i)\right)}{1 + \frac{ak_p + 1}{ak_i}s + \frac{\tau_{on}}{ak_i}s^2} \quad (III. 51)$$

D'où :

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{ak_i}{\tau_{on}} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{ak_p + 1}{ak_i} \end{cases} \quad (III. 52)$$

L'expression final est :

$$\begin{cases} k_i = \frac{\omega_{n-Iqr}}{a} \\ k_p = \frac{2\xi}{a} - \frac{1}{a} \end{cases} \quad (III. 53)$$

Avec :

$$\omega_{n-Iqr} = 1/\tau_{on}$$

ξ : Coefficient d'amortissement

Pour le régulateur de puissance réactive Q_{r-tr} , on remplace la valeur de a par $a = -\frac{3}{2}V_{dr}$, $V_{dr} = \sqrt{3}V_{eff}$, $V_{eff} = 1.907$ KV :représente la valeur efficace de la tension de réseau.

III.4.4. Modélisation du convertisseur

La chaîne de conversion électronique est composée de deux onduleurs couplés sur un bus continu commun. De manière générale, l'onduleur permet la conversion de courants triphasés alternatifs en courant continu et vice versa. L'onduleur étudié est bidirectionnel en

courant et classiquement composé de trois cellules de commutation. Chacune est composée de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en antiparallèle. Il est contrôlé par modulation de largeur d’impulsion. (Figure III.18.a) Les semi-conducteurs sont considérés idéaux : pas de pertes et les commutations sont instantanées. L’hypothèse de la conduction continue permet de considérer le convertisseur équivalent à des interrupteurs idéaux (Figure. III.18.b) [39,54] Ces interrupteurs peuvent être commandés en ouverture ‘1’ et en fermeture ‘0’, et la tension d’entrée V_i est fonction des états de ces interrupteurs [55]. Il y a 8 états de commutations possibles, (Figure. III.19) [56].

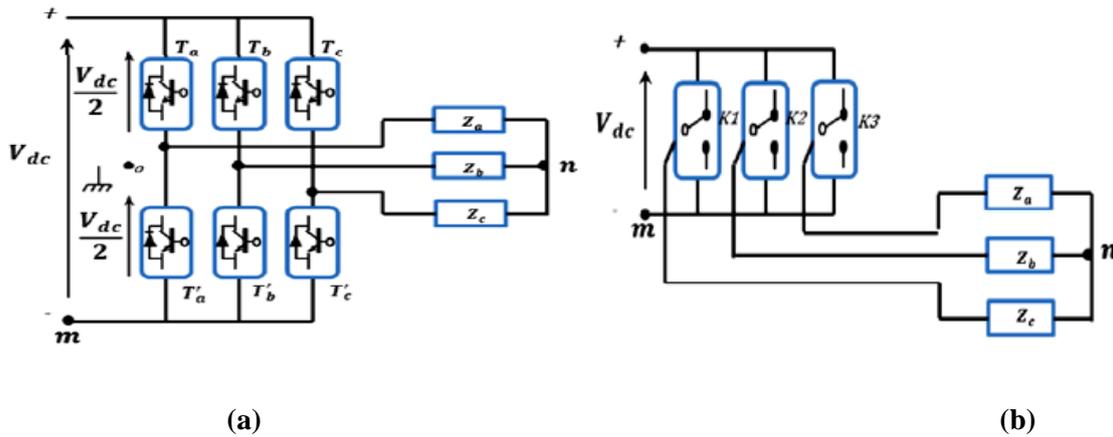


Figure III.18. Modèle de convertisseur [39]

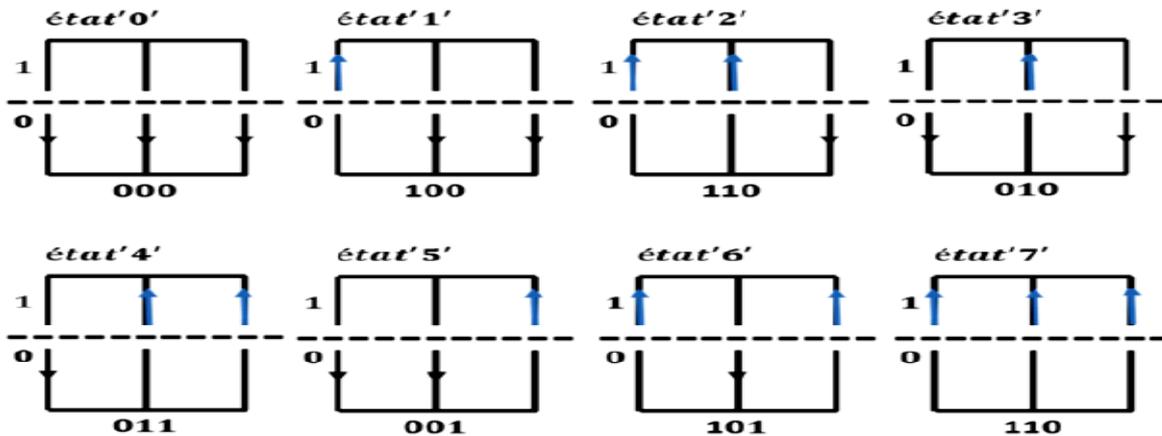


Figure III.19. Etats de commutation des interrupteurs d’un convertisseur à 02 niveaux [39].

L’onduleur utilisé est piloté à partir de grandeurs logiques par l’intermédiaire d’un circuit de commande. T_i et T_i' représentent les transistors, S_i et S_i' les commandes logiques associées. En négligeant le temps mort entre les interrupteurs du même bras, la commande de ces derniers est alternée ($S_i = \overline{S_i'}$), il existe deux états complémentaires [39,40]

- $S_i = 1$, alors T_i est passant et T_i' est ouvert ;

- Si $S_i = 0$, alors T_i est ouvert et T_i' est passant.

Pour simplifier l'étude, l'alimentation en tension est supposée être une source parfaite dans le sens où, quel que soit le courant i délivré ou absorbé, la tension V_{dc} à ses bornes reste toujours constante [39,40]

La valeur des tensions entre les points a, b, c et le point m :

$$V_{am} = V_a - V_m = S_a \cdot E \quad (V_{am} = V_{dc} \text{ si } (T_a) \text{ est fermé, } V_{am} = 0 \text{ si } (T_a) \text{ est ouvert}) \quad (\text{III.54})$$

$$V_{bm} = V_b - V_m = S_b \cdot E \quad (V_{bm} = V_{dc} \text{ si } (T_b) \text{ est fermé, } V_{bm} = 0 \text{ si } (T_b) \text{ est ouvert}) \quad (\text{III.55})$$

$$V_{cm} = V_c - V_m = S_c \cdot E \quad (V_{cm} = V_{dc} \text{ si } (T_c) \text{ est fermé, } V_{cm} = 0 \text{ si } (T_c) \text{ est ouvert}) \quad (\text{III.56})$$

$$\begin{bmatrix} V_{am} \\ V_{bm} \\ V_{cm} \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.57})$$

$$\begin{cases} V_{am} = V_{an} + V_{nm} \\ V_{bm} = V_{bn} + V_{nm} \\ V_{cm} = V_{cn} + V_{nm} \end{cases} \quad (\text{III.58})$$

$$\Rightarrow V_{am} + V_{bm} + V_{cm} = (V_{an} + V_{bn} + V_{cn}) + 3V_{nm} \quad (\text{III.59})$$

Pour une charge équilibrée :

$$(V_{an} + V_{bn} + V_{cn}) = 0 \quad (\text{III.60})$$

Donc :

$$V_{nm} = \frac{1}{3}(V_{am} + V_{bm} + V_{cm}) \quad (\text{III.61})$$

En remplaçant V_{nm} dans le système ci-dessous

$$\begin{cases} V_{am} = V_{an} + \frac{1}{3}(V_{am} + V_{bm} + V_{cm}) \\ V_{bm} = V_{bn} + \frac{1}{3}(V_{am} + V_{bm} + V_{cm}) \\ V_{cm} = V_{cn} + \frac{1}{3}(V_{am} + V_{bm} + V_{cm}) \end{cases} \quad (\text{III.62})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(2V_{am} + V_{bm} + V_{cm}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(V_{am} + 2V_{bm} + V_{cm}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(V_{am} + V_{bm} + 2V_{cm}) \end{cases} \quad (\text{III.63})$$

Le modèle de l'onduleur en fonction de la tension d'entrée et des interrupteurs est :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{am} \\ V_{bm} \\ V_{cm} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.64})$$

III.5. Simulation et résultats

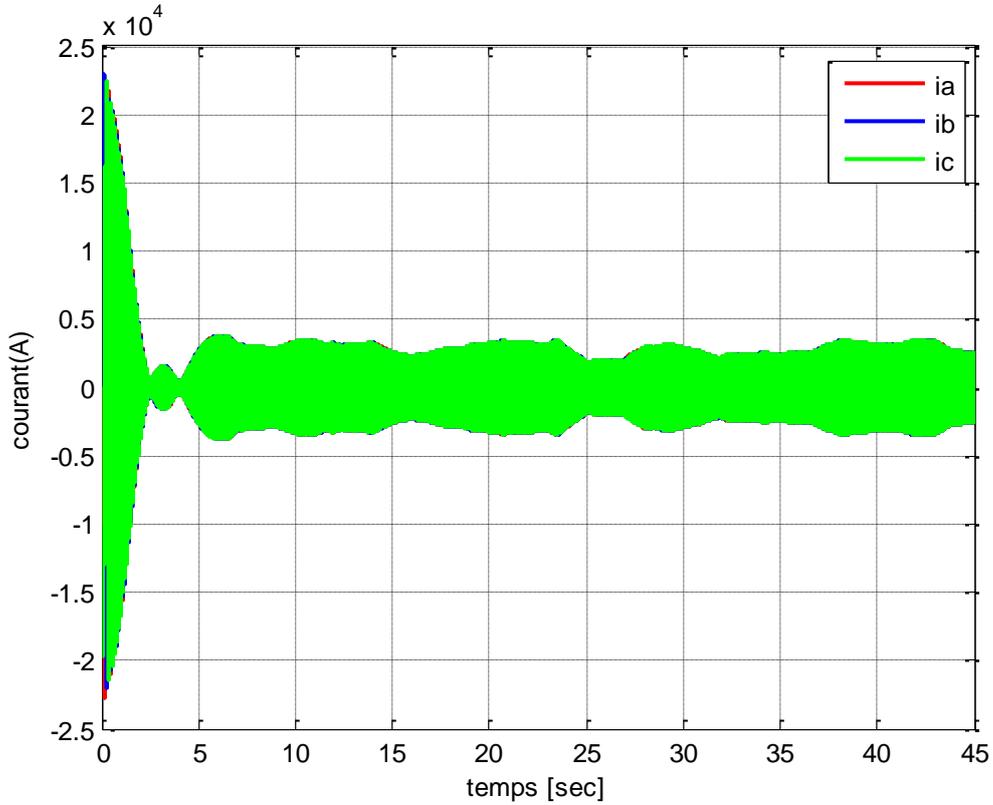


Figure III.21. Allure des courants statoriques Iabc

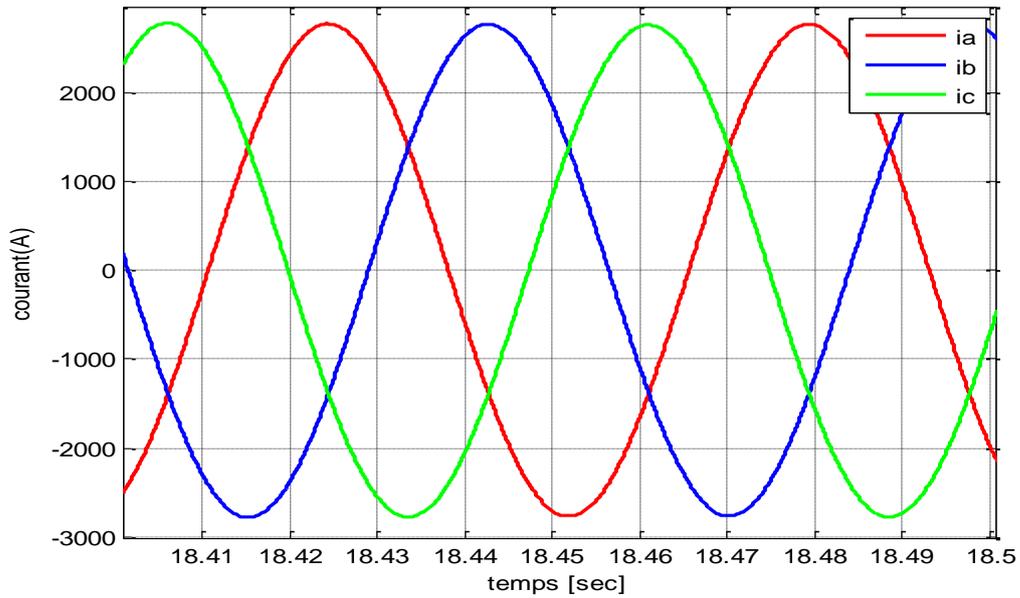


Figure III.22. Zoom sur l'allure des courants statoriques Iabc

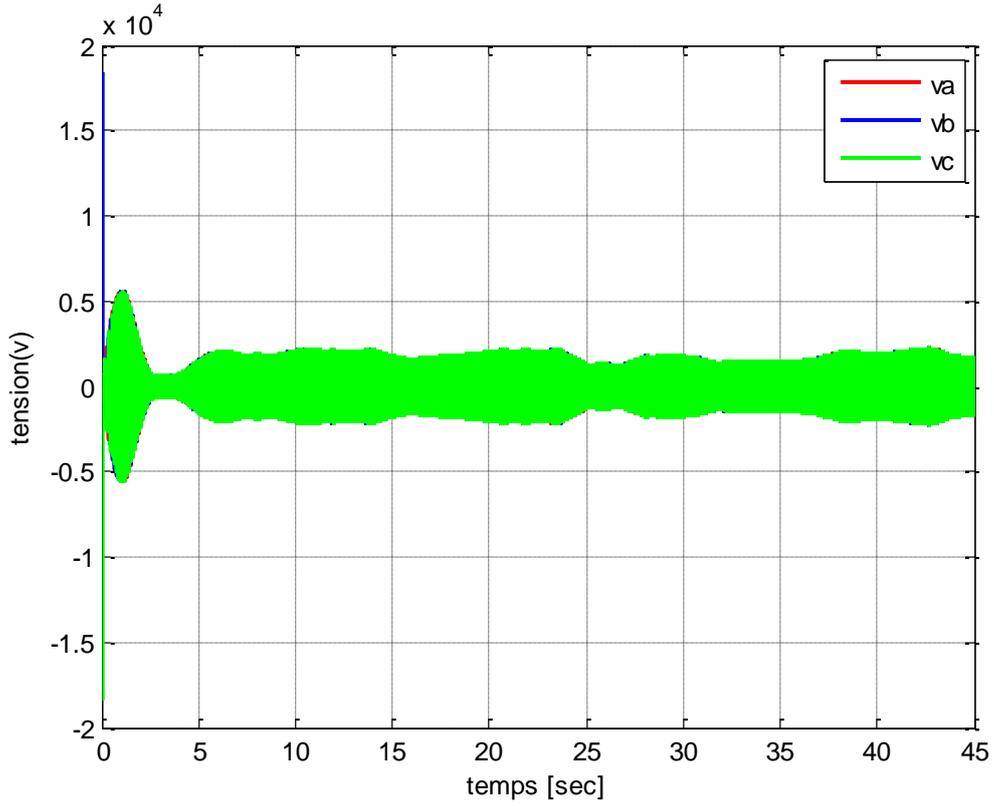


Figure III.23. Allure des tensions statoriques Vabc

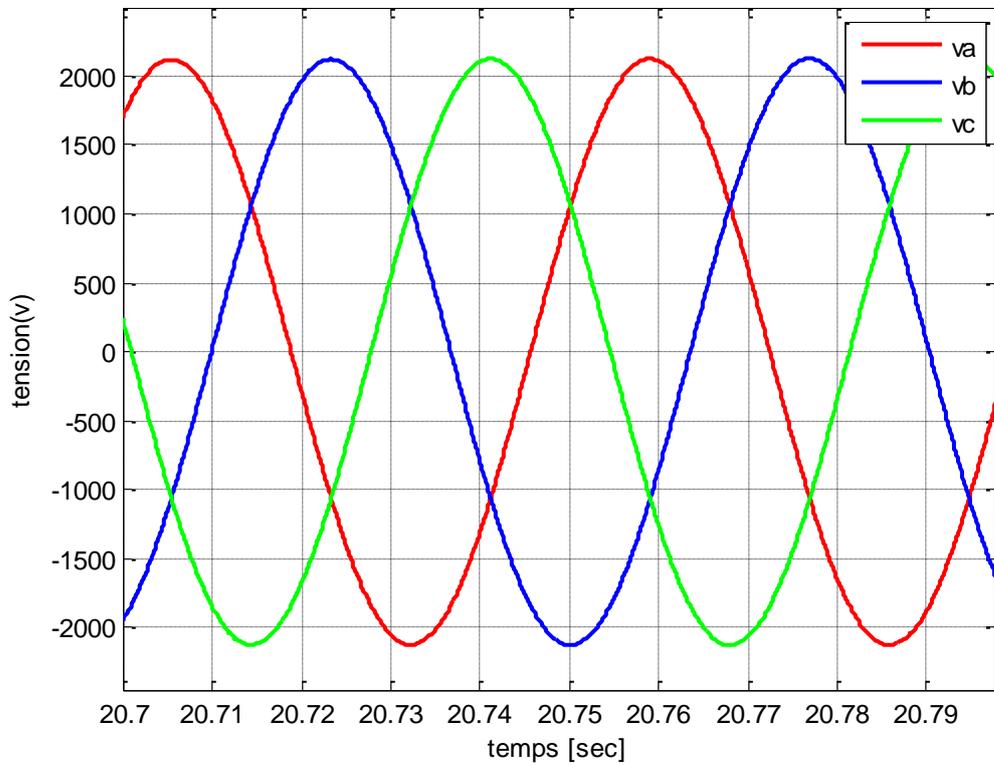


Figure III.24. Zoom sur l'allure des tensions statoriques Vabc

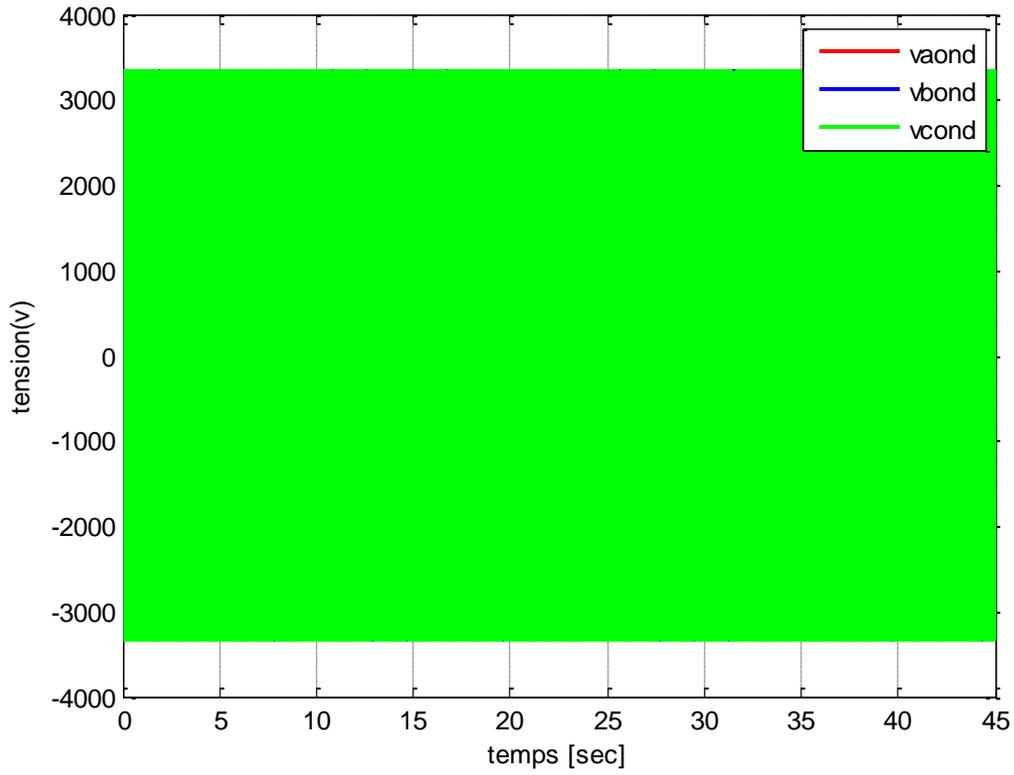


Figure III.25. Les tensions au borne de l'onduleur

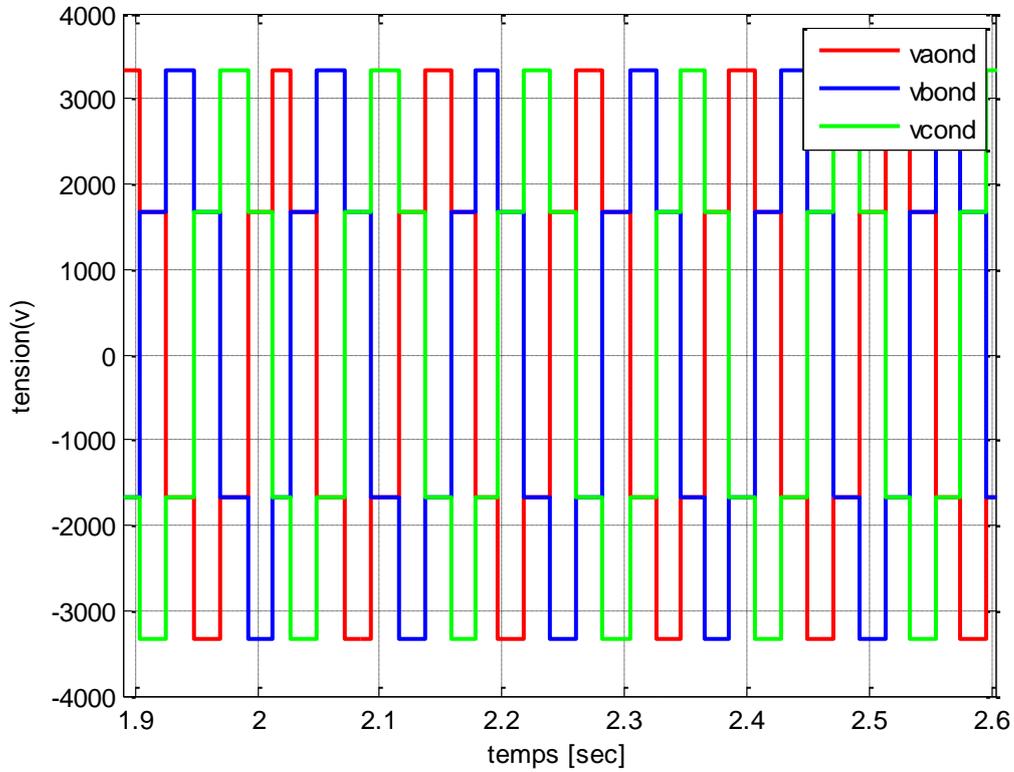


Figure III.26. Zoom sur les tensions au borne de l'onduleur

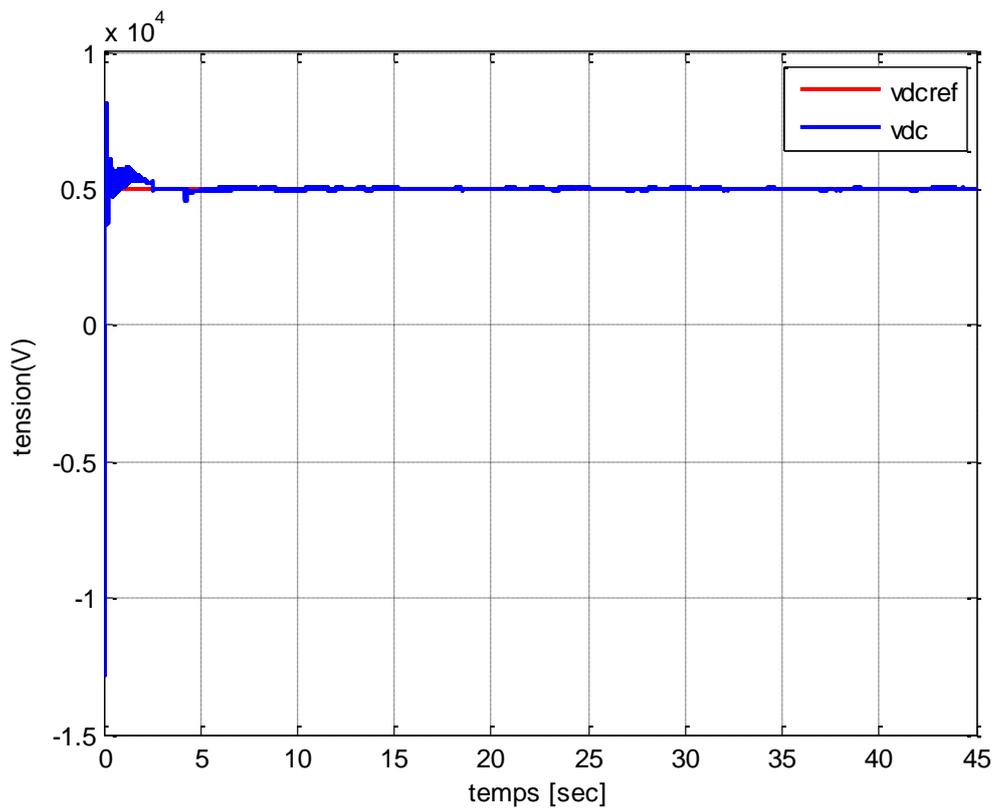


Figure III.27. Tension du bus continu.

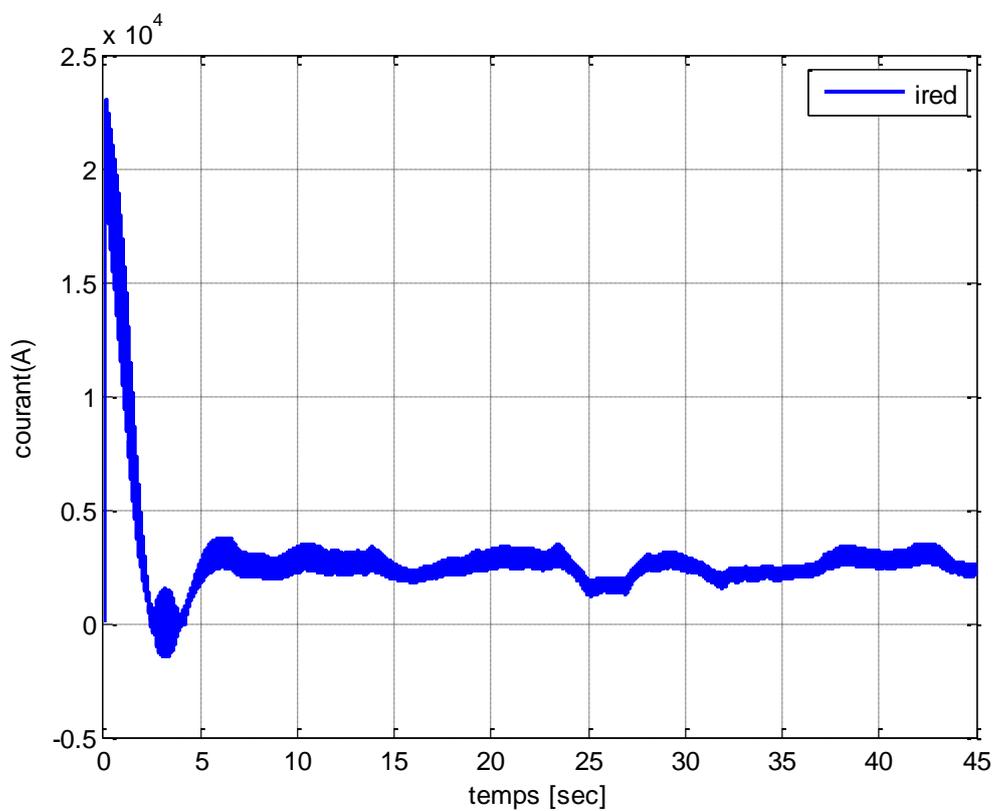


Figure III.28. Courant du redresseur

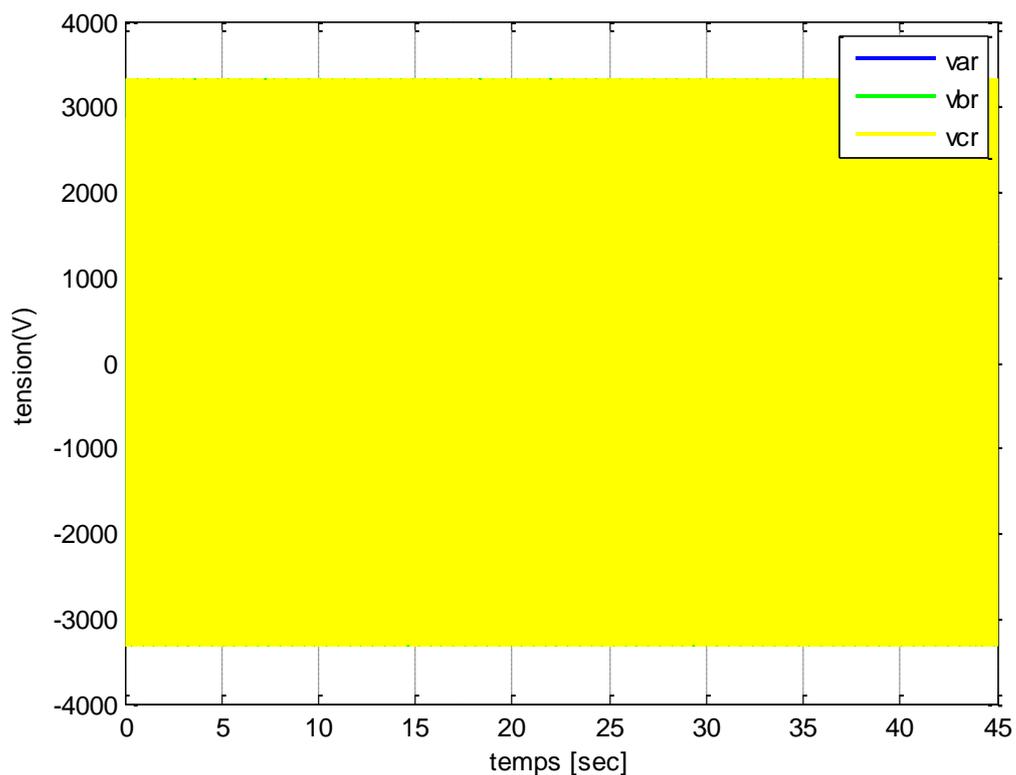


Figure III.29. Les tensions des phases injectées au réseau

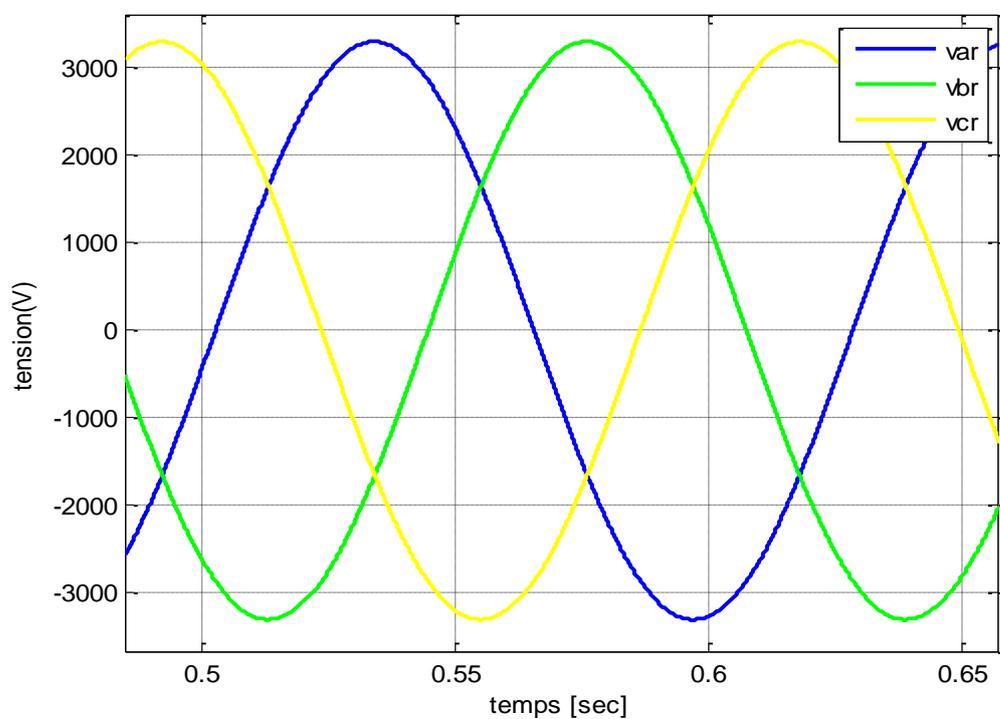


Figure III.30. Zoom les tensions des phases injectées au réseau

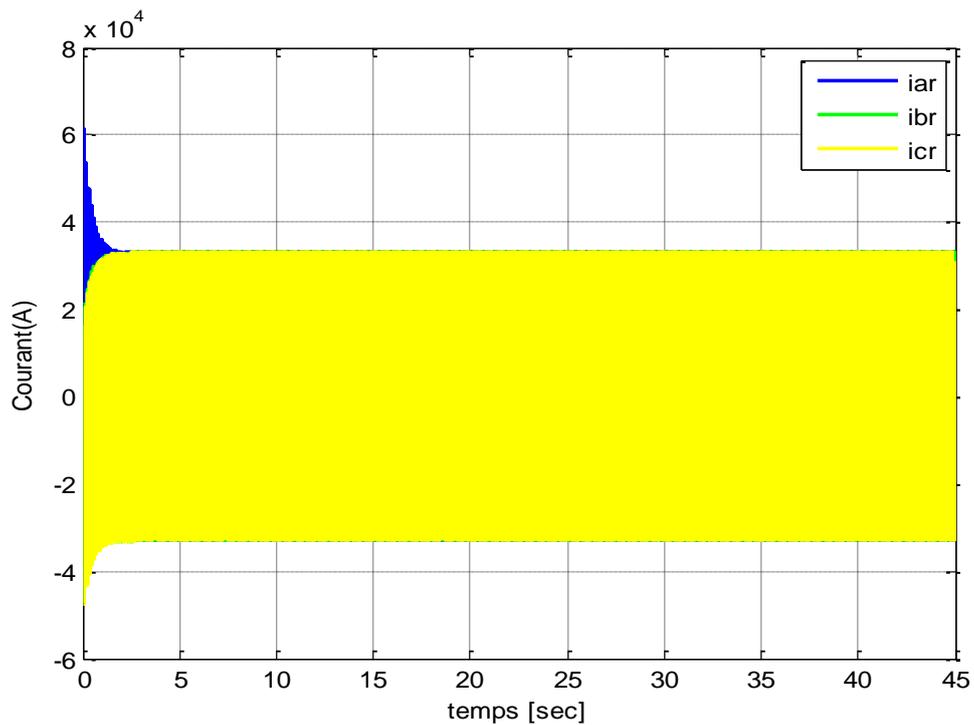


Figure III.31. Les courants des phases injectées au réseau

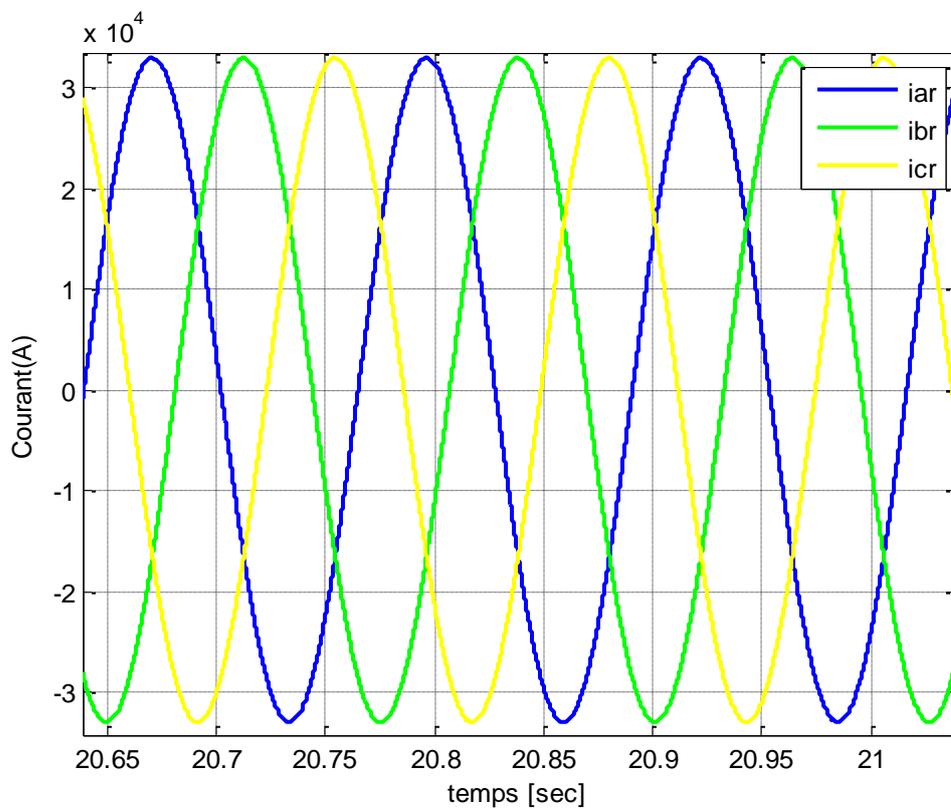


Figure III.32. Zoom Les courants des phases injectées au réseau

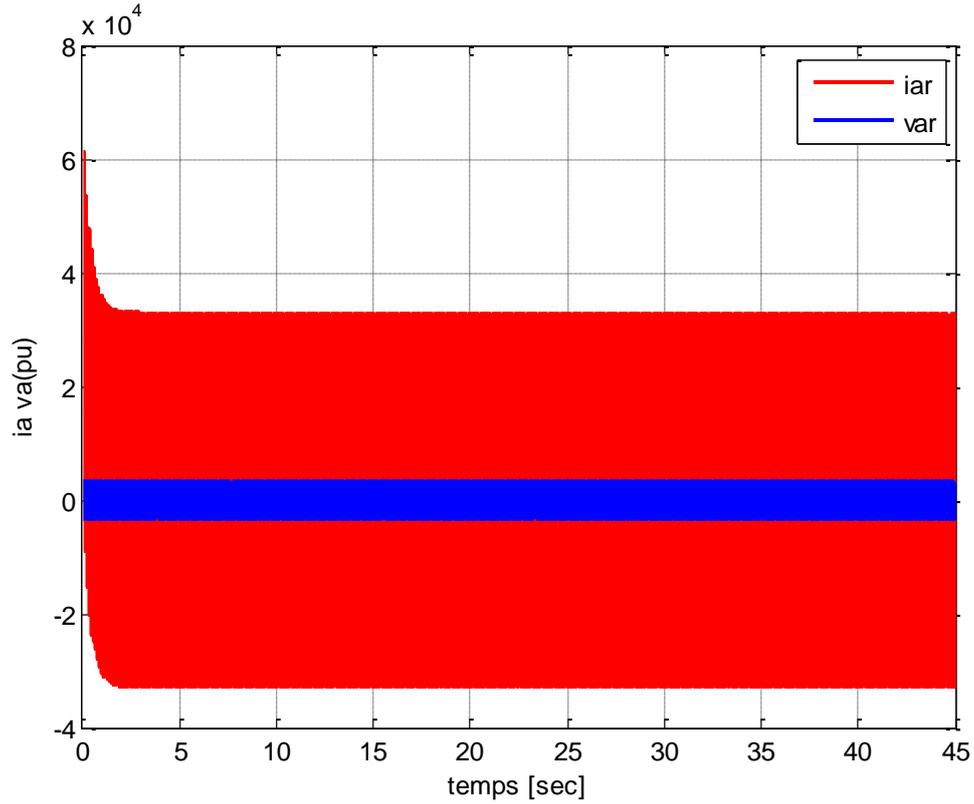


Figure III.33. Courant d'une phase injectée au réseau, et la tension d'une phase du réseau.

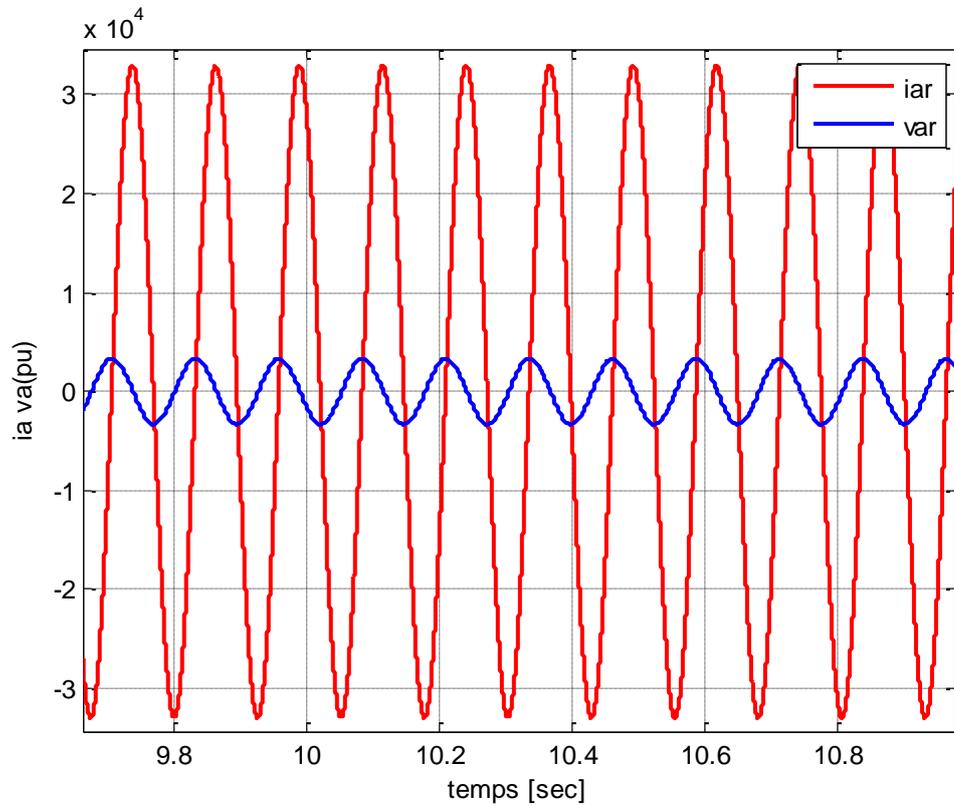


Figure III.34. Zoom courant d'une phase injectée au réseau, et la tension d'une phase du réseau.

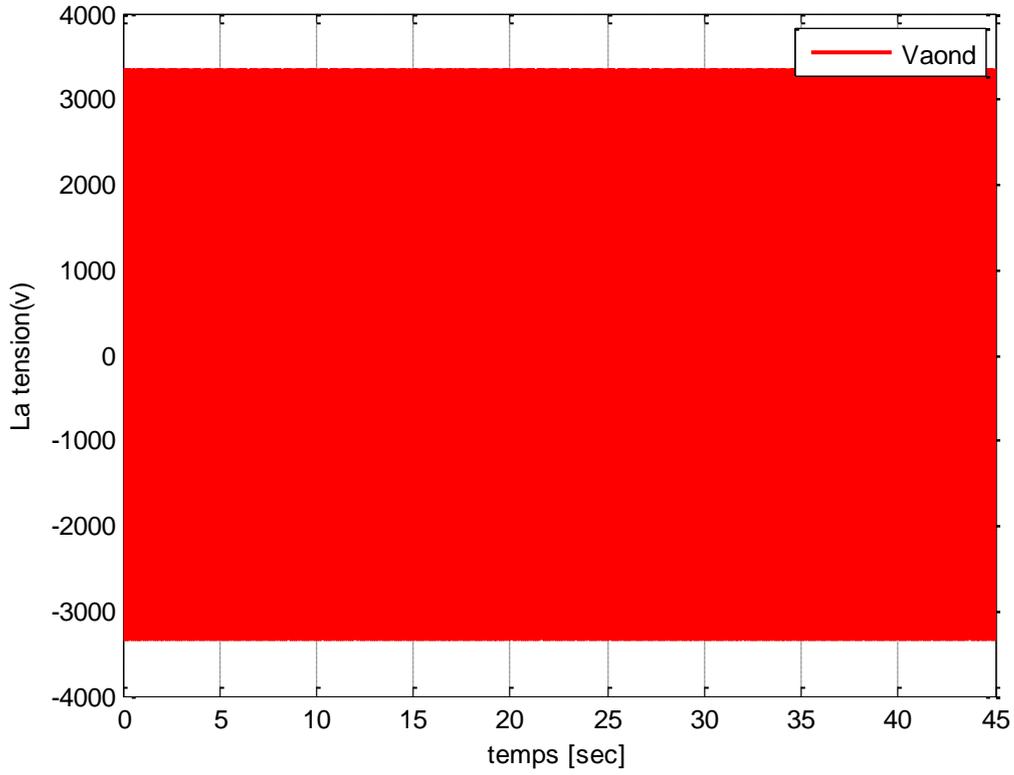


Figure III.35. Tension d'une phase de l'onduleur

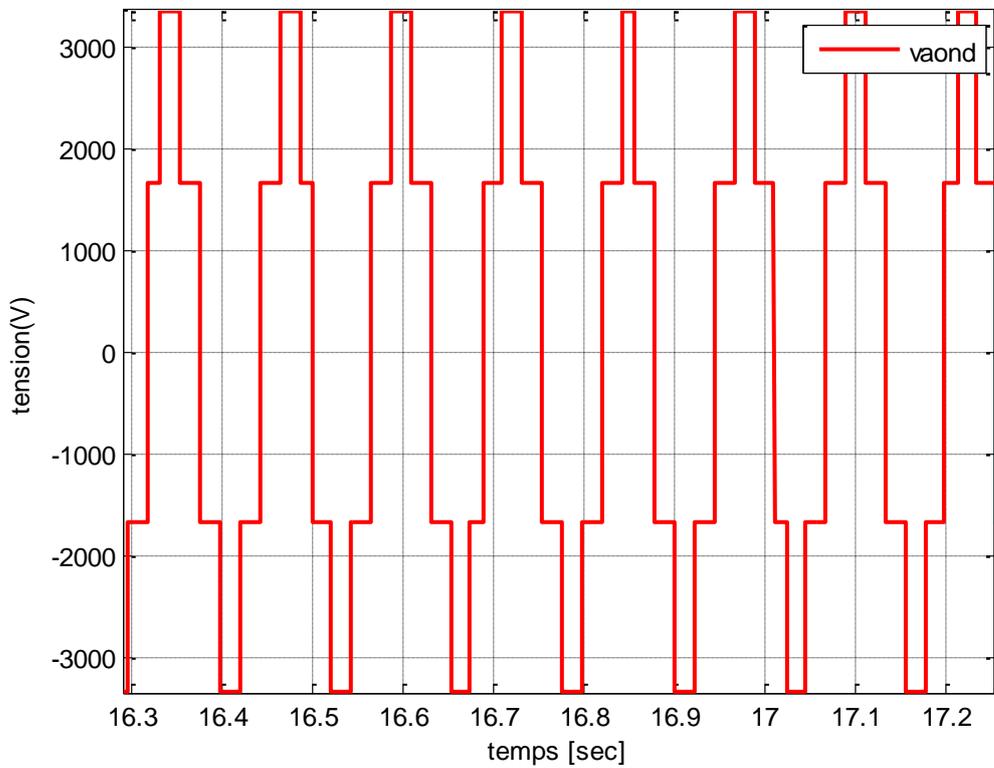


Figure III.36. Zoom tension d'une phase de l'onduleur

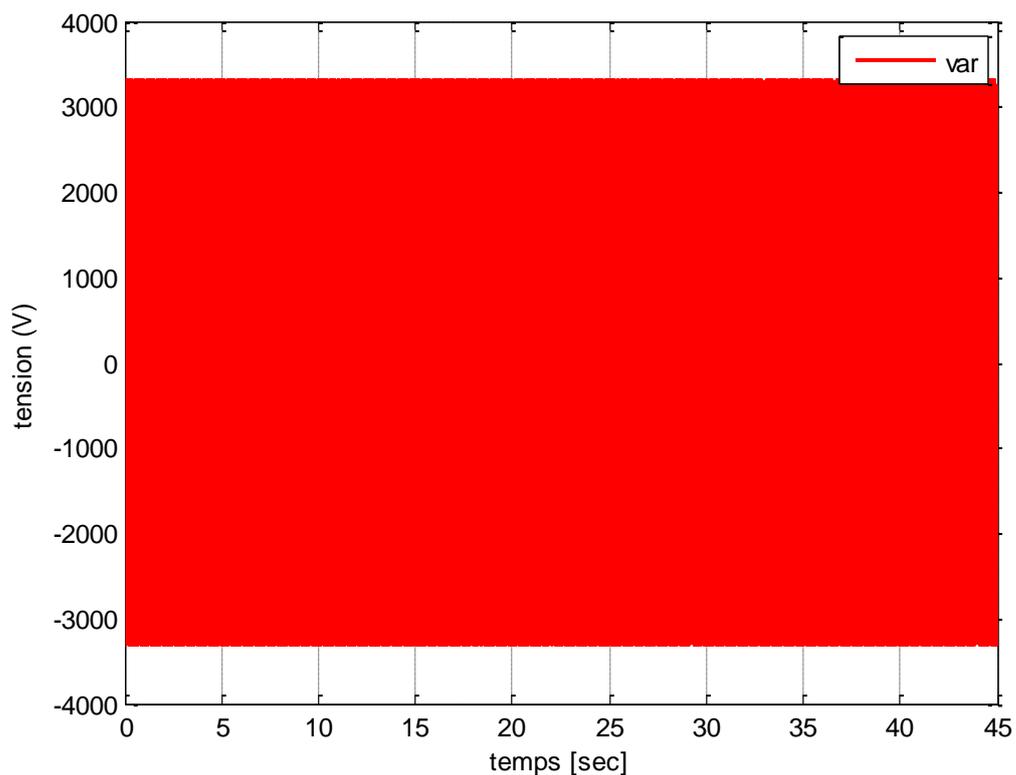


Figure III.37. Tension d'une phase de réseau

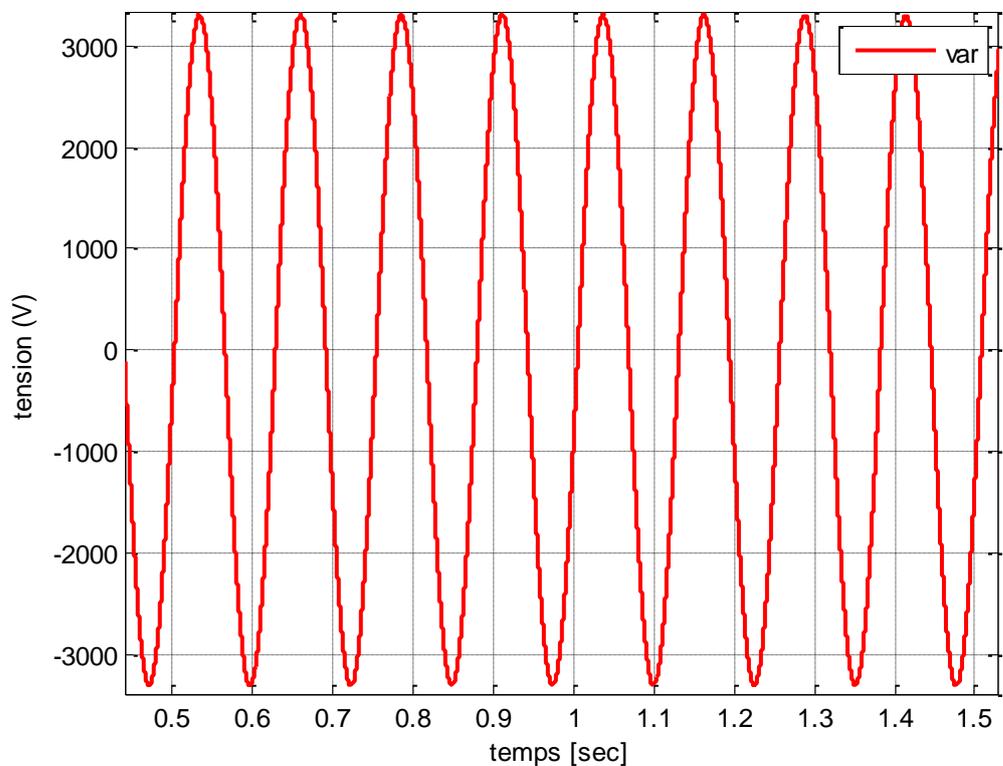


Figure III.38. Zoom tension d'une phase de réseau

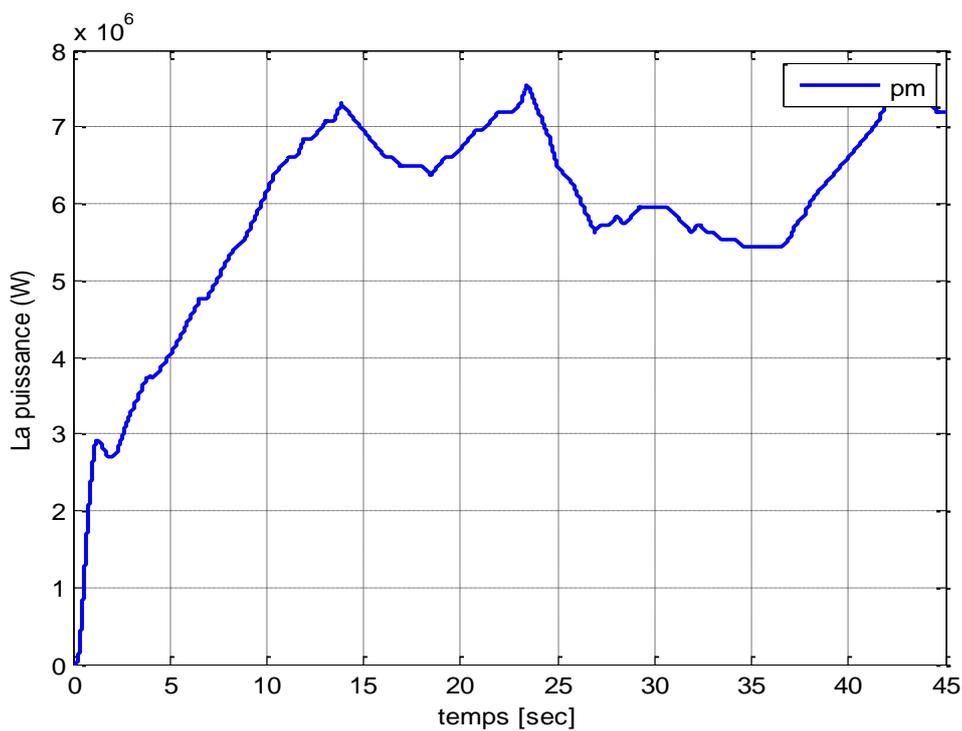


Figure III.39. Puissance électrique de la machine(watt)

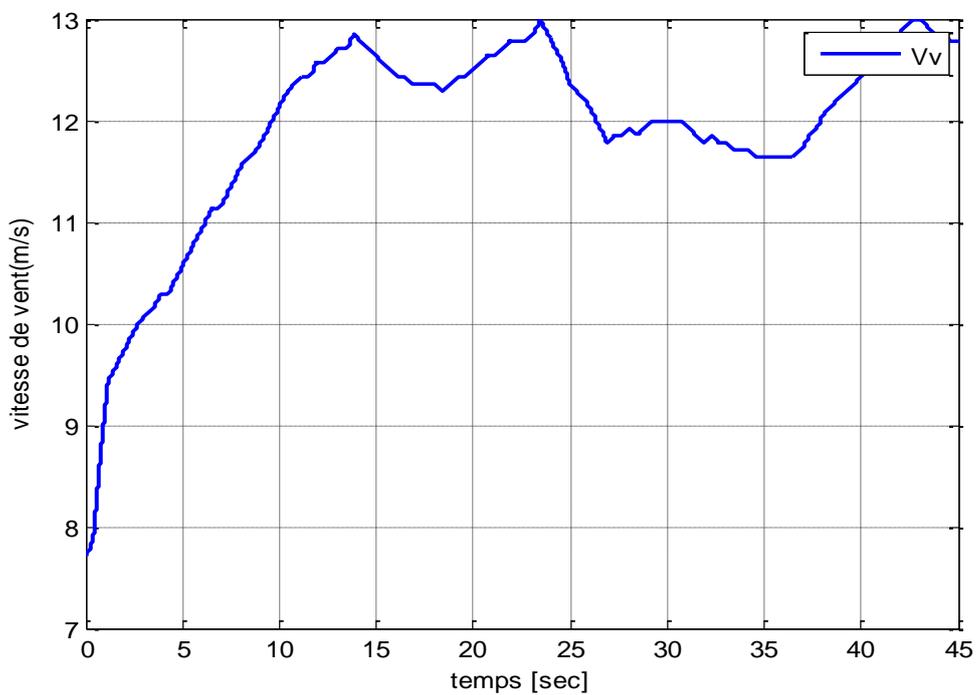


Figure III.40. Vitesse de vent (m/s)

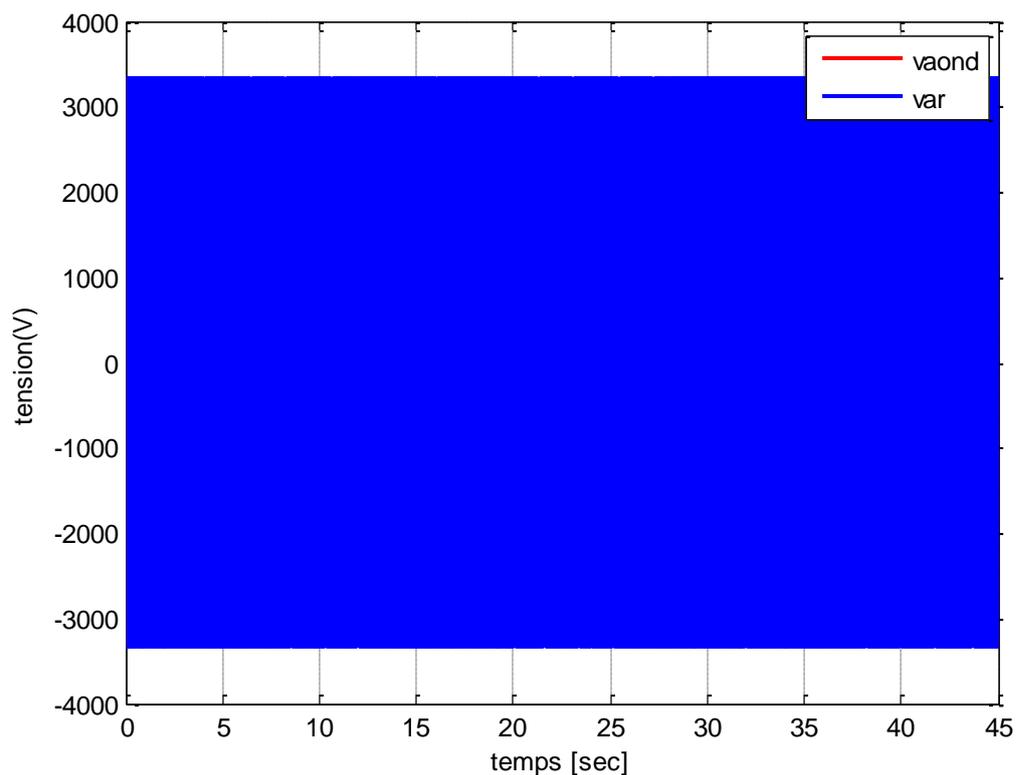


Figure III.41. Allures des tensions Vaond et Vares en Volts

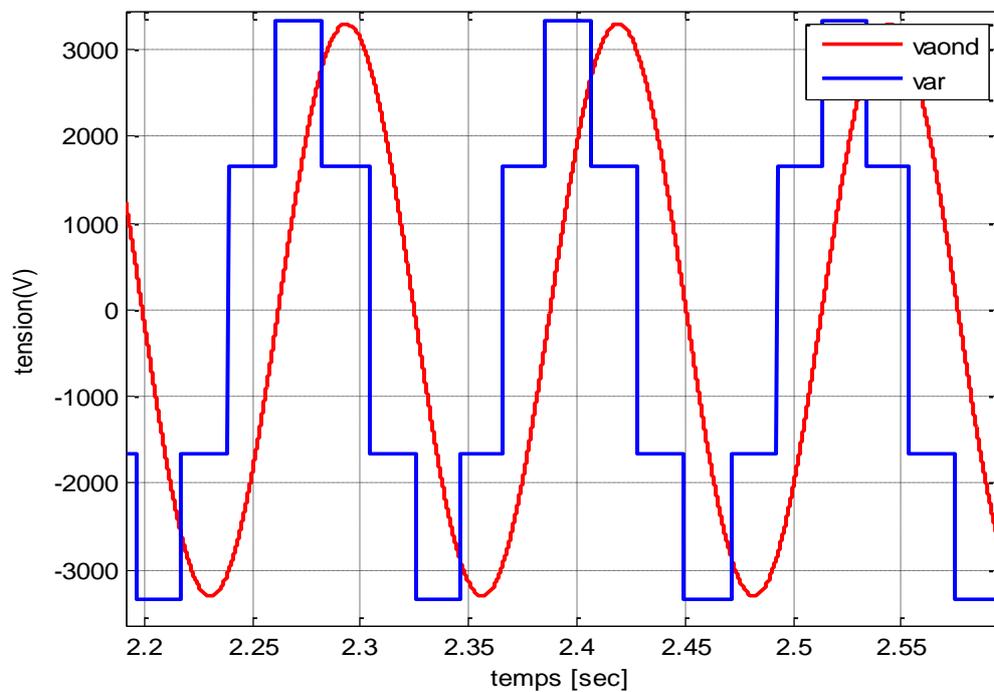


Figure III.42. Zoom sur les tensions Vaond et Vares en Volts

Interprétation

- Au niveau de la turbine : la maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse (Figure III.39) nous a permis d'extraire les maxima de puissance mais lors des rafales qui dépassent les 13m/s la puissance renvoyée vers la génératrice est supérieure à 5MW (7MW) (absence du pitch control).
- Au niveau de la génératrice (Figures (III.21 ; III.22 ; III.23 ; III.24)) : on constate l'efficacité de la commande vectorielle qui nous permet de fonctionner à vitesse variable et de renvoyer vers le redresseur des courants et tensions de fréquence constante mais d'amplitude variables à cause de la nature variable et fortement perturbé du vent.
- Au niveau du redresseur (Figures (III.28)) : le contrôle du redresseur nous a permis de charger le bus continu.
- Au niveau du bus continu (Figure III.27) : le contrôle du bus continu nous permet de maintenir la tension redressée à 5000V.
- Au niveau de l'onduleur et la connexion au réseau (Figures (III.29 ; III.30 ; III.31 ; III.32 ; III.33 ; III.34 ; III.35 ; III.36 ; III.37 ; III.38 ; III.38 ; III.41 ; III.42), le contrôle de l'onduleur avec un coefficient de puissance unitaire (puissance réactive nulle), nous a permis de renvoyer vers le réseau des tensions avec la PLL qui nous permet de verrouiller la phase.

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé la génératrice et validé son modèle en la simulant sur trois scénarii (à vide, sur une charge R L et une charge R L,E) ensuite nous avons proposé un modèle du redresseur commandé par MLI sinus triangle, un bus continu, commandé en tension par un PI, un onduleur commandé en courant avec un coefficient de puissance unitaire et un PLL pour garantir le verrouillage des phases initiales.

Les résultats obtenus sont assez concluants.

Conclusion générale

Tout au long de ce travail, nous avons tracé des objectifs qui nous ont permis de rester dans le vif du sujet et ne pas sortir du cadre de travail. La recherche bibliographique n'était pas une tâche aisée, mais au contraire, les paramètres d'une éolienne de grande puissance ne sont pas faciles à trouver. Néanmoins Notre travail a été axé sur l'élaboration d'un modèle d'une chaîne éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à aimants permanents.

La première partie était consacrée à dresser la situation de l'éolien dans le monde et en particulier en Algérie et un état de l'art de l'éolien connecté au réseau, ainsi nous avons constaté qu'en général, nous trouvons deux types de structures d'éoliennes, celles qui fonctionnent à vitesse fixe et à vitesse variable, les limitations imposées aux structures à vitesse fixe, nous ont poussées à choisir celles à vitesse variable pour la suite de notre travail.

La deuxième partie a été consacré à modéliser la partie mécanique de la turbine, c'est ainsi que nous avons choisi une turbine de 5 MW du constructeur espagnol Siemens Gamesa (ADWEN) qui va nous permettre de tester ses performances aérodynamiques et le contrôle de la vitesse pour la maximisation de sa puissance pour des vents inférieur à la vitesse nominale. Ainsi nous avons simulé la turbine seule avec et sans asservissement de vitesse et les résultats nous ont montré que l'asservissement de vitesse nous permet d'optimiser la puissance transmise à la génératrice et ainsi gagner des milliers de kW.

La troisième partie quant à elle a été entièrement consacrée à la connexion de la turbine au réseau. Ainsi, nous avons donc, modélisé la génératrice et nous avons effectué des simulations pour la tester, une simulation de la génératrice à vide puis alimentant une charge inductive et résistive et enfin sur une charge résistive, inductive avec une force électromotrice. Nous avons ainsi validé le modèle de la génératrice par la suite c'est la commande vectorielle qui a été mise en œuvre pour la machine. Un modèle du redresseur ainsi que sa commande ont été aussi proposés puis le bus continu avec sa commande. Le modèle de l'onduleur et sa commande à coefficient de puissance unitaire, une PLL pour le verrouillage de phase du réseau. Le teste de toute la chaîne complète en la simulant sur la plateforme Simulink de Matlab a montré la validité du modèle proposé.

Perspectives :

Simuler des perturbations réseau et tester les réactions de la turbine et de la génératrice.

- Incorporer les techniques de commande intelligentes
- Etude comparative avec une chaîne à vitesse fixe
- Etude comparative avec une chaîne à vitesse variable à Génératrice asynchrone à double alimentation.

Bibliographie

- [1] Maghsel S, « Contribution à l'amélioration et la commande d'une turbine éolienne » mémoire de magistère, option : Électrotechnique, UNIV du 20 aout 1955 – Skikda, Algérie, 2012.
- [2] J. MARTIN « Énergies éoliennes » ; Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie Énergétique pp. B8 585 1- B 8 585 21.
- [3] Gwec (Global Wind Energy Council)
- [4] BOUDIA Sidi Mohammed « Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie » Thèse de Doctorat. Université de Tlemcen. 2013.
- [5] << Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne>> Thèse Magister Université Mentouri de Constantine, 2009
- [6] O. De Vries, "On the theory of the horizontal axis wind turbine", Ann. Rev. Fluid. Mech. 1983, 15, pp. 77.
- [7] Adrien COURBOIS, " Étude expérimentale du comportement dynamique d'une éolienne offshore flottante soumise à l'action conjuguée de la houle et du vent ", Thèse de doctorat, École Centrale de Nantes, Avril 2013.
- [8] **L. LECLERCQ** « rapport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un Réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », Thèse de doctorat.
- [9] **F. POITIERS** « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » Thèse de Doctorat Université de Nantes, 2003.
- [10] Désiré Le GOURIERE, Energie éolienne, Théorie, Conception et calcul pratique des installations, édition Eyrolles, 1982.
- [11] Thomas Ackermann, Wind Power in Power systems, Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, 2005.
- [12] **T.Burton, D.Sharpe, N. Jenkins, E.Bossanyi** « Wind Energy Handbook », John Wiley & Sons, 2001.

- [13] « Wind Energy Systems for Electric Power Generation » Springer Series in Green Energy and Technology, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2008
- [14] **F. POITIERS** « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de L'énergie éolienne-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » Thèse de Doctorat Université de Nantes, 2003.
- [15] Hamdi.N, « Amélioration des performances des aérogénérateurs », thèse de doctorat de L'université Constantine I, Option : Modélisation et commande des machines électriques, Constantine, Algérie, 2013.
- [16] Hani Alhamed Aldwaihi, « Commande non linéaire fondée sur la platitude d'un système de production éolien », Thèse de doctorat, option : Génie Electrique de l'Université de Bretagne Occidentale, octobre 2013.
- [17] ROUABHI Riyadh, « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée », Thèse de doctorat, option : Commande Electrique, UNIV de Batna2, Algérie, 2016.
- [18] Mayouf Messaoud, « Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents », Mémoire de magister, option : Energie renouvelables, UNIV de Batna, Algérie, 2008.
- [19] BOUMARAF Farid, « Commande D'un Aérogénérateur- Apport Des Techniques de L'intelligence Artificielle », Thèse de doctorat en Electrotechnique, UNIV de Batna, Algérie, 2014.
- [20] Zeghoudi.S, « Commande par passivité de LA machine synchrone à aimants permanents », Mémoire de Master, option : Commande des Machines Electriques, Université Abou Bekr-Belkaid – Tlemcen, Algérie, 2015
- [21] MARGOTIN T.G. ; Etude du comportement dynamique du réseau de Guadeloupe : Règles de, gestion de la réserve primaire et dimensionnement de la puissance unitaire des groupes futurs. EDF RD, 1999.
- [22] KUNDUR P.; Power System Stability and Control. McGraw-Hill Professional, 1994.

- [23] V. Courtecuisse, " Supervision d'une centrale multisource à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique ", Thèse doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, Lille, Novembre 2008.
- [24] Djamel. Ikni, C. M. Camara, A. Payman and B. Dakyo, " Dynamic control of wind energy conversion system ", International conference and exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER'13) to be held at Monaco/France on March 27-30, 2013.
- [25] Dakyo, Djamel. Ikni, " Conversion de l'énergie électrique d'origine renouvelable : impacts sur un réseau électrique interconnecté ou îlot ", Colloque International Francophone CIFEM 2012 2-3-4 Mai 2012 Ouagadougou, Burkina Faso.
- [26] Abdenour ABDELLI, " Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive ", Thèse doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, Octobre 2007.
- [27] Guy Cuntty, " Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne ", Edisud, Aix-en-Provence, 2001, www.edisud.com.
- [28] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, " Éoliennes ", Techniques de l'Ingénieur, BM 4 640.
- [29] Nicolas LAVERDURE, " Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ", Thèse de Doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble, Décembre 2005. France.
- [30] DUC-HOAN TRAN, " Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne passive : analyse de robustesse, validation expérimentale ", thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Septembre 2010.
- [31] Guangchen Liu, Shengtie Wang, Hong Zhang, and Bo Wang, " Integrated Control Strategy of Multibrid Wind Power Generation System ", 2012 IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference - ECCE Asia. June 2-5, 2012, Harbin, China.
- [32] F. Mudry, « Ajustage des Paramètres d'un Régulateur PID », Note d'application, Ecole d'ingénieurs du Canton de Vaud.
- [33] A.D. Hansen, C. Jauch, P. Sørensen, F. Iov, F. Blaabjerg, " Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT ", Risø National Laboratory, Roskilde, December 2003

- [34] Sreedhar Reddy Guda, " Modeling and power management of a hybrid wind-micro turbine power generation ", A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree, Montana State university, Bozeman, Montana, July 2005
- [35] Alexandre TENINGE, " Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire ", Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, Décembre 2009
- [36] Adam MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », THÈSE de Doctorat, L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE, N° d'ordre : 2213/2005.
- [37] LATRECHE Mohammed Tahar « Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien », Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2012
- [38] GASSAB SAMIR « Modélisation d'une centrale hybride photovoltaïque-éolienne » mémoire de magister de l'Université Ferhat Abbas – Sétif, décembre 2011.
- [39] Mayouf Mesaoud, Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent, thèse de magister de l'université de Batna, 13-02-2008.
- [40] B. N. Mobarkah, « Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres », thèse de doctorat de l'Université de Téhéran, Iran. Décembre 2001
- [41] **L.H. Hansen, P.H. Madsen, F.Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K.Eskilsen,**« Generators and power electronics technology for wind turbines », IECON'01 : The 27th annual conference of the IEEE industrial electronic society. 0-7803-7108- 9/01/\$10.10©2001 IEEE
- [42] Hamecha samira « Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent », Thèse de Magister, université de Tizi ousou, 2013.
- [43] R. Melicio, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalao, << Computer simulation of wind power systems: Power Electronics and Transient Stability Analysis >>, International Conference on Power System Transients (IPST 2009), Kyoto, Japan, Juin 3-6, 2009.

- [44] **L.H. Hansen, P.H. Madsen, F.Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K.Eskilsen**, « Generators and power electronics technology for wind turbines », IECON'01 : The 27th annual conference of the IEEE industrial electronic society. 0-7803-7108- 9/01/\$10.10©2001 IEEE
- [45] **Z. Chen, E. Spooner**, « Wind turbine converters: A comparative study », Power Electronics and Variable Speed Drives, 21-23 September 1998, Conference Publication N°. 456 © IEE 1998
- [46] **J. Marques, H. Pinheiro, H. A. Gründling, J. R. Pinheiro and H. L. Hey**, «A survey on variable-speed wind turbine system», Federal University of Santa Maria – UFSM. Group of Power Electronics and Control – EPOC. 97015-900, Santa Maria, RS, Brazil.
- [47] **S. El aimani**, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille (ECL) Co-habilitation avec L'université des sciences et technologies de Lille 1 (USTL) Spécialité : Génie électrique - Electronique - Automatique, 06 décembre 2004.
- [48]. **A. Mirecki** « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat de L'institut national polytechnique de Toulouse soutenue le 5 avril 2005
- [49] **D.B.Alexandre**, « Etude et optimisation d'un ensemble alternateur à aimants / redresseur commandé. Application à un véhicule hybride ». Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Lorraine. Décembre 2000.
- [50]. Gauthier DELILLE, " Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques, Approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution ", Ecole centrale de Lille, Novembre 2010.
- [51] A. Bagre, D.Ikni, B.Dakyo, Y. Azoumah, " Simulation of Burkina Faso Power System: under Simpower Matlab/Simulink Environment", Proceeding of Fourth International Conference on Energy and Electrical Drives Power Engineering, (POWERENG), pp 890 - 895, May 2013.
- [52] Sanjay K Chaudhary, " Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection ", in partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2011.

[53]. Gabriele Michalke, "Variable Speed Wind Turbines-Modelling, Control, and Impact on Power Systems ", PhD thesis, Technische universität darmstadt, Darmstadt, 2007.

[54]. LING PENG « reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension » thèse de doctorat délivre par l'école centrale de Lille, 2010

[55] ABDELMALEK BOULAHIA « Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique » mémoire de magister de l'université de Constantine, 2009.

[56] TARAK NOUILI « Comment utiliser un bloc SVM (Space Vecteur Modulation) sous Simulink. Projet B 07 : Contrôle d'un moteur asynchrone par la méthode FOK » Polytech Clermont-Ferrand, Génie Electrique Année 2008/2009

Résumé

La mise en œuvre d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne nécessite une connaissance des moyens de production et de conversion de l'énergie. Dans ce contexte, une seule structure, de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne utilisant la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) pour une mode de fonctionnement (connecté au réseau électrique), a été modélisées avec des lois de comportement fines.

La modélisation d'une chaîne de conversion éolienne utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) est présentée. L'utilisation du générateur synchrone à aimants permanents rend les systèmes de conversion d'énergie éolienne à vitesses variables plus attractifs que ceux à vitesses fixes à cause de la possibilité d'extraction optimale de l'énergie dans les différentes conditions de fonctionnement. A cause de la nature fluctuante du vent qui provoque une variation fréquente de la fréquence à la sortie du GSAP, il est nécessaire de lier ce dernier avec la charge via des convertisseurs statiques.

Des modèles représentant le comportement dynamique de la chaîne de conversion en mode de fonctionnement connecté au réseau est développé.

Différents techniques de commande de la MSAP (Commande vectorielle, contrôle de la tension du bus continu, contrôle séparée des puissances) ont été développées. Une commande vectorielle, permettant de découpler et réguler les puissances active et réactive produites par la MSAP a été établie. Le contrôle du convertisseur coté réseau, assurant le réglage de la tension du bus continu, et le contrôle des puissances sont présentés.

Mots clés : énergie éolienne, MSAP, convertisseur, mode connecté au réseau.

Abstract

The implementation of a wind energy conversion chain requires knowledge of the means of production and energy conversion. In this context, one structure, wind energy conversion chain using the permanent magnet synchronous machine (PMSM) for one operating mode (connected to the grid), were modeled with fine behavior laws.

The modeling of a wind conversion circuit using a permanent magnet synchronous generator (PMSG) is presented. The use of the permanent magnet synchronous generator makes the wind energy conversion systems more attractive in variable speeds than those at fixed speeds because of the possibility of optimum energy extraction in the different operating conditions. Because of the transient nature of wind that causes a frequent change of the frequency at the output of the PMSG, it is necessary to link the latter via static converters.

Models representing the dynamic behavior of the conversion chain with connected to the network are developed.

Different control techniques of the PMSG (vector control, control of the DC bus voltage, separate control of powers) have been developed. A vector control, for decoupling and controlling the active and reactive power produced by the PMSG has been established. The control of the network side converter, ensuring the setting of the DC bus voltage, and controlling powers are presented.

Keywords: Wind energy, PMSG, Converter, connected to the network.

الملخص

تنفيذ سلسلة تحويل طاقة الرياح يتطلب معرفة وسائل الإنتاج وتحويل الطاقة. في هذا السياق، نظام لتحويل طاقة الرياح باستخدام آلة متزامنة مع مغناطيس دائم لأوضاع التشغيل متصلة إلى الشبكة، تمت دمجها مع قوانين السلوك الدقيقة.

يتم تقديم نماذج من دائرة تحويل طاقة الرياح باستخدام مولد المغناطيس الدائم متزامن. استخدام توربينات الرياح

المغناطيس الدائم متزامن يجعل أنظمة تحويل طاقة الرياح أكثر جاذبية في سرعات متغير من تلك بسرعات ثابتة بسبب

إمكانية استخراج الطاقة الأمثل في ظروف التشغيل المختلفة. وذلك راجع للطبيعة العشوائية للرياح التي تسبب في التغيير

المتكرر في تردد المخرج للمولد، فمن الضروري ربط الحمولة عن طريق محولات ثابتة

تم تطوير نماذج تمثل السلوك الديناميكي لسلسلة التحويل في الوضعين معزولة ومتصلة بالشبكة. وقد تم تطوير تقنيات

التحكم المختلفة) التحكم الشعاعي، السيطرة على طابق الجهد المستمر، السيطرة على عزم الدوران المباشر، التحكم المنفصل

بين القوى الفعالة والارتكازية (. وقد أنشئت تقنية التحكم الشعاعي بغرض فصل والسيطرة على القوى المنتجة من

طرف المولد. السيطرة على العاكس من جهة الشبكة، وضمان السيطرة على طابق الجهد المستمر إضافة إلى السيطرة على

القوى.

الكلمات المفتاحية: طاقة الرياح، المولد، العاكس، متصلة بالشبكة، السيطرة على عزم الدوران المباشر